

UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE  
Faculté de génie  
Département de génie civil

**GESTION DES RESSOURCES HYDRIQUES ADAPTÉE  
AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES POUR LA  
PRODUCTION OPTIMALE D'HYDROÉLECTRICITÉ  
ÉTUDE DE CAS : BASSIN VERSANT DE LA RIVIÈRE MANICOUAGAN**

Thèse de doctorat  
Spécialité : génie civil

Didier HAGUMA

Jury : Robert LECONTE (directeur)  
Bertrand CÔTÉ  
Paulin COULIBALY  
Amaury TILMANT

Sherbrooke (Québec) Canada

Mars 2013



Library and Archives  
Canada

Published Heritage  
Branch

395 Wellington Street  
Ottawa ON K1A 0N4  
Canada

Bibliothèque et  
Archives Canada

Direction du  
Patrimoine de l'édition

395, rue Wellington  
Ottawa ON K1A 0N4  
Canada

*Your file Votre référence*

*ISBN: 978-0-494-96310-4*

*Our file Notre référence*

*ISBN: 978-0-494-96310-4*

#### NOTICE:

The author has granted a non-exclusive license allowing Library and Archives Canada to reproduce, publish, archive, preserve, conserve, communicate to the public by telecommunication or on the Internet, loan, distribute and sell theses worldwide, for commercial or non-commercial purposes, in microform, paper, electronic and/or any other formats.

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

#### AVIS:

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque et Archives Canada de reproduire, publier, archiver, sauvegarder, conserver, transmettre au public par télécommunication ou par l'Internet, prêter, distribuer et vendre des thèses partout dans le monde, à des fins commerciales ou autres, sur support microforme, papier, électronique et/ou autres formats.

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

---

In compliance with the Canadian Privacy Act some supporting forms may have been removed from this thesis.

While these forms may be included in the document page count, their removal does not represent any loss of content from the thesis.

Conformément à la loi canadienne sur la protection de la vie privée, quelques formulaires secondaires ont été enlevés de cette thèse.

Bien que ces formulaires aient inclus dans la pagination, il n'y aura aucun contenu manquant.

Canada

## RÉSUMÉ

Il est dorénavant établi que les changements climatiques auront des répercussions sur les ressources en eau. La situation est préoccupante pour le secteur de production d'énergie hydroélectrique, car l'eau constitue le moteur pour générer cette forme d'énergie. Il sera important d'adapter les règles de gestion et/ou les installations des systèmes hydriques, afin de minimiser les impacts négatifs et/ou pour capitaliser sur les retombées positives que les changements climatiques pourront apporter.

Les travaux de la présente recherche s'intéressent au développement d'une méthode de gestion des systèmes hydriques qui tient compte des projections climatiques pour mieux anticiper les impacts de l'évolution du climat sur la production d'hydroélectricité et d'établir des stratégies d'adaptation aux changements climatiques. Le domaine d'étude est le bassin versant de la rivière Manicouagan situé dans la partie centrale du Québec.

Une nouvelle approche d'optimisation des ressources hydriques dans le contexte des changements climatiques est proposée. L'approche traite le problème de la saisonnalité et de la non-stationnarité du climat d'une manière explicite pour représenter l'incertitude rattachée à un ensemble des projections climatiques. Cette approche permet d'intégrer les projections climatiques dans le problème d'optimisation des ressources en eau pour une gestion à long terme des systèmes hydriques et de développer des stratégies d'adaptation de ces systèmes aux changements climatiques.

Les résultats montrent que les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique du bassin de la rivière Manicouagan seraient le devancement et l'atténuation de la crue printanière et l'augmentation du volume annuel d'apports. L'adaptation des règles de gestion du système hydrique engendrerait une hausse de la production hydroélectrique. Néanmoins, une perte de la performance des installations existantes du système hydrique serait observée à cause de l'augmentation des déversements non productibles dans le climat futur.

Des stratégies d'adaptation structurale ont été analysées pour augmenter la capacité de production et la capacité d'écoulement de certaines centrales hydroélectriques afin d'améliorer la performance du système. Une analyse économique a permis de choisir les meilleures mesures d'adaptation et de déterminer le moment opportun pour la mise en œuvre de ces mesures.

Les résultats de la recherche offrent aux gestionnaires des systèmes hydriques un outil qui permet de mieux anticiper les conséquences des changements climatiques sur la production hydroélectrique, incluant le rendement de centrales, les déversements non productibles et le moment le plus opportun pour inclure des modifications aux systèmes hydriques.

**Mots-clés** : systèmes hydriques, adaptation aux changements climatiques, rivière Manicouagan



## REMERCIEMENTS

Je remercie toutes les personnes qui, d'une façon ou d'une autre, ont contribué à la réalisation de ce travail de thèse, pour le soutien qu'elles m'ont apporté autant sur le plan technique que moral. Je tiens toutefois à adresser quelques remerciements particuliers aux personnes qui seront citées et je présente mes excuses à toutes celles que je pourrais oublier de citer dans ces quelques lignes.

Toute ma reconnaissance va à mon directeur de thèse Robert Leconte, Professeur à l'Université de Sherbrooke, qui m'a encadré au cours de ces trois années. Par sa gentillesse, sa disponibilité, ses qualités techniques et humaines et pour ses nombreux encouragements, il m'a apporté tous les éléments nécessaires à la réalisation d'un travail de thèse dans des conditions excellentes. J'exprime ma gratitude à François Brissette, Professeur à l'École de technologie supérieure pour ses idées, ses conseils et sa collaboration sur ce travail de recherche.

Je tiens à remercier Bertrand Côté, de l'Université de Sherbrooke, Paulin Coulibaly, de l'Université McMaster à Hamilton et Amaury Tilmant, de l'Université Laval, de l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'être membre du jury de cette thèse.

Je remercie Pascal Côté de Rio Tinto Alcan, pour sa grande contribution à la mise en place du modèle de gestion des ressources hydriques. Merci aussi à Stéphane Krau de l'Université de Sherbrooke, son expérience en gestion des ressources hydriques et son soutien constant ont été précieux. Je voudrais remercier Jie He, Professeure à l'Université de Sherbrooke, pour ses commentaires sur l'aspect de l'analyse financière des stratégies d'adaptation des systèmes hydriques. Je remercie aussi Luc Roy, Hydro Québec, pour ses conseils sur la gestion des systèmes hydriques.

J'exprime ma gratitude aux organismes qui contribuaient aux financements de cette recherche: Conseil de recherches en sciences naturelles et génie du Canada, Hydro Québec, Ouranos et l'École de technologie supérieure. Je tiens aussi à remercier Earth System Grid d'avoir mis à la disposition du public les données de modèles climatiques globaux utilisés dans ce travail.

Un grand merci pour mes collègues du groupe de recherche sur l'hydraulique et hydrologie du département de génie civil de l'Université de Sherbrooke et ceux du groupe de recherche DRAME du département de génie de la construction de l'École de technologie supérieure pour leur bonne humeur et pour le bon climat de travail.

J'adresse mes chaleureuses pensées à mes frères et mes sœurs pour leur soutien et leurs encouragements. Je ne peux pas terminer sans adresser mes remerciements chaleureux à mes parents qui ont rendu ce travail possible grâce à l'éducation et les valeurs qu'ils m'ont transmises, leur soutien et leurs prières. C'est donc à vous que je dédie cette thèse.

À mon regretté père Silas Haguma, qui m'a toujours encouragé d'entreprendre une thèse, le Seigneur t'a rappelé à lui sans que je puisse partager la fin de ce travail avec toi. Que ton âme repose en paix.



# TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ.....	i
REMERCIEMENTS .....	iii
TABLE DES MATIÈRES.....	v
LISTE DES FIGURES.....	ix
LISTE DES TABLEAUX.....	xiii
LISTE DES SYMBOLES .....	xv
LISTE DES ACRONYMES.....	xix
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
CHAPITRE 1 PROBLÉMATIQUE DE RECHERCHE .....	7
1.1 Problématique.....	7
1.2 Contexte d'application.....	9
1.3 Objectif de la recherche.....	10
1.4 Question de recherche .....	10
1.5 Hypothèses de recherche .....	10
1.6 Méthodologie.....	11
1.6.1 Modélisation climatique .....	11
1.6.2 Modélisation hydrologique.....	12
1.6.3 Gestion des ressources hydriques .....	13
1.6.4 Adaptation du système hydrique .....	14
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE ET SITE À L'ÉTUDE .....	17
2.1 Changements climatiques.....	17
2.1.1 Impacts des changements climatiques.....	18
2.1.2 Évaluation des impacts des changements climatiques .....	19
2.2 Modélisation hydrologique.....	23
2.2.1 Modèles hydrologiques .....	23
2.2.2 Modélisation des bassins versants nordiques et des bassins versants contrôlés.....	24
2.2.3 Modélisation hydrologique des changements climatiques .....	25
2.3 Gestion des ressources hydriques.....	26
2.3.1 Optimisation de ressources hydriques .....	28
2.3.2 Modèles d'optimisation des ressources hydriques .....	29
2.3.3 Programmation linéaire et programmation dynamique.....	30
2.3.4 Ressources hydriques et changements climatiques .....	31
2.3.5 Gestion des ressources hydriques dans le contexte des changements climatiques.....	32
2.4 Bassin versant de la rivière Manicouagan .....	33
2.4.1 Localisation .....	33
2.4.2 Relief et climat.....	34
2.5 Système hydrique de la rivière Manicouagan.....	37
2.6 Description des sources des données.....	40
2.6.1 Modèle d'Élévation Numérique .....	41
2.6.2 Types de sol.....	41
2.6.3 Occupation du sol.....	41
2.6.4 Données climatiques.....	42
2.6.5 Données hydrométriques .....	42

CHAPITRE 3	PROJECTIONS CLIMATIQUES.....	45
3.1	Introduction.....	45
3.2	Changements climatiques pour le bassin versant de Manicouagan.....	45
3.2.1	Données météorologiques.....	45
3.2.2	Modèles climatiques.....	46
3.3	Mise à l'échelle spatiale et temporelle.....	49
3.4	Résultats et discussion.....	51
3.4.1	Changement saisonnier de la température moyenne et des précipitations.....	51
3.4.2	Changement de la température moyenne saisonnière par horizon.....	53
3.4.3	Changement de la précipitation saisonnière par horizon.....	53
3.4.4	Incertitudes des changements climatiques.....	54
3.5	Conclusion.....	59
CHAPITRE 4	IMPACTS DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES SUR LE RÉGIME	
	HYDROLOGIQUE.....	61
4.1	Introduction.....	61
4.2	Modèle hydrologique du bassin versant de Manicouagan.....	61
4.3	Description de SWAT.....	62
4.3.1	Mise en œuvre du modèle SWAT.....	63
4.3.2	Paramétrage du modèle.....	65
4.3.3	Projections des changements climatiques.....	67
4.4	Critères d'évaluation du modèle.....	67
4.5	Résultats et discussion.....	69
4.5.1	Analyse de sensibilité.....	69
4.5.2	Écoulement de base.....	72
4.5.3	Calage du modèle hydrologique.....	74
4.5.4	Projections des apports.....	81
4.5.5	Changement du régime hydrologique.....	86
4.5.6	Incertitude du changement du régime hydrologique.....	92
4.5.7	Changements climatiques et manteau neigeux.....	95
4.6	Conclusion.....	97
CHAPITRE 5	GESTION DES RESSOURCES HYDRIQUES ET CHANGEMENTS	
	CLIMATIQUES.....	99
5.1	Introduction.....	99
5.2	Modèle de gestion des ressources hydriques.....	100
5.2.1	Programmation dynamique.....	101
5.2.2	Programmation dynamique stochastique.....	101
5.2.3	Programmation dynamique stochastique avec scénarios.....	103
5.2.4	Courbes de production des centrales hydroélectriques.....	105
5.3	Résultats et discussion.....	110
5.3.1	La mise en œuvre du modèle d'optimisation.....	110
5.3.2	Règles de gestion pour les projections climatiques.....	112
5.3.3	Performance du système.....	126
5.4	Conclusion.....	127
CHAPITRE 6	MODÈLE D'OPTIMISATION DANS UN CLIMAT NON-	
	STATIONNAIRE.....	129
6.1	Introduction.....	129
6.2	Gestion et planification des systèmes hydriques.....	130



6.3	Formulation du modèle d'optimisation .....	132
6.4	Probabilités de transition .....	136
6.5	Performance de l'algorithme .....	141
6.6	Résultats et discussion .....	143
6.6.1	La mise en œuvre de l'algorithme .....	143
6.6.2	Projections des apports .....	144
6.6.3	Probabilités de transition .....	147
6.6.4	Patron de la demande .....	151
6.6.5	Le problème d'optimisation .....	152
6.6.6	Les règles de gestion .....	154
6.6.7	Performance du système hydrique .....	175
6.6.8	Comparaison des méthodes d'optimisation .....	176
6.7	Conclusion .....	177
CHAPITRE 7 STRATÉGIES D'ADAPTATION .....		179
7.1	Introduction .....	179
7.2	Stratégies d'adaptation pour un système hydrique .....	180
7.3	Revalorisation et la mise à niveau des centrales hydroélectriques .....	181
7.4	Modèle d'optimisation et stratégies d'adaptation .....	182
7.4.1	Mise à niveau des centrales hydroélectriques .....	182
7.4.2	Revalorisation des centrales hydroélectriques .....	183
7.5	Rentabilité économique d'investissement .....	185
7.5.1	Flux de trésorerie .....	186
7.5.2	La rentabilité économique .....	188
7.5.3	Projections des flux de trésorerie pour les stratégies d'adaptation .....	189
7.6	Résultats et discussion .....	198
7.6.1	Cas d'étude du système hydrique de Manicouagan .....	198
7.6.2	Mise à niveau du système de ressources hydriques de Manicouagan .....	201
7.6.3	Revalorisation du système de ressources hydriques de Manicouagan .....	207
7.6.4	Rentabilité économique des stratégies d'adaptation .....	213
7.6.5	Moment opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation .....	219
7.7	Conclusion .....	228
CHAPITRE 8 CONCLUSION .....		231
LISTE DES RÉFÉRENCES .....		239



## LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Méthodologie des travaux de recherche.....	15
Figure 2.1 Scénarios des émissions mondiales de GES [GIEC, 2007] .....	21
Figure 2.2 Le bassin versant de la rivière Manicouagan .....	35
Figure 2.3 Topographie et occupation du sol du bassin versant de la rivière Manicouagan .....	36
Figure 2.4 Système hydrique étudié du bassin versant de la rivière Manicouagan.....	38
Figure 2.5 Bassin versant de Manicouagan et son système hydrique .....	39
Figure 3.1 Grilles des données climatiques de certains MCG et de la base de données NLWIS et les stations météos fictives.....	48
Figure 3.2 Corrélation entre le changement de la température saisonnière par rapport au changement saisonnier de précipitations pour quatre saisons dans le climat futur .....	52
Figure 3.3 Changement de la température moyenne saisonnière, $\Delta T$ ( $^{\circ}C$ ), et des précipitations moyennes saisonnières $\Delta P/P$ (%), pour quatre saisons dans le climat futur .....	54
Figure 3.4 Les densités de probabilité des changements de la température moyenne et des précipitations annuelles dans le climat futur .....	55
Figure 3.5 Les densités de probabilité des changements saisonniers de la température moyenne dans le climat futur .....	56
Figure 3.6 Les densités de probabilité des changements saisonniers des précipitations dans le climat futur .....	57
Figure 3.7 Fonction de répartition des changements annuels de température et des précipitations dans le climat futur .....	58
Figure 4.1 Le bassin versant de la rivière Manicouagan et ses principaux sous-bassins .....	64
Figure 4.2 Classement des paramètres par ordre d'importance obtenu par l'analyse de sensibilité, pour les quatre principaux sous-bassins. ....	70
Figure 4.3 Séparation de l'écoulement de base pour Manic 5 et Toulnostouc.....	73
Figure 4.4 Séparation de l'écoulement de base pour Manic 3 et Manic 2 .....	74
Figure 4.5 Hydrogrammes observés et simulés pour le sous-bassin Manic 5 .....	76
Figure 4.6 Hydrogrammes observés et simulés pour le sous-bassin Toulnostouc .....	77
Figure 4.7 Hydrogrammes observés et simulés pour le sous-bassin Manic 3 .....	79
Figure 4.8 Hydrogrammes observés et simulés pour le sous-bassin Manic 2 .....	79
Figure 4.9 Incertitude des apports journaliers simulés pour la période de référence et les horizons du climat futur, pour Manic 5 .....	82
Figure 4.10 Incertitude des apports journaliers simulés pour la période de référence et les horizons du climat futur, pour Toulnostouc .....	83
Figure 4.11 Incertitude des apports journaliers simulés pour la période de référence et les horizons du climat futur, pour Manic 3 .....	84
Figure 4.12 Incertitude des apports journaliers simulés pour la période de référence et les horizons du climat futur, pour Manic 2 .....	85
Figure 4.13 Devancement de la crue printanière (jours) et changement du débit de pointe ( $\Delta Q/Q$ ) pour les sous-bassins Manic 5 et Toulnostouc .....	87
Figure 4.14 Devancement de la crue printanière (Jours) et changement du débit de pointe ( $\Delta Q/Q$ ) pour les sous-bassins Manic 3 et Manic 2 .....	88
Figure 4.15 Corrélation entre le devancement de la crue printanière (jours) et l'accroissement du volume de ruissellement annuel ( $\Delta Q/Q$ ) pour Manic 5 et Toulnostouc.....	91

Figure 4.16 Corrélation entre le devancement de la crue printanière (jours) et l'accroissement du volume annuel de ruissellement ( $\Delta Q/Q$ ) pour Manic 3 et Manic 2 .....	92
Figure 4.17 Densités de probabilité du devancement de la crue printanière et accroissement du volume annuel d'écoulement .....	93
Figure 4.18 Fonctions de répartition de l'accroissement du volume d'écoulement annuel ( $\Delta Q/Q$ ) dans le climat futur.....	94
Figure 4.19 Changement de la valeur maximale de l'ÉEN et devancement de la date de la valeur maximale de l'ÉEN dans le climat futur par rapport à la période de référence .....	96
Figure 5.1 Courbe de production d'un groupe turbine-alternateur .....	106
Figure 5.2 Courbe de production de trois unités de groupe turbine-alternateur .....	107
Figure 5.3 Famille de courbes de production pour différentes hauteurs de chute .....	107
Figure 5.4 Approximation de la courbe de production de trois unités turbines-alternateurs..	108
Figure 5.5 Règles de gestion hebdomadaires pour les projections climatiques pour Manic 5 pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 .....	113
Figure 5.6 Règles de gestion hebdomadaires pour les projections climatiques pour Toulnostouc pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 .....	114
Figure 5.7 Règles de gestion hebdomadaire pour les projections climatiques pour Manic 3 pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 .....	117
Figure 5.8 Règles de gestion hebdomadaire pour les projections climatiques pour Manic 2 pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 .....	118
Figure 5.9 Règles de gestion hebdomadaire pour les projections climatiques pour Manic 1 pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 .....	119
Figure 5.10 Augmentation moyenne annuelle des soutirages pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. ....	121
Figure 5.11 Augmentation de la production annuelle d'hydroélectricité du système dans le climat futur pour la période de 2010 à 2099, par rapport à la période de référence .....	122
Figure 5.12 Densité de probabilité de l'augmentation de la production d'hydroélectricité dans le climat futur .....	123
Figure 5.13 Moyenne annuelle des déversements non productibles pour tout le système hydrique de Manicouagan pour les horizons du climat futur.....	125
Figure 5.14 Performance du système des ressources hydriques dans le climat futur .....	127
Figure 6.1 Apports hebdomadaires non contrôlés pour toutes les centrales dans le climat futur .....	146
Figure 6.2 Probabilités de transition entre six classes des apports annuels des toutes les projections climatiques pour la période de 2000-2099 .....	148
Figure 6.3 Probabilités de transition entre huit classes des apports annuels des toutes les projections climatiques pour la période de 2000-2099 .....	149
Figure 6.4 Probabilités de projections climatiques pour trois périodes du climat futur 2024-2026, 2054-2056 et 2084-2086 .....	150
Figure 6.5 Patron de la demande et la moyenne des apports historiques de Manic 5.....	151
Figure 6.6 Stockage hebdomadaire du réservoir de Manic 5 pour les horizons du climat futur, avec et sans les contraintes sur la demande énergétique.....	154
Figure 6.7 Stockage hebdomadaire du réservoir de Toulnostouc pour les horizons du climat du futur, avec et sans les contraintes sur la demande énergétique .....	156
Figure 6.8 Soutirages hebdomadaires de Manic 5 dans le climat futur .....	160
Figure 6.9 Soutirages hebdomadaires de Toulnostouc dans le climat futur.....	161
Figure 6.10 Soutirages hebdomadaires de Manic 3 dans le climat futur .....	162

Figure 6.11 Soutirages hebdomadaires de Manic 2 dans le climat futur.....	163
Figure 6.12 Soutirages de Manic 1 dans le climat futur.....	164
Figure 6.13 Soutirages du système dans le climat futur.....	166
Figure 6.14 Production hebdomadaire pour tout le système avec et sans les contraintes sur la demande pour les horizons du climat futur .....	168
Figure 6.15 Production annuelle dans le climat futur.....	170
Figure 6.16 Déversements totaux du système pour le climat futur .....	174
Figure 6.17 Performance du système hydrique de Manicouagan dans le climat futur, avec et sans les contraintes sur la demande .....	175
Figure 6.18 Corrélation de la performance du modèle DP et celle du LT-DP.....	176
Figure 7.1 Courbe de production après la mise à niveau d'une centrale hydroélectrique.....	183
Figure 7.2 Courbe de production après la revalorisation des groupes turbines-alternateur ....	184
Figure 7.3 Courbe de production après la revalorisation d'une centrale hydroélectrique.....	185
Figure 7.4 Relation entre VAN et TRI.....	189
Figure 7.5 La consommation d'électricité par secteur (1984-2009) [Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2012].....	192
Figure 7.6 Le prix de vente moyen de l'électricité selon les secteurs de consommation (1985-2010) [Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2012b] .....	193
Figure 7.7 Performance du système hydrique de Manicouagan avec les règles de gestion optimales pour les installations existantes.....	200
Figure 7.8 Mise à niveau avec l'ajout d'un groupe turbine-alternateur aux centrales Toulnostouc, Manic 3, Manic 2 et Manic 1.....	203
Figure 7.9 Mise à niveau avec un ajout de deux groupes turbines-alternateurs à Toulnostouc et Manic 2.....	204
Figure 7.10 Mise à niveau de Toulnostouc et Manic 2 avec l'ajout de deux groupes turbines-alternateurs et de Manic 3 et Manic 1 avec un groupe .....	205
Figure 7.11 Mise à niveau de Toulnostouc et Manic 2 avec un ajout de trois groupes turbines-alternateurs et Manic 3 et Manic 1 avec deux groupes.....	206
Figure 7.12 Mise à niveau de Toulnostouc et Manic 2 avec l'ajout de deux groupes turbines-alternateurs et de Manic 3, Manic 1 et Manic 5 avec un groupe.....	206
Figure 7.13 Revalorisation de Toulnostouc, Manic 3 et Manic 1 d'un groupe turbine-alternateur et de deux groupes pour Manic 2 .....	209
Figure 7.14 Revalorisation d'un groupe turbine-alternateur de Manic 3 et Manic 1 et de deux groupes de Toulnostouc et de quatre groupes de Manic 2 .....	209
Figure 7.15 Revalorisation de deux groupes turbines-alternateurs de Toulnostouc et quatre groupes de Manic 2 .....	210
Figure 7.16 Revalorisation de Toulnostouc, Manic 3 et Manic 1 avec deux groupes turbines-alternateurs et quatre groupes pour Manic 2 .....	211
Figure 7.17 Revalorisation d'un groupe turbine-alternateur de Toulnostouc et de deux groupes de Manic 2 .....	212
Figure 7.18 Moment opportun pour la revalorisation de deux groupes pour Toulnostouc et quatre groupes pour Manic 2 .....	221
Figure 7.19 Moment opportun pour la revalorisation d'un groupe pour Toulnostouc et deux groupes pour Manic 2 .....	223
Figure 7.20 Moment opportun optimal pour la stratégie 8.....	224
Figure 7.21 Moment opportun optimal pour la stratégie 10.....	225

---

Figure 7.22 Sensibilité du temps opportun optimal par rapport au taux d'actualisation, au taux d'inflation, au DCI et à la durée de travaux de construction.....	226
Figure 7.23 Variation du moment opportun par rapport au taux d'actualisation réel pour les stratégies d'adaptation.....	227

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 Centrales hydroélectriques du système hydrique de Manicouagan [Hydro-Québec, 2010].....	37
Tableau 2.2 Caractéristiques des installations hydroélectriques de Manicouagan [Gaudette et Bulota, 2003] .....	40
Tableau 2.3 Stations hydrométriques .....	43
Tableau 3.1 Ensemble de modèles de circulation générale .....	47
Tableau 3.2 Probabilités de changement de la température moyenne annuelle pour certaines valeurs seuil en % .....	58
Tableau 3.3 Probabilités de changement des précipitations pour certaines valeurs seuil en % .....	59
Tableau 4.1 Configuration du modèle hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan .....	65
Tableau 4.2 Paramètres utilisés pour l'analyse de sensibilité .....	71
Tableau 4.3 Paramètres de l'écoulement de base .....	72
Tableau 4.4 Paramètres de calage.....	75
Tableau 4.5 Performance du modèle hydrologique.....	78
Tableau 4.6 Performance saisonnière pour les sous-bassins .....	80
Tableau 4.7 Changement du volume des ruissellements annuel et saisonniers (%) dans le climat futur pour quatre sous-bassins de la rivière Manicouagan par rapport aux apports historiques.....	89
Tableau 5.1 Modèle optimisation-simulation de la programmation dynamique stochastique avec scénarios .....	109
Tableau 5.2 Stockage et niveau d'eau dans les réservoirs à la fin du mois de septembre dans le climat futur .....	116
Tableau 5.3 Soutirages annuels des centrales dans le climat futur (en hm <sup>3</sup> ).....	120
Tableau 5.4 Apports annuels (cumulés) aux centrales dans le climat futur (en hm <sup>3</sup> ) .....	120
Tableau 5.5 Production annuelle d'hydroélectricité des centrales dans le climat futur (en GWh) .....	122
Tableau 5.6 Probabilités de l'augmentation de la production d'hydroélectricité pour certaines valeurs seuil .....	124
Tableau 5.7 Déversements annuels des centrales dans le climat futur, .....	124
Tableau 6.1 Gestion et planification des systèmes hydriques .....	130
Tableau 6.2 Algorithme du modèle optimisation-simulation dans le contexte des changements climatiques.....	142
Tableau 6.3 Apports non contrôlés aux centrales dans le climat futur.....	145
Tableau 6.4 Impact des changements climatiques sur le chauffage et la climatisation dans le secteur résidentiel [Lafrance et Desjarlais, 2006] .....	152
Tableau 6.5 Stockage et niveau d'eau dans les réservoirs à la fin du mois de septembre dans le climat futur, avec les contraintes sur la demande .....	159
Tableau 6.6 Stockage et niveau d'eau dans les réservoirs à la fin du mois de septembre dans le climat futur, sans les contraintes sur la demande .....	159
Tableau 6.7 Soutirages annuels des centrales dans le climat futur, avec les contraintes sur la demande.....	165
Tableau 6.8 Soutirages annuels des centrales dans le climat futur, sans les contraintes sur la demande.....	165

Tableau 6.9 Production annuelle des centrales dans le climat futur, avec les contraintes sur la demande .....	171
Tableau 6.10 Production annuelle des centrales dans le climat futur, sans les contraintes sur la demande .....	171
Tableau 6.11 Déversements annuels des centrales dans le climat futur, avec les contraintes sur la demande.....	173
Tableau 6.12 Déversements annuels des centrales dans le climat futur, sans les contraintes sur la demande.....	173
Tableau 7.1 Indice des prix à la consommation [Statistique Canada, 2012] .....	191
Tableau 7.2 Coût d'électricité pour différentes classes des utilisateurs [Hydro-Québec, 2012] .....	192
Tableau 7.3 Paramètres de l'équation des coûts de construction pour l'année 2002.....	194
Tableau 7.4 Paramètres de l'équation des coûts de turbines et d'alternateur pour l'année 2002 [Hall <i>et al.</i> , 2003] .....	195
Tableau 7.5 Paramètres de l'équation des coûts d'exploitation et de maintenance pour l'année 2002 [Hall <i>et al.</i> , 2003] .....	195
Tableau 7.6 Stratégies d'adaptation structurale analysées .....	202
Tableau 7.7 Changements en pourcentage de la capacité de soutirage et de la capacité de production après la mise à jour des centrales .....	202
Tableau 7.8 Gain du rendement et de la production en pourcentage de stratégies d'adaptation 1 à 5 par rapport aux installations existantes.....	207
Tableau 7.9 Changements en pourcentage de la capacité de soutirage et la capacité de production après la revalorisation des centrales hydroélectriques .....	208
Tableau 7.10 Gain du rendement et de la production des stratégies d'adaptation 6 à 10 par rapport aux installations existantes .....	212
Tableau 7.11 Distributions des sources d'incertitude .....	214
Tableau 7.12 DRCI pour différentes stratégies d'adaptation .....	216
Tableau 7.13 VAN (millions de \$) de la revalorisation des centrales hydroélectriques avec une durée des travaux de 6 ou 12 mois .....	217
Tableau 7.14 TRI (%) de la revalorisation des centrales hydroélectriques avec une durée des travaux de 6 ou 12 mois .....	218



## LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Définition
$\langle \dots \rangle_{sea}$	Moyenne saisonnière prise sur la même saison
A	Longueur de l'horizon temporel de pas de temps à long terme
A	Amortissements
a	Variable temporelle de pas de temps à long terme
$\arg \max \{ \}$	argument du maximum
$\Delta P/P$	Changement des précipitations
$\Delta Q/Q$	Changement de débit
$\Delta T$	Changement de température
$B_t ( )$	Bénéfice
$B_{t,a} ( )$	Bénéfice
CAF	Capacité d'autofinancement
CE	Charges d'exploitation
CF	Chiffre d'affaires
CAD	Dollar canadien
$C_0$	Investissement initial
$C'_0$	Valeur résiduelle des groupes turbines-alternateurs à remplacer
$C_0^1$	Coût d'une turbine
$C_0^2$	Coût d'un alternateur
$c_t$	Prix unitaire de l'hydroélectricité
D-J-F	Décembre-Janvier-Février
$D_a$	Information disponible
$D_o$	Information initiale
Dv	Déviations du volume d'écoulement
$E[.]$	Espérance des bénéfices
$E[.]$	Espérance de la production
$E_{ji}$	Espérance du scénario j étant donné le scénario i
$e()$	Efficacité
$F_a^i$	Paramètre de la variable explicative
$f_t ( )$	Fonction bénéfice à maximiser
$f_{t,a} ( )$	Fonction bénéfice à maximiser
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
H	Hauteur de chute

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>
$H' (S'_{i,a})$	Hauteur de chute
$\text{hm}^3$	Hectomètre cube
i	Scénario
$I_0$	Coût d'acquisition d'équipement
j	Scénario
J-J-A	Juin-Juillet-Août
KW	Kilowatt
KWh	Kilowattheure
M-A-M	Mars-Avril-Mai
$\max [ ]$	Maximisation
$\text{m}^3/\text{s}$	Mètre cube par seconde
$\text{Mm}^3$	Million de mètres cubes
$M_t$	Coûts d'exploitation et de maintenance
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
$N[\mu, \sigma]$	Distribution normale de moyenne $\mu$ et d'écart-type $\sigma$
Ns	Coefficient de Nash–Sutcliffe
$^{\circ}\text{C}$	Degré centigrade
obs	Observé
$P' (R'_{i,a})$	Effet du soutirage sur la production hydroélectrique
$p[ ]$	Probabilité
$p()$	Probabilité
$p(j   i)$	Probabilité du scénario j étant donné le scénario i
$P'_{adp,i}$	Production d'électricité après l'adaptation du système hydrique
pi	Pied
$P'_i$	Production de l'énergie électrique
$P_{\max}$	Production maximale de l'énergie électrique
$P_{\text{mod}}(x, t)$	Précipitations du modèle climatique à l'échelle globale
$P_{ms}(x, t)$	Précipitations du modèle climatique mises à échelle locale
$P_{obs}$	Précipitations observées
$P_{\text{réf}}$	Production associée à la hauteur de chute de référence
PRV	Prix de revente
$QF'_i$	Prévision du volume des apports
$Q_{\max}$	Débit maximal
$Q_{\min}$	Débit minimal
$Q_{\text{réf}}$	Débit associé à la hauteur de chute de référence
$Q_{obs}$	Débit observé

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>
$\bar{Q}_{obs}$	Moyenne des débits observés
$Q_{opt}$	Débit optimal
$Q_{sim}$	Débit simulé
$\bar{Q}_{sim}$	Moyenne des débits simulés
$Q_a^i$	Variable explicative
$Q_t$	Apport au réservoir
$Q_{t,a}$	Apport au réservoir
$q_a^j$	Classe d'apports
R	Recette
$R^2$	Coefficient de détermination
rpm	Révolution par minute
$R_t$	Recette nette à la période t
$R_t$	Soutirage
$R_{t,a}$	Soutirage
$R_t^*$	Soutirage optimal
r	Réservoir
r	Taux d'intérêt
$\sigma$	Écart-type
S-O-N	Septembre-Octobre-Novembre
sea	Saison
$S_t$	Stockage du réservoir
$S_{t,a}$	Stockage du réservoir
$\theta_a^i$	Variable d'intérêt
T	Longueur de l'horizon temporel
$T$	Longueur de l'horizon temporel de pas de temps à court terme
$\tau$	Taux d'imposition
$t$	Variable temporelle
$t$	Variable temporelle de pas de temps à court terme
$t_i$	Taux d'inflation à long terme
$t_n$	Taux d'actualisation nominal
$t_r$	Taux d'actualisation réel
$T_{mod}(x,t)$	Température moyenne mensuelle du modèle climatique mise à échelle locale
$T_{ms}(x,t)$	Température moyenne mensuelle du modèle climatique à l'échelle globale
$T_{obs}$	Température moyenne mensuelle observée
$\mu$	Moyenne

---

<b>Symbole</b>	<b>Définition</b>
USD	Dollar américain
$v_a$	Perturbation associée à l'information observée
V	Vitesse de rotation
$\omega_a^i$	Perturbation associée au paramètre de régression
$W_a^i$	Variance d'évolution
$Y_{t+1}$	Volume des apports

---

## LISTE DES ACRONYMES

Acronyme	Définition
A1	Scénario d'émissions de gaz à effet de serre
A1FI	Scénario d'émissions de gaz à effet de serre
A1B	Scénario d'émissions de gaz à effet de serre
A1T	Scénario d'émissions de gaz à effet de serre
A2	Scénario d'émissions de gaz à effet de serre
ArcSWAT	Interface graphique de SWAT
B1	Scénario d'émissions de gaz à effet de serre
B2	Scénario d'émissions de gaz à effet de serre
BCCR	Bjerknes Centre for Climate Research
BDM	Bayesian Dynamic Model
BSDP	Bayesian Stochastic Dynamic Programming
BFRE	Besoin en Fonds de Roulement d'Exploitation
CCCma	Canadian Centre for Climate Modeling and Analysis
CAF	Capacité d'autofinancement
CE	Charges d'exploitation
CF	Chiffre d'affaires
CSIRO	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation
DDSP	Demand Driven Stochastic Dynamic Programming
DNEC	Données numériques d'élévation du Canada
DP	Dynamic Programming- Programmation Dynamique
DRCI	Délai de Récupération du Capital Investi
ÉEN	Équivalent en Eau de la Neige
ENSO	El niño-Southern Oscillation
ESO	Explicit Stochastique Optimisation
FAO	Food and Agriculture Organization
GES	Gaz à Effet de Serre
GFDL	Geophysical Fluid Dynamics Lab
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
GISS	Goddard Institute for Space Studies
HadCM3	Hadley Centre Centre Coupled Model, version 3
HWSD	Harmonized World Soil Database
IIASA	International Institute for Applied Systems Analysis
INM	Institute for Numerical Mathematics
IPC	Indice des prix à la consommation
IPSL	Institut Pierre Simon Laplace
ISRIC	International Soil Reference and Information Centre

<b>Acronyme</b>	<b>Définition</b>
ISSCAS	Institute of Soil Science – Chinese Academy of Sciences
JRC	Joint Research Centre of the European Commission
LH	Latin Hypercube
LP	Linear Programming - programmation linéaire
LT-DP	Long term Dynamic Programming
Manic	Manicouagan
MCG	Modèle de Circulation Générale
MEN	Modèle d'Élévation Numérique
mod	Modèle climatique
MPI-M	Max-Planck Institute for Meteorology
MRC	Modèle Régional de Climat
MRI	National Institute for Environmental Studies
NAO	Nord-Atlantic Oscillation
NCAR	National Center for Atmospheric Research
NIES	National Institute for Environmental Studies
NLWIS	National Land and Water Information Service
N <sub>s</sub>	Nash-Sutcliffe
OAT	One-factor-At-a-Time
ONA	Oscillation Nord-Atlantique
OSE	Optimisation Stochastique Explicite
OSI	Optimisation Stochastique Implicite
OURANOS	Consortium sur la climatologie régionale et l'adaptation aux changements climatiques
PARASOL	Parameters Solution
PD	Programmation Dynamique
SCE-UA	Shuffled Complex Evolution
SDP	Stochastic Dynamic Programming - Programmation Dynamique Stochastique
SRES	Special Report on Emissions Scenarios
SSDP	Sampling Stochastic Dynamic Programming - Programmation Dynamique Stochastique par Scénarios
SWAT	Soil and Water Assessment Tool
TRI	Taux de Rentabilité Interne
UKMO	UK Meteorological Office
URH	Unité de Réponse Hydrologique
VAN	Valeur Actuelle Nette
VCT	Valeur Comptable Nette

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

La gestion des ressources hydriques implique la planification et le développement à long terme des ouvrages hydrauliques. Elle implique aussi la gestion des ressources et des ouvrages hydrauliques à court et à moyen terme pour des bénéfices sociaux, économiques et environnementaux d'une manière optimale et équitable, d'autant plus que la demande en eau est croissante et conflictuelle pour la consommation domestique et industrielle, l'irrigation, la navigation et la production d'hydroélectricité. En plus, la planification et la gestion des ressources hydriques représentent un domaine dont les décisions sont prises dans un environnement d'incertitude, car la quantité aussi bien que la qualité des écoulements des rivières et des apports aux réservoirs varient considérablement à court et à long terme.

Dans les régions dominées par la neige, cette variation est une conséquence de la variabilité saisonnière de la précipitation et de la température et de l'incertitude entourant la fonte des neiges au printemps. En outre, il est établi que les changements climatiques auront des répercussions sur le régime hydrologique de rivières [Christensen *et al.*, 2004a; Graham *et al.*, 2007; Minville *et al.*, 2010]. Pour les compagnies canadiennes productrices d'hydroélectricité, cette situation est préoccupante, car l'eau est la source de ce type d'énergie. Il est donc nécessaire d'établir des stratégies d'adaptation aux changements climatiques, afin de minimiser les impacts négatifs et/ou capitaliser sur les retombées positives que les changements climatiques pourront apporter.

L'incertitude de l'évolution du climat et la non-stationnarité des régimes hydrologiques des rivières [Milly *et al.*, 2008; Pielke Jr., 2009b] exigent une introduction de l'aspect probabiliste, non seulement des apports saisonniers, mais aussi de la variation annuelle des apports dans le problème d'optimisation des ressources hydriques. Une méthode stochastique permet de mieux appréhender les impacts des changements climatiques sur la gestion des ressources en eau, et de tenir compte des projections climatiques du climat futur disponibles. Ces projections découlent de l'incertitude rattachée aux projections actuelles des émissions de gaz à effet de serre de divers modèles du climat et autres aléas climatiques.

Cette thèse s'intéresse à la mise en œuvre des méthodes de gestion des ressources hydriques qui tiennent compte de l'incertitude des régimes hydrologiques dans un climat non-stationnaire pour mieux anticiper les impacts des changements climatiques sur la production d'hydroélectricité. Le rapport comprend huit chapitres. Le premier chapitre est consacré à la problématique de recherche. Le deuxième chapitre présente l'état d'avancement des connaissances sur les changements climatiques et les ressources hydriques ainsi que la zone d'étude à travers une revue de littérature. Les autres parties sont dédiées aux sujets qui concernent les régimes hydrologiques du climat futur et la gestion des ressources hydriques dans le contexte des changements climatiques. Chaque chapitre, du troisième au septième chapitre, comprend une revue de littérature spécifiquement dédiée au sujet traité, et présente des résultats de la recherche sur le domaine d'étude, qui est le bassin versant de la rivière Manicouagan.

Le premier chapitre expose les motivations et les objectifs de la recherche et la méthodologie de recherche. L'approche de la recherche est axée sur la modélisation des impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique et la gestion des systèmes des ressources en eau dans le contexte des changements climatiques. Le deuxième chapitre souligne le cadre théorique du domaine des changements climatiques et de la gestion des ressources hydriques. Le deuxième chapitre introduit aussi le domaine d'étude et présente les données utilisées, et donne une description du système de ressources hydriques. Dans le troisième chapitre, des scénarios de projections des changements climatiques à l'échelle du bassin versant ont été développés afin de déterminer les impacts des changements climatiques sur les conditions météorologiques telles que la température et la précipitation.

Les modèles climatiques communément appelés modèles de circulation générale (MCG) ont été utilisés pour générer des projections de l'évolution du climat pour certains scénarios des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le GIEC [SRES, 2000] a établi des scénarios qui permettent d'évaluer la progression des émissions de GES suivant différentes voies de développement en fonction des facteurs démographiques, économiques et technologiques. Ces scénarios sont groupés en quatre principales familles à savoir A1, A2, B1 et B2.



---

Chaque scénario d'émissions de GES introduit dans un MCG définit une projection de l'évolution du climat, qui donne l'état du climat futur. En proposant un éventail de futurs possibles, les projections du climat permettent de tenir compte des sources d'incertitude associées aux différentes voies que pourraient emprunter le développement social, économique et environnemental, ainsi que celles associées à la structure interne des modèles du climat. Treize MCG et trois scénarios d'émissions de GES, AB1, A2 et B1, ont été choisis pour représenter l'incertitude des projections du climat futur et chaque projection est divisée en trois horizons temporels: 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. Les scénarios A1B, A2 et B1 ont été choisis, car ils représentent trois différentes tendances de l'évolution d'émissions de GES dans le climat du futur. Le scénario A1B représente un climat que l'on peut considérer comme modéré. Les autres scénarios A2 et B1 sont respectivement le plus pessimiste et le plus optimiste de ces scénarios d'émissions de GES à l'égard des sources d'énergie et d'émissions de GES.

La quatrième partie évalue les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique de la zone d'étude à l'aide du modèle hydrologique SWAT [Arnold *et al.*, 1998]. Les modèles hydrologiques sont très importants pour étudier les impacts de la variabilité du climat sur les ressources en eau, associés aux projections des changements climatiques. Les projections des modèles climatiques ont été forcées dans un modèle hydrologique étalonné pour générer des projections des régimes hydrologiques du climat futur. Comme il existe une incompatibilité entre l'échelle des modèles climatiques et celle des modèles hydrologiques, les données brutes de MCG ont été, tout d'abord, mises à l'échelle spatiale et temporelle. Le choix des MCG s'est basé sur la disponibilité des variables nécessaires pour la modélisation hydrologique à savoir la précipitation, la température minimale et la température maximale. En plus, comme la modélisation hydrologique requiert des séries chronologiques continues, certains MCG ont été disqualifiés, car ils n'avaient pas de données allant au moins de 1961 à 2099.

Le reste de la thèse s'intéresse à la gestion des systèmes hydriques et au développement des stratégies d'adaptation de ces systèmes aux changements climatiques. Le cinquième chapitre porte sur la gestion des ressources en eau dans un climat stationnaire, et sur l'évaluation de

l'impact des changements climatiques sur la gestion des ressources en eau. La gestion des systèmes de ressources en eau concerne le développement, la conservation, le contrôle, la régulation, la protection, la répartition et l'utilisation efficace de l'eau des rivières, des lacs et des réservoirs [Loucks et Bee, 2005]. Comme les ressources en eau ne sont pas toujours suffisantes pour tous les utilisateurs et qu'elles sont soumises à la variation saisonnière et interannuelle, la gestion des ressources en eau propose des solutions physiques et/ou non physiques pour satisfaire aux besoins des utilisateurs. L'adaptation de systèmes hydriques aux changements climatiques consiste à trouver des mesures appropriées, qu'elles soient structurales ou non-structurales, afin de prévoir une gestion optimale de ces systèmes dans le climat futur.

Les modèles d'optimisation des ressources hydriques, traités dans le cinquième chapitre, sont utilisés pour définir des plans de gestion des systèmes hydriques [Rani et Moreira, 2009; Wurbs, 2005]. Un plan de gestion est un ensemble de règles de gestion qui détermine les valeurs des variables d'état et des variables de décision d'un problème d'optimisation selon différentes conditions d'apports, de la demande et des composantes physiques du système hydrique. Les valeurs des variables d'état d'un problème d'optimisation des systèmes hydriques représentent la quantité d'eau qui doit être stockée dans des réservoirs et les variables de décision correspondent à la quantité d'eau soutirée. Une technique d'optimisation appelée 'programmation dynamique' [Bellman, 1957] a été employée pour la gestion optimale du système hydrique étudié dans le contexte des changements climatiques.

La programmation dynamique est utilisée pour résoudre des processus de décision à plusieurs étapes. Elle est aussi utilisée pour des problèmes d'optimisation dont la fonction objectif et les contraintes sont non linéaires, non convexes et même discontinues, comme c'est le cas des fonctions de la production d'hydroélectricité. Deux méthodes de programmation dynamique ont été explorées : la *Stochastic Dynamic Programming* (SDP) [Karamouz et Houck, 1987] et la *Sampling Stochastic Dynamic Programming* (SSDP) [Kelman *et al.*, 1990] afin de trouver une nouvelle méthode d'optimisation dans le contexte d'un climat non-stationnaire.

La nouvelle méthode d'optimisation est formulée dans le sixième chapitre de cette thèse. Cette méthode traite le problème de la saisonnalité des régimes d'écoulement et de la non-stationnarité du climat dans un problème d'optimisation par un algorithme à deux pas de temps. Ladite méthode utilise un algorithme de programmation dynamique (DP) pour trouver des règles de gestion hebdomadaires des apports des projections climatiques. La DP est couplée avec l'espérance de la fonction bénéfice futur entre deux périodes consécutives de pas de temps à long terme. Les règles de gestion des projections des régimes hydrologiques du climat futur donnent une orientation pour les stratégies d'adaptation des systèmes hydriques aux changements climatiques.

Le septième chapitre s'intéresse aux stratégies d'adaptations structurales des systèmes hydriques ainsi qu'au moment opportun pour la mise en place de ces stratégies. Les mesures d'adaptation structurale consistent à l'augmentation de la capacité des installations existantes, par un ajout d'un ou plusieurs nouveaux groupes turbines-alternateurs ou un remplacement des certaines parties des groupes turbines-alternateurs avec des équipements plus performants, afin de minimiser les déversements non productibles. La quantification des déversements non productibles, qui pourraient augmenter dans le climat futur, donne une image de perte de la productivité des centrales hydroélectriques, car les déversements engendrent une diminution de la performance du système et ils représentent des pertes pour les compagnies d'hydroélectricité.

Une analyse financière a permis de déterminer la pertinence et la rentabilité d'investissements nécessaires pour chacune des stratégies d'adaptation du système de ressources hydriques et de choisir la meilleure alternative et de déterminer le moment le plus opportun de faire ces modifications. L'un des critères d'évaluation est que l'investissement devrait être récupéré dans une période qui ne dépasse pas la durée de vie d'un groupe turbine-alternateur. Le dernier chapitre tire des conclusions et donne des recommandations sur la gestion des ressources en eau dans le contexte des changements climatiques.



# CHAPITRE 1 PROBLÉMATIQUE DE RECHERCHE

## 1.1 Problématique

Au cours de l'histoire, la Terre a connu des changements climatiques remarquables liés aux facteurs naturels comme la radiation solaire et les éruptions volcaniques. Ces facteurs sont connus sur le nom de forçage radiatif naturel. Mais depuis le siècle dernier, on assiste au forçage anthropique, qui est l'augmentation des gaz à effet de serre et les aérosols dans l'atmosphère liée aux activités humaines. Les recherches ont montré que les concentrations atmosphériques de ces gaz ont fortement augmenté depuis la révolution industrielle, et dépassent aujourd'hui largement les valeurs préindustrielles [GIEC, 2007]. Les conséquences globales des changements climatiques sont le réchauffement climatique, l'élévation du niveau des mers, la diminution de la couverture neigeuse et la réduction de la glace marine. Au niveau régional, on assiste à l'accentuation des événements climatiques extrêmes, la perturbation de l'alternance des saisons, ainsi que la modification des régimes hydrologiques.

Les répercussions que les changements climatiques pourraient apporter sur les ressources en eau sont inquiétantes pour la gestion de ces ressources dans les régions nordiques. La situation est préoccupante pour la province de Québec, surtout pour la production d'hydroélectricité, car l'eau constitue le moteur pour générer cette forme d'énergie. Au Québec, 94% de la production d'électricité provient des centrales hydroélectriques. Des premières études réalisées sur des bassins versants localisés dans la partie septentrionale du Québec laissent présager que les changements climatiques devraient résulter en une hausse moyenne de l'hydraulicité des cours d'eau qui alimentent les centrales hydroélectriques [OURANOS, 2004].

Toutefois, ces résultats doivent être interprétés avec prudence, en raison notamment des fortes variations saisonnières d'apports, ainsi que de l'incertitude rattachée aux projections climatiques. De plus, les bassins versants méridionaux, où l'on retrouve aussi des ouvrages hydroélectriques, pourraient quant à eux subir une diminution de leur hydraulicité en raison

de pertes accrues d'eau par évaporation. Enfin, les centrales hydroélectriques à réservoir, qui produisent les plus grandes quantités d'hydroélectricité, ont des règles de gestion qui ont été développées en fonction de l'historique des apports en eau aux centrales, en d'autres mots pour un climat stationnaire.

Comme les apports futurs sont appelés à évoluer à cause de la non-stationnarité du climat futur, il sera important d'adapter les règles de gestion et d'exploiter d'autres possibilités pour minimiser les impacts négatifs et/ou pour capitaliser sur les retombées positives que les changements climatiques pourront apporter. Une première étude exploratoire [Minville et al., 2009] réalisée sur un bassin septentrional québécois a montré que l'adaptation des règles au climat changeant produirait des impacts positifs sur la production hydroélectrique.

Cependant, cette étude reflétait une gestion adaptative 'optimiste', car elle supposait que l'on connaissait a priori la direction dans laquelle le climat était pour évoluer. De plus, l'étude proposait une approche qui tenait compte du passé récent, soit les 30 dernières années, pour établir les règles de gestion pour l'année à venir, et la fenêtre de calcul était déplacée dans le temps pour actualiser les règles d'année en année. Une gestion adaptative, capitalisant sur la connaissance anticipée du climat futur, plutôt que sur le passé récent, permettrait de mieux appréhender les impacts des changements climatiques sur la gestion des ressources en eau. Une telle gestion permettrait aussi de tenir compte de la nature incertaine du climat futur en y incorporant, par une approche probabiliste, plusieurs futurs possibles pour établir les règles, plutôt qu'un seul passé récent.

Cette approche, qui constitue l'élément central de la présente recherche, est résolument plus réaliste que la première, et offrirait aux décideurs un outil qui permettrait de mieux anticiper les conséquences des changements climatiques sur la production hydroélectrique, incluant le rendement des centrales et les déversements non productibles. Une telle prévision pourrait permettre aux gestionnaires de prendre des décisions concernant des modifications à apporter à leurs systèmes, par exemple l'ajout de groupes turbines-alternateurs, la modification de la capacité d'évacuation, etc.

## 1.2 Contexte d'application

Le domaine d'étude est le bassin versant de la rivière Manicouagan situé au centre du Québec, une région qui est abondante en ressources en eau. L'objectif du système hydrique est la production d'hydroélectricité. L'analyse des impacts des changements climatiques sur la production d'hydroélectricité pour un tel système est plus simple par rapport aux systèmes qui servent à plusieurs objectifs.

Le choix du bassin versant est basé sur l'importance du bassin sur la production d'hydroélectricité au Québec. Le bassin versant de la rivière Manicouagan est l'un des systèmes hydriques les plus importants gérés par Hydro-Québec. Une étude des impacts des changements climatiques sur ce système serait utilisée pour la planification et la gestion de ce système dans le futur et la méthodologie pourrait éventuellement être étendue à d'autres systèmes d'Hydro-Québec.

Le système hydrique de la rivière Manicouagan représente une complexité particulière. Il est composé de cinq centrales hydroélectriques dont deux à réservoirs et trois au fil de l'eau. Les deux réservoirs Manic 5 et Toulnostouc sont en parallèle, avec des caractéristiques complètement différentes. Le volume du réservoir de Manic 5 est 14 fois plus grand que celui de Toulnostouc, mais ce dernier a une hauteur de chute de 14 m plus élevée que celui de Manic 5.

Les travaux de recherche se sont limités à l'incertitude des projections climatiques, car elles sont plus importantes que les autres sources d'incertitudes dans le processus d'évaluation des impacts des changements climatiques. Ces autres sources d'incertitudes sont notamment les incertitudes de la mise à l'échelle et l'incertitude des modèles hydrologiques utilisées pour l'étude des impacts des changements climatiques sur les régimes hydrologiques.

Les études ont montré que l'incertitude sur les MCG est la plus importante et que celle sur les GES est plutôt faible. L'incertitude sur les méthodes de la mise à l'échelle et sur la structure des modèles hydrologiques est aussi moins significative que celle sur les MCG [Chen *et al.*, 2011]. L'incertitude des projections climatiques dépend de l'incertitude des

scénarios des émissions futures des GES, et des incertitudes dans les modèles du climat qui découlent de la compréhension incomplète du système climatique [Tebaldi et Knutti, 2007].

### **1.3 Objectif de la recherche**

L'objectif de la recherche est de développer une méthode de gestion des ressources hydriques qui tient compte des incertitudes des projections des changements climatiques et qui permet de mieux anticiper les conséquences des changements climatiques sur la production d'hydroélectricité du système hydrique du bassin versant de la rivière Manicouagan. Les objectifs spécifiques de la recherche sont :

- Développer des projections des changements climatiques dans le bassin versant de la rivière Manicouagan en utilisant différents modèles de circulation générale (MCG) et des scénarios des émissions des gaz à effet de serre;
- Évaluer les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique de la zone d'étude à l'aide d'un modèle hydrologique;
- Évaluer les incertitudes des projections des écoulements pour le climat futur;
- Établir des stratégies d'adaptation du système hydrique de la rivière Manicouagan.

### **1.4 Question de recherche**

Quelles seraient les mesures d'adaptation aux changements climatiques pour un système hydrique qui optimiseraient la production d'hydroélectricité étant donné le futur incertain du régime hydrologique, tel que représenté par les modèles du climat ?

### **1.5 Hypothèses de recherche**

Pour répondre à la question de recherche, quatre hypothèses de recherche ont été formulées pour orienter les travaux de recherche. Ces hypothèses sont les suivantes :

Une analyse des incertitudes d'un ensemble des projections climatiques par des méthodes probabilistes permettrait d'évaluer l'évolution du climat et de caractériser la non-stationnarité des régimes hydrologiques dans le climat futur.



Une amélioration de la performance des installations existantes des systèmes hydriques dans le climat futur pourrait être réalisée par l'adaptation de règles de gestion des systèmes hydriques, en utilisant des projections climatiques et des modèles d'optimisation stochastique, afin de minimiser les impacts négatifs et/ou capitaliser sur les retombées positives que les changements climatiques pourront apporter.

Les modèles d'optimisation des ressources en eau qui tiennent compte d'une manière explicite de la saisonnalité et de la non-stationnarité du climat rattachées aux projections climatiques serviraient à développer des stratégies d'adaptation des systèmes hydriques aux changements climatiques.

Une analyse de la rentabilité économique des stratégies d'adaptation structurale des centrales hydroélectriques permettrait de déterminer la pertinence et la rentabilité d'investissements, de choisir les meilleures stratégies d'adaptation et de déterminer le moment le plus opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation des installations des systèmes hydriques aux changements climatiques.

## **1.6 Méthodologie**

La méthodologie de recherche comprend la modélisation climatique, la modélisation hydrologique et la modélisation de système hydrique. La modélisation climatique consiste à définir les projections climatiques qui sont utilisées pendant la modélisation hydrologique pour évaluer les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique de la zone d'étude, soit le bassin versant de la rivière Manicouagan. Le rôle de la modélisation du système hydrique est de développer des outils de gestion des ressources en eau qui tiennent compte des projections du régime hydrologique du climat futur et de trouver des stratégies d'adaptation aux changements climatiques pour une production optimale d'hydroélectricité.

### **1.6.1 Modélisation climatique**

L'objectif de la modélisation climatique est de générer des projections climatiques à l'échelle du bassin versant. En tenant compte de la qualité actuelle des simulations de précipitation des

Modèles de Circulation Générale (MCG), divers MCG et scénarios des émissions de gaz à effet de serre (GES) ont été utilisés pour établir les projections climatiques. L'avantage de cette approche est d'inclure les incertitudes reliées à la structure des MCG au lieu de se fier à un ou quelques modèles climatiques, car aucun MCG n'est prouvé supérieur aux autres [Knutti *et al.*, 2010].

Des séries chronologiques de moyennes mensuelles de précipitation et de la température moyenne des différents MCG à l'échelle globale ont été utilisées pour générer des séries chronologiques de la précipitation, de la température maximale et minimale à l'échelle du bassin versant. La précipitation et la température sont les seules variables choisies, car elles sont les plus importantes pour simuler les effets des changements climatiques sur le régime hydrologique. L'ensemble des projections climatiques est composé de 13 MCG et de 3 scénarios d'émission des GES, soit A1B, A2 et B1.

### **1.6.2 Modélisation hydrologique**

Un modèle hydrologique a été utilisé pour interpréter les scénarios des projections climatiques et évaluer leurs impacts sur le régime hydrologique et l'accumulation de neige du bassin versant de la rivière Manicouagan. Le modèle à base physique SWAT a été choisi pour l'exercice de la modélisation hydrologique. Le choix du modèle hydrologique s'est basé sur sa capacité d'intégrer la variabilité spatiale de la topographie, de l'occupation du sol et de types de sol dans le modèle. De plus, une bonne performance du modèle dans les bassins versants dominés par la neige ainsi que les bassins versants contrôlés [Ahl *et al.*, 2008; Pradhanang *et al.*, 2011] a aussi motivé le choix du modèle hydrologique.

SWAT- Soil and Water Assessment Tool [Arnold *et al.*, 1998] est un modèle conceptuel physique semi-distribué qui intègre des processus physiques qui se déroulent au sein du bassin versant. SWAT groupe des parties de bassins versants qui ont des caractéristiques identiques d'occupation des sols, des propriétés du sol et de pente dans des unités de réponse hydrologiques (URH). Une URH est une combinaison unique d'occupation de sol, du type de sol et de la pente dans un sous bassin. Les principaux processus hydrologiques sont la précipitation, l'évapotranspiration, le ruissellement, l'écoulement des eaux souterraines et le stockage dans le bassin versant et leurs interactions. Les processus physiques associés au

mouvement de l'eau, tel que l'entraînement des particules du sol, sont aussi modélisés par SWAT.

### **1.6.3 Gestion des ressources hydriques**

La gestion des ressources hydriques implique la recherche d'une condition d'opération optimale d'un système soumis à des limitations physiques ou fonctionnelles [Labadie, 2004]. Dans cette recherche, on a considéré les incertitudes liées aux projections climatiques et de la non-stationnarité des régimes hydrologiques dans le climat futur pour établir des stratégies d'adaptation des systèmes hydriques aux changements climatiques avec des modèles d'optimisation-simulation des systèmes hydriques ressources en eau. L'objectif d'un modèle d'optimisation-simulation est de déterminer les règles de gestion optimales et de simuler l'opération du système soumis à ces règles [Tejada-Guibert et al., 1995].

Les techniques d'optimisation stochastique ont été privilégiées, car elles tiennent compte de la variabilité des régimes hydrologiques. L'optimisation déterministe seule n'est pas bien congruente pour la gestion des ressources hydriques dans le contexte des changements climatiques, à cause du manque d'information sur le comportement du climat futur. De plus, l'hypothèse de la stationnarité du climat, qui affirme que les ressources en eau sont relativement constantes sur le moyen terme et que l'expérience hydrologique du passé peut servir comme une perspective pour le futur [Bates et al., 2008], a été mise en cause par les activités humaines au sein des bassins versants et du réchauffement climatique. Les incertitudes du climat futur et la non-stationnarité du climat [Milly et al., 2008; Pielke Jr., 2009b] des régimes hydrologiques exigent donc des méthodes d'optimisation stochastique pour la planification et la gestion des systèmes hydriques qui tiennent compte de la variabilité des régimes hydrologiques d'une manière implicite ou explicite.

Une nouvelle approche d'optimisation des ressources hydriques dans le contexte de changement climatique a été développée. Cette approche traite le problème de la saisonnalité des régimes d'écoulement et de la non-stationnarité du climat dans le problème d'optimisation par un algorithme à deux pas de temps, qui utilise un algorithme de programmation dynamique (DP) pour trouver des règles de gestion hebdomadaire des apports des projections climatiques. Le DP est couplé avec l'espérance de la fonction bénéfice futur entre deux

périodes consécutives de pas de temps à long terme. L'aspect stochastique des apports associé à la non-stationnarité du climat est assuré par l'utilisation des projections climatiques d'apports, et la transition entre les projections climatiques se fait au pas de temps à long terme. L'optimisation comprend également d'autres facteurs tels que la demande énergétique.

Une technique proposée par Kelman et al. [1990] qui utilise le théorème de Bayes pour déterminer les probabilités de transition a été utilisée. La non-stationnarité a été modélisée en utilisant des modèles dynamiques bayésiens (BDM) [Kumar *et al.*, 2010; Kumar et Maity, 2008; West et Harrison, 1997]. L'information historique des apports ainsi que celle des projections du climat futur ont été utilisées dans le BDM pour exprimer l'incertitude des changements climatiques. Les probabilités de transition permettent de prendre une séquence de décisions et l'échange d'information entre les projections climatiques sur les variables d'état du problème d'optimisation et les fonctions bénéfice futur des projections climatiques pendant l'optimisation.

#### **1.6.4 Adaptation du système hydrique**

La gestion du système hydrique dans le climat futur a mis l'accent sur la réduction des déversements non productibles afin de maximiser la production d'hydroélectricité, ainsi que la performance du système, avec un modèle d'optimisation-simulation. L'objectif du modèle d'optimisation-simulation est de déterminer les règles de gestion ajustées à l'évolution du climat, d'établir des stratégies d'adaptation du système par des moyens structureaux qui maximisent la production d'hydroélectricité tout en minimisant les déversements non productibles du système et de déterminer le moment le plus opportun de faire ces modifications.

Deux variantes d'adaptation structureales ont été analysées, à savoir la mise en niveau et la revalorisation des installations. La mise en niveau consiste à l'ajout des groupes-turbines supplémentaires aux centrales hydroélectriques, quant à la revalorisation, on remplace seulement certaines parties des unités turbines-alternateurs. Une analyse financière a permis de déterminer la pertinence et la rentabilité d'investissements nécessaires pour chacune des stratégies d'adaptation du système hydrique et de choisir la meilleure alternative.

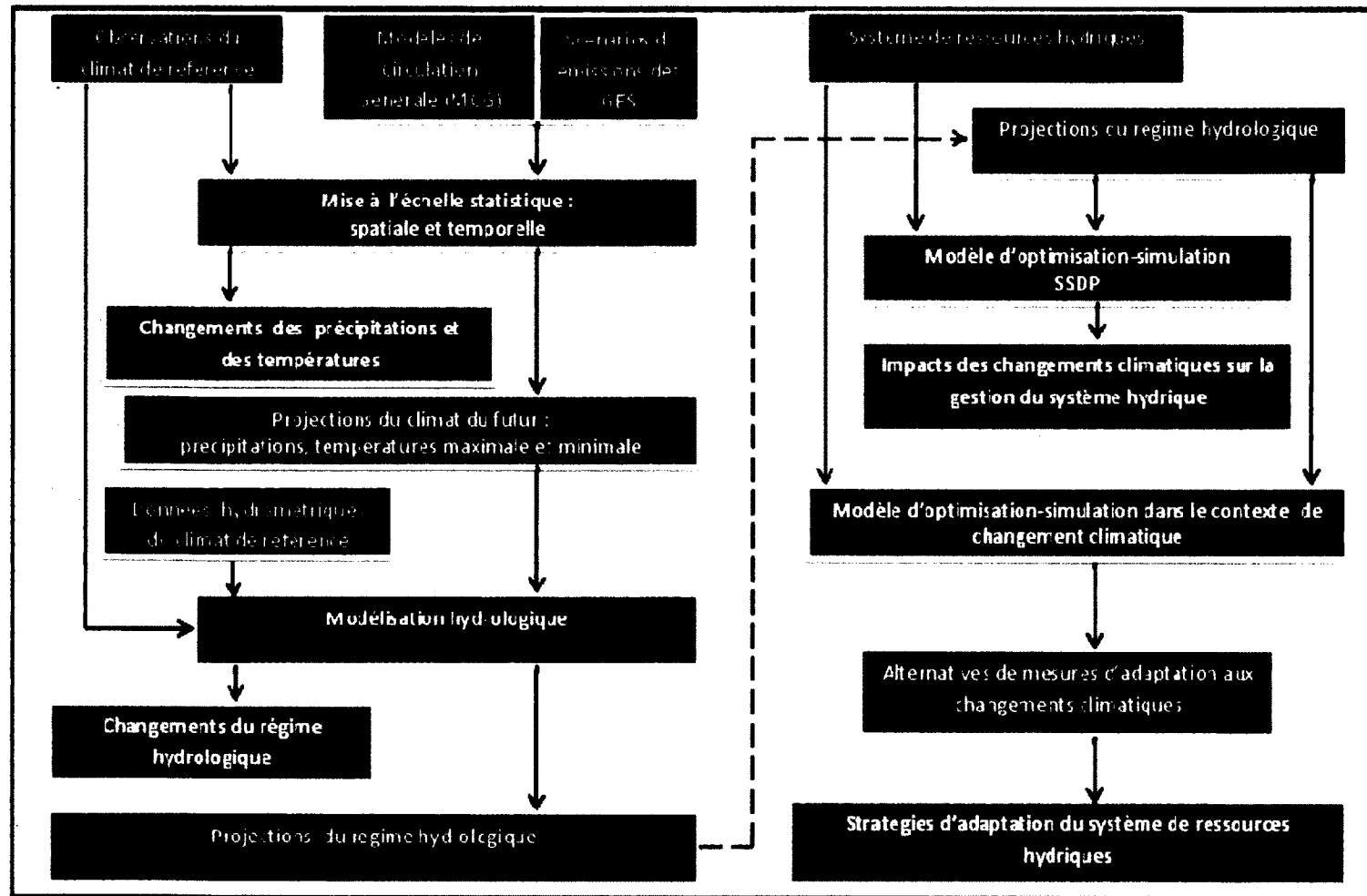


Figure 1.1 Méthodologie des travaux de recherche



## **CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE ET SITE À L'ÉTUDE**

### **2.1 Changements climatiques**

Le climat est défini comme étant la distribution statistique des conditions atmosphériques comme la température, l'humidité, la pression atmosphérique, la vitesse et la direction du vent, la précipitation, ainsi que d'autres éléments météorologiques dans une région donnée pendant une période de temps donnée. Le climat se distingue de la météo, qui désigne l'étude du temps sur le court terme et dans des zones ponctuelles. Par conséquent, le terme changement climatique indique la variation de l'état du climat à un endroit donné au cours du temps. Selon le GIEC, la variation de l'état du climat est désignée par des modifications persistantes des paramètres du climat que l'on peut apprécier par des modifications de la moyenne et/ou de la variabilité de ses propriétés et qui dure pendant une longue période, généralement pendant des décennies ou plus [GIEC, 2007].

Les observations effectuées depuis 1961 confirment la tendance au réchauffement climatique. À l'échelle du globe, on observe une hausse de la température moyenne de l'atmosphère et des océans et l'élévation du niveau moyen de la mer. Le niveau mondial moyen de la mer s'est élevé à une vitesse moyenne de 1,8 mm par an entre 1961 et 2003 [GIEC, 2007]. Le fait du réchauffement de la planète est également soutenu par la diminution de la couverture neigeuse observée dans l'hémisphère nord et de l'étendue des glaces de mer, le raccourcissement des périodes de gel des lacs et des cours d'eau, la fonte des glaciers et la diminution de l'étendue du pergélisol.

D'après le quatrième rapport du GIEC [GIEC, 2007], la vitesse moyenne du réchauffement au cours des 50 dernières années a pratiquement doublé par rapport à celle des cents dernières années. La température moyenne des océans a augmenté, ce qui contribue à la montée du niveau des mers. Une rétractation des glaciers et des calottes glaciaires a été observée et elle contribue aussi à la montée du niveau des mers. Le rapport du GIEC [2007] souligne aussi qu'il y aurait des changements des précipitations aussi bien que des

événements extrêmes comme des inondations et des sécheresses. La fréquence des fortes précipitations a augmenté dans la plupart des zones terrestres, en cohérence avec le réchauffement de la vapeur d'eau atmosphérique.

Le réchauffement climatique est influencé en grande partie par le forçage radiatif, qui altère le bilan énergétique du système climatique. Le forçage radiatif mesure l'influence des facteurs naturels ou anthropiques qui modifient l'équilibre des énergies entrante et sortante du système Terre-atmosphère et donne une indication sur l'évolution potentielle de l'état du climat. Parmi ces facteurs, on peut citer l'augmentation de la teneur de l'atmosphère en gaz à effet de serre (GES) et en aérosols, la radiation solaire et les éruptions volcaniques [GIEC, 2007].

### **2.1.1 Impacts des changements climatiques**

Les conséquences des changements climatiques à l'échelle globale sont entre autres la hausse de la température moyenne de l'atmosphère et de l'océan, la fonte massive de couverture de neige [Barnett et al., 2004], la diminution de la glace marine et l'élévation du niveau moyen de la mer. Il y aussi l'accentuation des événements climatiques extrêmes, la variation des régimes habituels des écoulements [Leconte et al., 2006], l'augmentation ou la diminution des précipitations moyennes et des écoulements et la perturbation de l'alternance et de la durée des saisons. Les impacts indirects des changements climatiques incluent entre autres les menaces sur la disponibilité des ressources en eau [Payne et al., 2004] et la modification de la production hydroélectrique [Harrison et Whittington, 2002].

Les modèles de climat suggèrent que pour la fin du 21<sup>e</sup> siècle, le Québec connaîtrait une hausse moyenne de température de 2 à 4° C dans le sud de la province et de 4 à 5° C dans le nord. Les hivers seraient plus doux avec une hausse de température de 3 à 4° C et les étés seraient plus chauds avec une hausse en moyenne de 2 à 3° C dans le sud de la province [OURANOS, 2004]. Les scénarios des changements climatiques prévoient aussi une augmentation des précipitations de l'ordre de 0 à 5% dans le sud et de 10 à 25% dans le nord.



---

Les conséquences des changements climatiques sur les ressources en eau dans les régions nordiques seraient l'augmentation de la variabilité des précipitations, l'accentuation des événements climatiques extrêmes tels que les sécheresses, le changement des fréquences des inondations [Bell et al., 2007], la variation des régimes habituels des écoulements des rivières et la perturbation de l'alternance et de la durée des saisons [Pietroniro et al., 2006]. À cause des températures plus élevées, une plus grande partie des précipitations hivernales tomberait sous forme de pluie que de neige [Bates et al., 2008].

Les impacts des changements climatiques sur le domaine d'étude, soit le bassin versant de la rivière Manicouagan, seraient liés à l'augmentation des températures et des précipitations. L'augmentation des précipitations moyennes aura des impacts positifs sur les apports d'eau dans des réservoirs, car les projections climatiques prévoient une hausse moyenne de 10 à 20% pendant l'hiver et de 0 à 5% l'été [OURANOS, 2004]. Il faut aussi noter la hausse des températures, qui auraient comme effet de réduire la période de gel [Toth et al., 2006] et d'augmenter le taux d'évaporation dans les réservoirs. Néanmoins, la production de l'hydroélectricité devrait augmenter [Pietroniro et al., 2006], ce qui devrait aider le Québec à satisfaire ses besoins énergétiques ainsi que vendre des excès aux tiers.

### **2.1.2 Évaluation des impacts des changements climatiques**

Pour déterminer les impacts des changements climatiques, on utilise des modèles climatiques aussi appelés modèles globaux de climat ou modèles de circulation générale (MCG). Les MCG sont basés sur les lois fondamentales de la conservation de masse, de la vitesse et de l'énergie qui décrivent la répartition et le transport de la chaleur et de l'humidité par l'atmosphère et les océans. Ces modèles sont utilisés pour donner une perspective sur le comportement du système climatique, produire des projections du climat pour une gamme d'hypothèses sur les émissions de GES et simuler l'évolution de l'atmosphère. Il faut souligner que les projections climatiques ne décrivent pas nécessairement ce qui va se passer, mais elles correspondent plutôt aux conditions de l'un ou l'autre des nombreux scénarios futurs plausibles.

Un scénario de changement climatique, ou une projection du climat futur, est une description ou une représentation d'un état possible du climat futur, fondé sur des hypothèses de la façon dont le climat fonctionne et comment il va évoluer au cours des années à venir par rapport aux émissions de GES. Une projection est différente d'une prévision; les termes « prévision » et « prédiction » désignent un futur plus probable, alors qu'une projection est une représentation, parmi d'autres, d'un futur possible [Lemmen et Warren, 2004]. Le GIEC [SRES, 2000], a établi des scénarios d'émission de GES afin d'évaluer la progression d'émissions de GES suivant différentes voies de développement en fonction des facteurs démographiques, économiques et technologiques.

Les scénarios d'émission sont aussi des directives pour quiconque veut étudier les changements climatiques, et ils sont groupés en 4 principales familles à savoir A1, A2, B1 et B2. Le groupe des scénarios A1 présume une croissance économique très rapide, une croissance de la population mondiale jusqu'au milieu du siècle suivi d'une décroissance et l'utilisation de nouvelles technologies d'une manière plus efficace. Cette famille de scénarios A1 comprend trois sous-groupes correspondant aux différents types d'approvisionnement en énergie : l'utilisation des combustibles fossiles (A1FI), l'utilisation d'énergie non fossile (A1T) et l'équilibre entre les deux sources d'énergie (A1B) [GIEC, 2007].

Les scénarios A2 supposent un monde caractérisé par une forte croissance démographique mondiale, un développement technologique lent et une faible croissance économique. Les scénarios B1 supposent une évolution démographique semblable à celle des scénarios A1, des changements des structures économiques vers une économie de services et de la technologie de l'information. Les scénarios B2 présument une croissance démographique semblable à celle des scénarios A2 et une croissance économique qui privilégie le développement social et environnemental durable [GIEC, 2007].

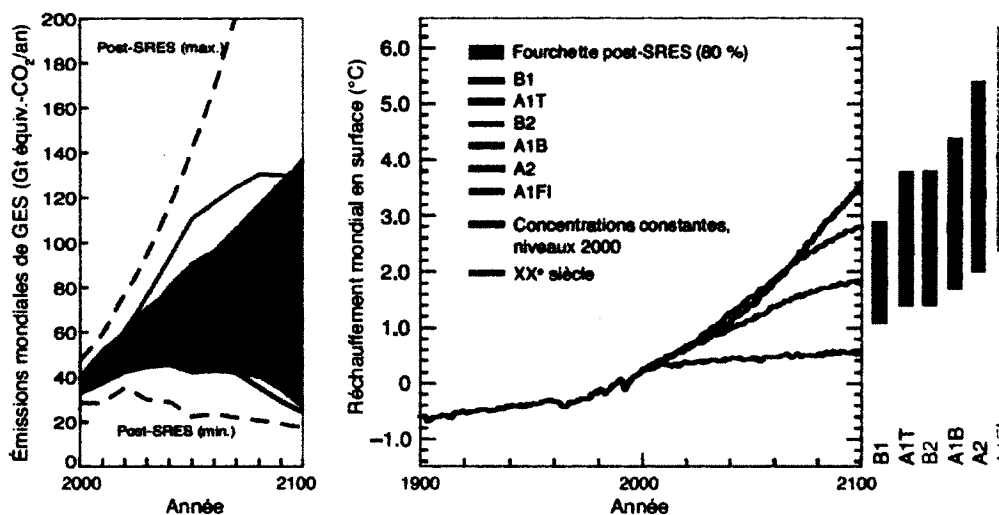


Figure 2.1 Scénarios des émissions mondiales de GES [GIEC, 2007]

Chaque scénario d'émission de GES simulé par un MCG donne une projection de l'évolution du climat qui représente un état du climat futur. En proposant un éventail de futurs possibles, les scénarios permettent de tenir compte des incertitudes associées aux différentes voies que peut emprunter le développement social, économique et environnemental (figure 2.1). Cependant, les modèles globaux ont des limitations liées à leur faible résolution spatiale, leur formulation mathématique et l'interprétation des phénomènes physiques.

Généralement, il existe une incompatibilité entre l'échelle des MCG et l'échelle des modèles d'évaluation d'impacts des changements climatiques à l'échelle du bassin versant. Même si l'information sur le changement de fréquence de la précipitation peut être extraite à partir des modèles du climat, les valeurs sont incertaines pour être utilisées pour les études hydrologiques et la gestion des ressources en eau. Il existe un biais des températures et des précipitations modélisées dans la plupart des modèles climatiques. C'est une des raisons pour lesquelles les données brutes des MCG sont mises à l'échelle spatiale et temporelle. On distingue deux principaux groupes de méthodes de la mise à l'échelle spatiale : la mise à l'échelle statistique et la mise à l'échelle dynamique.

Les méthodes de la mise à l'échelle statistique supposent une corrélation entre la tendance de la circulation atmosphérique et des variables climatiques locales telles que la précipitation, la

température et l'évapotranspiration potentielle [Fowler et Kilsby, 2007]. Par conséquent, la mise à l'échelle statistique consiste à créer des liaisons statistiques entre les données à l'échelle globale des MCG et les données à l'échelle régionale ou même locale (bassin versant, station météo). Les variables atmosphériques sont utilisées comme des prédicteurs dans une régression linéaire, une régression non linéaire multiple ou une corrélation canonique [Schmidli *et al.*, 2007] pour déterminer les événements pluvieux, la quantité de précipitation, la température maximale et minimale, etc., appelés prédictants. Les prédicteurs peuvent être la hauteur du géopotential [Widmann *et al.*, 2003], la température de l'air, la vitesse du vent, l'humidité relative, les différentes variables du flux de surface [Hay et Clark, 2003] ou la précipitation [Salathé, 2005; Schmidli *et al.*, 2007; Wood *et al.*, 2004].

Les relations établies sont utilisées pour développer des projections climatiques à l'échelle régionale. Cela permet la simulation des séries chronologiques d'une durée suffisante pour représenter la variabilité à long terme des processus hydrologiques. Cependant, la méthode de la mise à l'échelle statistique est souvent critiquée, car elle dépend de la qualité et de la longueur des données utilisées dans le calage et aussi d'hypothèses faites sur la corrélation entre les variables de MCG et le climat local d'autant plus que les relations établies pour le climat présent pourraient ne pas être applicables pour le climat futur [Fowler *et al.*, 2007].

La mise à l'échelle dynamique est basée sur une mise au point des modèles régionaux dont les conditions aux frontières de ces modèles sont fixées par un MCG. Ces modèles régionaux créent des liaisons 'physiques' entre le climat à échelle globale et la météo à l'échelle locale. La mise à l'échelle dynamique, en utilisant des modèles régionaux de climat (MRC), fournit une mesure plus appropriée d'échelle de production climatique que les MCG, pour les études d'impact hydrologique [Fowler et Kilsby, 2007]. Cependant, la mise à l'échelle dynamique souffre de problèmes de biais similaires à celle des modèles globaux, en particulier pour la précipitation [Graham *et al.*, 2007], et elle est plus gourmande en calculs numériques que la mise à l'échelle statistique.

## 2.2 Modélisation hydrologique

### 2.2.1 Modèles hydrologiques

Il existe un grand nombre de modèles hydrologiques, allant des modèles globaux aux modèles distribués [Ambroise, 1999; Singh et Woolhiser, 2002]. Les modèles globaux sont des modèles simplifiés, basés sur des équations mathématiques qui ne tiennent pas compte des processus physiques sous-jacents. Les modèles distribués à base physique incorporent des lois physiques basées sur la conservation de la masse, de la quantité de mouvement et d'énergie. Les équations en jeu incluent plusieurs paramètres et doivent être résolues numériquement. Le nombre considérable de paramètres des modèles hydrologiques engendre un problème, ce qui fait que différentes combinaisons des paramètres ou jeux de paramètres donnent des résultats équivalents en terme de performance : c'est ce qu'on appelle l'équifinalité des modèles hydrologiques [Beven et Freer, 2001]. En réalité, il n'existe aucun modèle qui est totalement à base physique, même s'il tient compte explicitement de la variabilité spatiale à l'intérieur du bassin versant et qu'il est capable de produire des résultats de simulation où aucun calage explicite n'est pas disponible [Reed *et al.*, 2004].

Le processus de modélisation hydrologique varie suivant l'objectif, le bassin versant modélisé et la complexité du modèle hydrologique utilisé. En général, le processus de modélisation comprend la conceptualisation du problème, le choix de l'échelle du modèle et la sélection du modèle. La conceptualisation du problème détermine les processus hydrologiques que le modèle va représenter tels que la précipitation, l'évapotranspiration, l'infiltration, les écoulements de surface ou souterrains, la fonte de neige, etc. L'échelle du modèle comprend l'échelle temporelle (heures, jours, mois) et l'échelle spatiale (bassins versants à grande ou petite taille) selon l'usage du modèle. Plusieurs choix s'offrent par la sélection du modèle dépendamment de ce que l'on veut représenter: le degré de complexité, modèle distribué, conceptuel ou global. S'ajoute l'ensemble des données (topographiques, hydrométriques, météorologiques, types du sol, occupation du sol, etc.), qui sont spécifiques à chaque choix de modèle.

Une fois que le modèle est choisi et que sa paramétrisation est définie en fonction du bassin versant, des simulations sont effectuées et la qualité des résultats de simulation est évaluée.

Celle-ci est généralement évaluée en prenant comme critère la valeur d'une fonction objectif, qui fournit une certaine mesure globale de l'écart entre les séries des valeurs mesurées et simulées par les variables choisies [Ambroise, 1998; Schaepli et Gupta, 2007]. Comme certains paramètres sont souvent impossibles à mesurer ou à évaluer, une analyse de sensibilité est faite pour déterminer les paramètres les plus influents dans le bassin versant, suivi par le calage du modèle qui a comme objectif l'ajustement des paramètres du modèle pour simuler au mieux les séries chronologiques des données observées, qui sont souvent, mais pas exclusivement, des débits. Le calage peut être manuel ou automatique. L'étape finale du processus de modélisation est la validation du modèle pour s'assurer que les paramètres du modèle ne soient pas fortement liés aux données observées utilisées pendant le calage.

### **2.2.2 Modélisation des bassins versants nordiques et des bassins versants contrôlés**

Les bassins versants nordiques sont, en général, des bassins hydrographiques, dont la latitude est supérieure à 52° Nord. Le régime hydrologique est dominé par l'accumulation de neige pendant l'hiver et la fonte des neiges qui accompagne les crues à la fin de l'hiver et au début du printemps [Barnett *et al.*, 2005]. La fonte des neiges est la plus importante source d'eau douce et les ouvrages hydrauliques tels que les barrages sont conçus pour stocker l'eau pour la consommation domestique et industrielle, l'irrigation ou la production d'énergie. D'autres ouvrages hydrauliques tels que les digues et les déversoirs sont utilisés pour contrôler les crues et éviter des dommages en aval. Cependant, les ouvrages hydrauliques modifient le régime d'écoulement naturel des rivières et ils peuvent causer des impacts négatifs sur l'environnement [World Commission on Dams, 2000].

La modélisation hydrologique des bassins versants contrôlés est confrontée au problème de calage, car la plupart du temps, les données disponibles des débits observés utilisés pour caler les modèles ne sont pas réellement observées. Ces 'débits observés' sont influencés par les pratiques de gestion des ouvrages hydrauliques tels que le contrôle du fonctionnement des réservoirs, l'utilisation de l'eau afin de satisfaire les besoins en approvisionnement en eau, l'irrigation ou la production d'hydroélectricité. Pour modéliser un bassin versant contrôlé par

un réservoir, des données de débits reconstitués (parfois appelé apports naturels) peuvent être utilisées pour le calage du modèle. Une des méthodes utilisées pour trouver les débits reconstitués consiste à résoudre l'équation du bilan hydrique du réservoir avec le niveau d'eau dans le réservoir et le soutirage du réservoir enregistré pendant la même période [Benjamin et Kirk, 1999]. Ces débits reconstitués sont considérés comme des écoulements non contrôlés ou la contribution locale ou directe du bassin versant.

Il est évident que la modélisation d'un bassin versant contrôlé n'est pas seulement une question de la robustesse du modèle pluie-débit, mais aussi la qualité des données de débits observés nécessaires pour le calage du modèle. Avec les débits reconstitués, le calage du modèle peut être fait pour simuler le régime hydrologique des bassins versants comme s'il n'y avait pas d'ouvrages hydrauliques.

La modélisation des processus de l'accumulation de la neige et la fonte des neiges est un problème commun pour la modélisation hydrologique des bassins versants nordiques, parce que ces processus correspondent respectivement aux périodes d'écoulement de base en hiver et des crues printanières. Il existe de nombreuses méthodes pour la modélisation du processus de la fonte des neiges: des méthodes de régression simple, des méthodes basées sur la température et des méthodes à base physique [Franza *et al.*, 2008; Pradhanang *et al.*, 2011]. La modélisation de la neige avec des méthodes à base physique nécessite des données météorologiques comme la température, les précipitations, la vitesse du vent et le rayonnement solaire. En outre, les données observées de l'accumulation de neige pour valider ces modèles ne sont pas toujours disponibles, ce qui explique que les méthodes simples sont habituellement privilégiées aux méthodes plus complexes.

### **2.2.3 Modélisation hydrologique des changements climatiques**

Il y a un manque d'information fiable fournie par les MCG sur les impacts potentiels hydrologiques des changements climatiques aux petites échelles. Bien que les MRC et MCG comprennent la représentation de l'hydrologie, ils ne résolvent pas le cycle hydrologique à un niveau qui est approprié pour des applications hydrologiques. Les composantes hydrologiques des modèles climatiques actuels sont insuffisantes pour une utilisation directe,

car elles n'ont généralement pas le niveau de détails nécessaires, comme la représentation adéquate du stockage de la neige dans les montagnes, les méthodes de laminage dans les rivières et les lacs, et la recharge et le stockage des eaux souterraines.

Les modèles hydrologiques sont utilisés pour interpréter les résultats des projections des modèles climatiques. Une stratégie logique serait d'imposer au modèle hydrologique les données de sortie des modèles climatiques. Cependant, cela exigerait un degré de précision et une résolution spatiale du modèle climatique qui n'ont pas encore été atteints [Bergström et al., 2001] à moins que les bassins hydrologiques simulés soient de grande taille et que la méthode de la mise à l'échelle dynamique est appliquée. Néanmoins, il y aura toujours le problème de biais des températures et des précipitations. Pour régler ce problème, une mise à l'échelle spatiale et temporelle est effectuée. Une autre stratégie utilisée est de tout d'abord caler un modèle hydrologique avec des données météorologiques qui représentent le climat actuel et par ensuite utiliser des projections d'un modèle climatique [Akhtar *et al.*, 2009], après avoir corrigé les projections pour ôter les biais et ramener à l'échelle du bassin versant et à l'échelle temporelle cohérente avec le modèle hydrologique.

### **2.3 Gestion des ressources hydriques**

La gestion des ressources hydriques est soumise à diverses sources d'incertitudes qui sont généralement liées aux apports imprévisibles qui présentent des variations temporelles et spatiales. Toutefois, cette gestion suppose une stationnarité des régimes hydrologiques, c'est-à-dire que même s'il y a de fortes variations saisonnières des processus hydrologiques, par exemple les apports mensuels, les mêmes séries se répètent d'une année à l'autre du point de vue statistique. Cette hypothèse est à la base de la conception des ouvrages hydrauliques ainsi que leur plan de gestion, où des décisions sont prises en se basant sur l'hypothèse que le régime hydrologique du climat futur serait statistiquement semblable à celui du passé.

Un plan de gestion d'un système hydrique est un ensemble de règles qui déterminent les quantités d'eau qui doivent être stockées et soutirées dans un réservoir ou un système de plusieurs réservoirs pour différentes conditions d'apports et de stock initial. Les règles de gestion impliquent la répartition du stockage et des soutirages entre réservoirs à fins



---

multiples, et pendant différentes périodes déterminées. Les règles donnent une orientation aux gestionnaires des ressources en eau afin de prendre des décisions sur la base de l'état du système. Pour élaborer les règles de gestion d'un système hydrique, les gestionnaires se basent sur plusieurs facteurs et leurs décisions sont fondées en grande partie sur l'expérience. Ils sont aussi assistés par des modèles de gestion des ressources hydriques.

La modélisation de la gestion d'un système hydrique comprend la recherche d'une condition d'opération optimale du système soumis à certaines limitations ou contraintes physiques ou opérationnelles comme la capacité de stockage de réservoirs ou des limitations fonctionnelles comme la capacité de soutirage d'une centrale hydroélectrique. La modélisation et l'analyse d'un système hydrique intègrent une représentation du système en question, une formulation du problème d'optimisation ainsi que des règles d'opération ou des critères de décision. Une fonction objectif d'un problème d'optimisation désigne une fonction qui sert de critère pour déterminer le meilleur choix entre les diverses solutions possibles.

La plupart des systèmes hydriques ont comme objectif principal la production de l'énergie hydroélectrique. Cette forme d'énergie renouvelable est très utile pour la réduction d'émissions de GES. Les centrales hydroélectriques sont utilisées en conjonction d'autres composantes d'un système général de l'électricité. Les centrales hydroélectriques peuvent supporter l'augmentation rapide de la charge et sont très efficaces pour répondre à la demande d'énergie maximale.

Les centrales hydroélectriques peuvent être classées selon qu'elles sont réservoir, au fil de l'eau, ou à pompe. Le type de centrale à réservoir a un réservoir d'une capacité suffisante qui permet le stockage pendant la période des crues et d'utiliser l'eau durant la saison sèche. Le type de centrale au fil de l'eau n'a pratiquement pas de stockage actif, à l'exception de certaines retenues qui permettent le stockage d'eau en dehors des heures de pointe pour une utilisation pendant les heures de pointe le même jour ou la même semaine. Cependant, la disponibilité de l'eau est généralement un facteur limitant dans la production d'énergie hydroélectrique, par exemple dans le cas de sécheresses ou des changements climatiques.

### 2.3.1 Optimisation de ressources hydriques

L'optimisation en général implique la recherche d'une condition d'opération optimale d'un système soumis à des limitations physiques ou fonctionnelles. Le terme d'optimisation est aussi utilisé pour désigner la programmation mathématique, pour se référer à une formulation mathématique dans laquelle un algorithme standard est utilisé pour calculer un ensemble de valeurs de variables de décision qui minimisent ou maximisent une fonction objectif soumise à des contraintes [Wurbs, 2005]. L'optimisation des ressources hydriques comprend l'utilisation des modèles de simulation et /ou d'optimisation, l'utilisation d'autres outils d'aide à la décision ainsi que le jugement humain.

Les modèles d'optimisation décrivent, dans les termes mathématiques, le système qui est analysé et les conditions ou les contraintes que le système doit satisfaire. Ces équations incluent des variables qui sont censées être connues et d'autres qui sont inconnues et qui doivent être déterminées. Les variables connues sont appelées des paramètres, et les variables inconnues sont appelées des variables de décision. Dans la plupart des cas, les modèles sont développés pour le but fondamental d'identifier les meilleures valeurs des variables de décision, afin de mieux gérer le système en question. Les variables de décision tiennent compte de la conception et l'opération ainsi que les règles de gestion de plusieurs composantes des systèmes hydriques.

Les variables qui tiennent compte de la conception sont par exemple la capacité des réservoirs et la capacité de production des centrales hydroélectriques. Les variables d'opération comprennent des variables telles que les débits soutirés et l'allocation d'eau à plusieurs utilisateurs dans le temps et dans l'espace. Les variables de décision inconnues sont des mesures de performance du système, telles que la quantité de ressources disponible, les avantages économiques, les objectifs économiques ou hydrologiques.

Une fonction objectif d'un modèle d'optimisation peut être une pénalité ou une fonction d'utilité, utilisée pour définir des règles d'opération basées sur les priorités relatives, ou peut être une expression mathématique d'une planification ou de l'objectif opérationnel. Une fonction objectif d'un problème d'optimisation d'un système hydrique peut exprimer par

exemple des avantages économiques, ou des coûts, de la disponibilité de l'eau, de la fiabilité du système, de la production d'énergie hydroélectrique, etc. La nature dynamique de ce problème reflète la nécessité de représenter un avenir incertain pour une gestion durable de l'eau. La fonction objectif peut être non linéaire, comme la maximisation de la production hydroélectrique. Les méthodes d'optimisation les plus utilisées pour les problèmes d'optimisation des systèmes hydriques sont la programmation linéaire, la programmation non linéaire et la programmation dynamique.

### **2.3.2 Modèles d'optimisation des ressources hydriques**

La classification des modèles d'optimisation des ressources hydriques est basée sur la façon dont ils définissent les apports. Un groupe de modèles, appelé déterministe, utilise une séquence spécifique d'apports (historiques ou synthétiques) pour déterminer les règles de gestion optimale du système. Un autre groupe de modèles appelé modèles stochastiques, utilise une description statistique d'apports au lieu d'une séquence spécifique [Karamouz *et al.*, 1987]. Ainsi, il y a deux grandes classes de techniques d'optimisation stochastique : l'optimisation stochastique implicite (OSI) et l'optimisation stochastique explicite (OSE).

Les méthodes d'optimisation stochastique implicite (OSI), aussi appelées simulation de Monte-Carlo, utilisent des séries des apports historiques ou synthétiques du système pour obtenir les règles de gestion optimales [Celeste *et al.*, 2009]. L'aspect stochastique du problème d'optimisation, y compris les corrélations spatiales et temporelles des apports non contrôlés, est inclus implicitement. Des techniques de régression sont ensuite utilisées pour déduire les règles d'opération de réservoirs de la solution optimale du modèle [Karamouz et Houck, 1987]. Les méthodes OSI combinent l'optimisation, la régression et la simulation afin d'affiner les règles d'opération d'une façon itérative [Rani *et al.*, 2009]. L'inconvénient de cette technique est que la règle de gestion optimale est unique pour chaque série hydrologique [Celeste *et al.*, 2009]. En outre, cette méthode n'est pas adaptée aux conditions d'exploitation extrêmes, telles que les graves sécheresses, les inondations ou les changements climatiques, ainsi que d'autres opérations anormales, étant donné qu'ils ne peuvent pas couvrir de manière adéquate les imprévus [Rani et Moreira, 2009].

Les méthodes OSI ne tiennent pas compte de manière explicite des incertitudes de certaines variables telles que les apports dans le futur. L'incertitude devient importante quand les prévisions des apports ne peuvent pas être représentées d'une manière fiable pour une période relativement longue [Celeste *et al.*, 2009]. Ce problème est résolu par l'introduction de la description statistique d'apports. Les méthodes d'optimisation stochastique explicite (OSE) intègrent des modèles probabilistes des apports, directement dans le problème d'optimisation plutôt que d'utiliser des séries hydrologiques déterministes [Labadie, 2004]. Cela signifie que l'optimisation est effectuée sans la présomption d'une parfaite connaissance préalable des événements futurs. En outre, les règles d'opération optimales sont déterminées sans être déduites des règles d'opérations des résultats de l'optimisation, comme c'est le cas des méthodes OSI.

### **2.3.3 Programmation linéaire et programmation dynamique**

La programmation linéaire (PL) est utilisée pour les problèmes dont la fonction objectif et les contraintes sont linéaires ou linéarisables. Cette méthode a été appliquée aux problèmes de gestion des systèmes hydriques pour différents objectifs, tels que la détermination des règles d'opération optimales, le dimensionnement de réservoirs et l'évaluation de rendement [Rani et Moreira, 2009; Wurbs, 2005]. Certains avantages notoires de la PL sont la capacité de résoudre efficacement des problèmes de grande taille, la convergence vers des solutions globales optimales et la non-exigence de solutions initiales [Labadie, 2004]. Les principaux inconvénients de la PL sont liés à la limitation d'utiliser que des fonctions objectifs linéaires et convexes et des contraintes linéaires.

L'optimisation des systèmes hydriques est souvent accomplie avec la programmation dynamique (PD). Cette méthode d'optimisation est utilisée pour résoudre des processus de décision à plusieurs étapes. Le principe de la PD est de décomposer un problème complexe en plusieurs sous-problèmes simples de telle manière que chaque partie constitue un nouveau problème et ces sous-problèmes sont résolus de manière récursive l'un après l'autre [Bellman, 1957]. La solution optimale du problème initial est déduite des solutions optimales des sous-problèmes. Les avantages de la PD sont de transformer un problème de  $n$  variables de décision en  $n$  sous-problèmes d'une seule variable et de trouver des maxima ou des

---

minima globaux (s'ils existent), plutôt que des optima locaux. Un autre avantage de la DP est qu'elle est utilisée pour des systèmes dont la fonction objectif et les contraintes sont non linéaires, non convexes et même discontinues [Labadie, 2004].

La PD est efficace pour résoudre des systèmes hydriques d'une à trois variables d'état. Pour plus de trois variables d'état, la DP devient pratiquement impossible à résoudre suite au problème du '*curse of dimensionality*', qui est l'augmentation spectaculaire de l'ampleur du calcul d'un problème qui résulte de l'augmentation du nombre de variables d'état du problème. Certaines modifications de la PD ont été proposées afin de permettre la détermination des règles d'opérations optimales de systèmes de plusieurs réservoirs [Labadie, 2004]. DP peut être aussi classée comme déterministe ou stochastique, suivant les apports utilisés.

La programmation dynamique dite déterministe utilise une séquence spécifique des apports historiques ou synthétiques, dans la détermination des règles de gestion optimales. Un modèle de programmation dynamique déterministe consiste en trois composantes: un programme dynamique déterministe, une analyse de régression et une simulation. Les règles de gestion sont obtenues par plusieurs cycles entre ces composantes [Karamouz *et al.*, 1987]. De l'autre côté, la programmation dynamique stochastique (SDP) utilise une description statistique des apports au lieu d'une séquence d'apports spécifiques, elle tient donc compte explicitement de l'incertitude débits dans sa fonction récursive. En général, la SDP résout un problème d'optimisation par discrétisation des variables stochastiques, par exemple, les apports futurs, ainsi que les variables d'état (par exemple le stockage) pour obtenir un ensemble des règles de gestion pour chaque état du système hydrique. Ces règles peuvent alors être testées avec de modèles de simulation. Les exemples des modèles SDP sont Sampling le SDP (SSDP), le Bayesian SDP (BSDP) et le Demand Driven SDP (DDSP).

#### **2.3.4 Ressources hydriques et changements climatiques**

La gestion des systèmes hydriques est associée à l'incertitude. Pour les réservoirs, l'incertitude est principalement due aux apports incertains ou imprévisibles qui présentent des variations temporelles et spatiales. Les impacts des changements climatiques sont, eux aussi,

susceptibles de donner lieu à des incertitudes de la disponibilité de l'eau dans le climat futur [Barnett *et al.*, 2004; Christensen *et al.*, 2004a; Hugo *et al.*, 1995], qui pourraient entraîner des conséquences économiques et écologiques. De plus, la conception et la gestion des systèmes hydriques sont basées sur l'hypothèse de la stationnarité des régimes hydrologiques. La stationnarité suppose que les systèmes naturels fluctuent au sein d'une enveloppe de variabilité qui reste immuable [Milly *et al.*, 2008; Pielke Jr., 2009a].

L'hypothèse de la stationnarité a été compromise par les activités humaines dans les bassins versants, qui ont modifié leurs morphologies et leurs régimes afin de satisfaire aux besoins des utilisateurs, sans oublier le facteur des changements climatiques [Milly *et al.*, 2008; Pielke Jr., 2009a]. Par conséquent, la variation de la disponibilité des ressources en eau affecterait la planification et la gestion des systèmes hydriques [Burn et Simonovic, 1996]. Les conséquences sur les systèmes hydriques seront par exemple, la modification des règles de gestion pour le contrôle de crues et la production d'hydroélectricité, le changement du volume dédié aux inondations et du temps d'évacuation, la variation des périodes de remplissage des réservoirs, la réallocation de la production hydroélectrique ferme de demandes d'hiver aux mois d'été, l'augmentation des déversements non productibles et l'augmentation des allocations de stockage de réservoirs pour les objectifs environnementaux. Une solution à ces problèmes serait d'adapter les règles de gestion des ressources en eau aux possibles scénarios des changements climatiques [Brekke *et al.*, 2009; Christensen *et al.*, 2004b; Fortin *et al.*, 2007].

### **2.3.5 Gestion des ressources hydriques dans le contexte des changements climatiques**

L'incertitude des projections climatiques est assujettie à l'incertitude des scénarios des émissions futures de GES, liée à l'incertitude du développement socioéconomique et technologique, ainsi que l'incertitude des modèles du climat qui découlent de la compréhension incomplète du système climatique et la capacité de le représenter par des modèles mathématiques [Tebaldi et Knutti, 2007]. En plus, il y a l'incertitude de la mise à l'échelle et de la modélisation hydrologique utilisées pour l'étude d'impacts des changements

---

climatiques. L'incertitude d'un modèle hydrologique dérive de l'ensemble des incertitudes reliées à la structure du modèle et au choix des paramètres [Huanga et Liang, 2006].

L'incertitude de l'évolution du climat futur et la non-stationnarité des régimes hydrologiques exigerait une introduction de l'aspect probabiliste des ensembles des scénarios des projections climatiques [Brekke *et al.*, 2009; Tebaldi et Smithy, 2009], non seulement des apports saisonniers, mais aussi des variations annuelles des apports dans le problème d'optimisation [Vicuna *et al.*, 2010]. Une méthode stochastique permettrait de mieux appréhender les impacts des changements climatiques sur la gestion des ressources en eau et de tenir compte de différentes incertitudes rattachées aux projections climatiques et des modèles du climat.

L'approche probabiliste permettrait aussi aux gestionnaires des ressources en eau, spécialement ceux en production d'hydroélectricité, d'avoir une idée de l'étendue des impacts des changements climatiques au cours des années à venir et de mieux les anticiper. Par ailleurs, une évaluation des impacts des changements climatiques sur la performance des infrastructures, existantes ou nouvelles, des systèmes hydriques permettrait d'améliorer les stratégies de remplissage et d'évacuation des réservoirs et de gestion des ouvrages hydrauliques [Lee *et al.*, 2009; Minville *et al.*, 2008] et d'explorer d'autres possibilités pour minimiser les impacts négatifs et/ou pour capitaliser sur les retombées positives que les changements climatiques pourront apporter. Les modèles de gestion de ressources hydriques pourraient être utilisés pour évaluer les impacts des changements climatiques et de proposer des stratégies d'adaptation.

## **2.4 Bassin versant de la rivière Manicouagan**

### **2.4.1 Localisation**

Le domaine d'étude est le bassin versant de la rivière Manicouagan situé dans la partie centrale du Québec (figure 2.2), une région qui a des ressources en eau abondantes. Huit centrales hydroélectriques gérées par Hydro-Québec se trouvent dans ce bassin versant.

La rivière Manicouagan prend sa source dans le réservoir Manicouagan, aussi appelé lac Manicouagan. Elle parcourt environ 221 km avant de se jeter dans le fleuve Saint-Laurent avec un débit moyen de 1 002 m<sup>3</sup>/s. L'embouchure est située à l'est de la municipalité de Baie-Comeau. Le réservoir Manicouagan est un cratère de météorite qui a été inondé par la construction d'un barrage sur la rivière Manicouagan. Le barrage de 141,8 m de haut a été inauguré en 1968 et mis en service en 1970 dans le cadre du projet Manic-Outardes. Le réservoir a une superficie de 1942 km<sup>2</sup> et une profondeur moyenne de 73 m et il est l'un des plus grands réservoirs dans le monde en volume et en profondeur.

#### **2.4.2 Relief et climat**

Le bassin versant de la rivière Manicouagan a une superficie de 44 500 km<sup>2</sup> et s'étend entre 71,5° et 66,8° O et entre 49,3° et 53,1° N. L'altitude au-dessus du niveau de la mer du bassin varie entre 37 m au sud et 1 143 m au Nord-Est (figure 2.3). La partie nord du bassin versant présente de fortes pentes alors qu'au sud la rivière s'écoule sur une pente plus faible. La rivière Manicouagan a 6 principaux affluents. Les rivières Mouchalagane et Toulmoustouc drainent respectivement 33 et 24% de la superficie du bassin versant.

La hauteur de la pluviométrie annuelle moyenne pour le bassin est d'environ 1015 mm, dont le tiers tombe sous forme de neige, qui s'accumule dans le bassin versant entre le mois d'octobre et le mois de mai. La température moyenne mensuelle varie entre -20 ° C en janvier et 21 ° C en juillet (station Baie-Comeau).



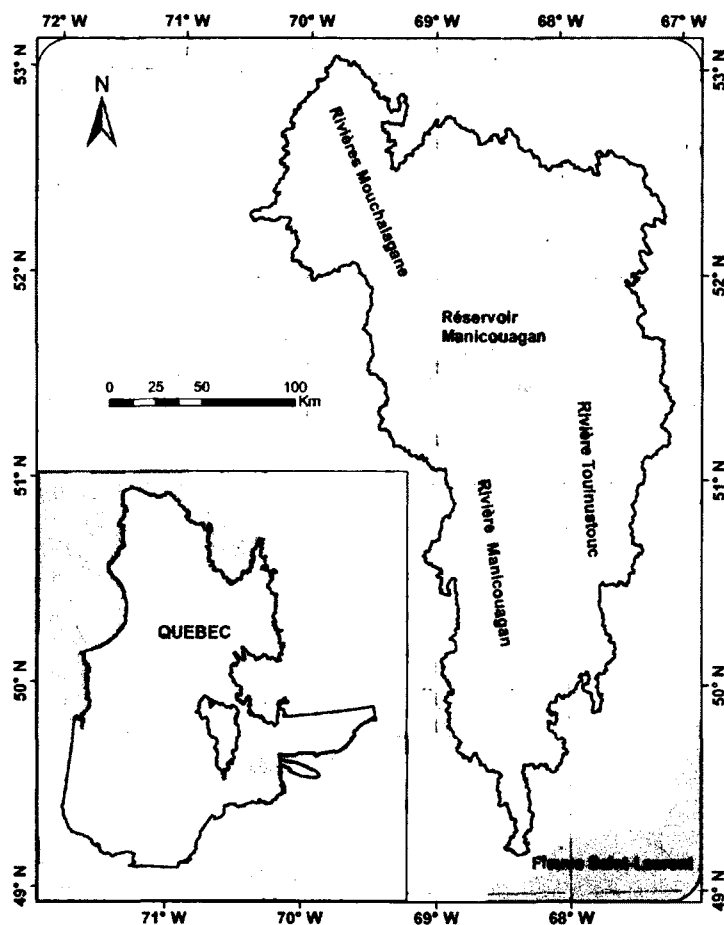


Figure 2.2 Le bassin versant de la rivière Manicouagan

La majeure partie du bassin est inhabitée et plus de 75% de sa superficie est boisée. La région habitée ne représente que 10% de la superficie totale du bassin. Les principales activités économiques qui s'y déroulent sont liées à l'exploitation forestière. [Ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs, 2002]. La rivière Manicouagan est principalement consacrée à la production d'énergie hydroélectrique, l'agriculture étant peu présente et les activités industrielles étant marginales. Le régime hydrologique est dominé par des zones humides et influencé par la présence de 6 barrages. Les 4 barrages 'Manic' retiennent à eux seuls une surface en eau de 2 401 km<sup>2</sup> qui vient s'ajouter à celle des nombreux lacs éparpillés dans toute la région, qui jouent le rôle de bassin tampon en période de crues.

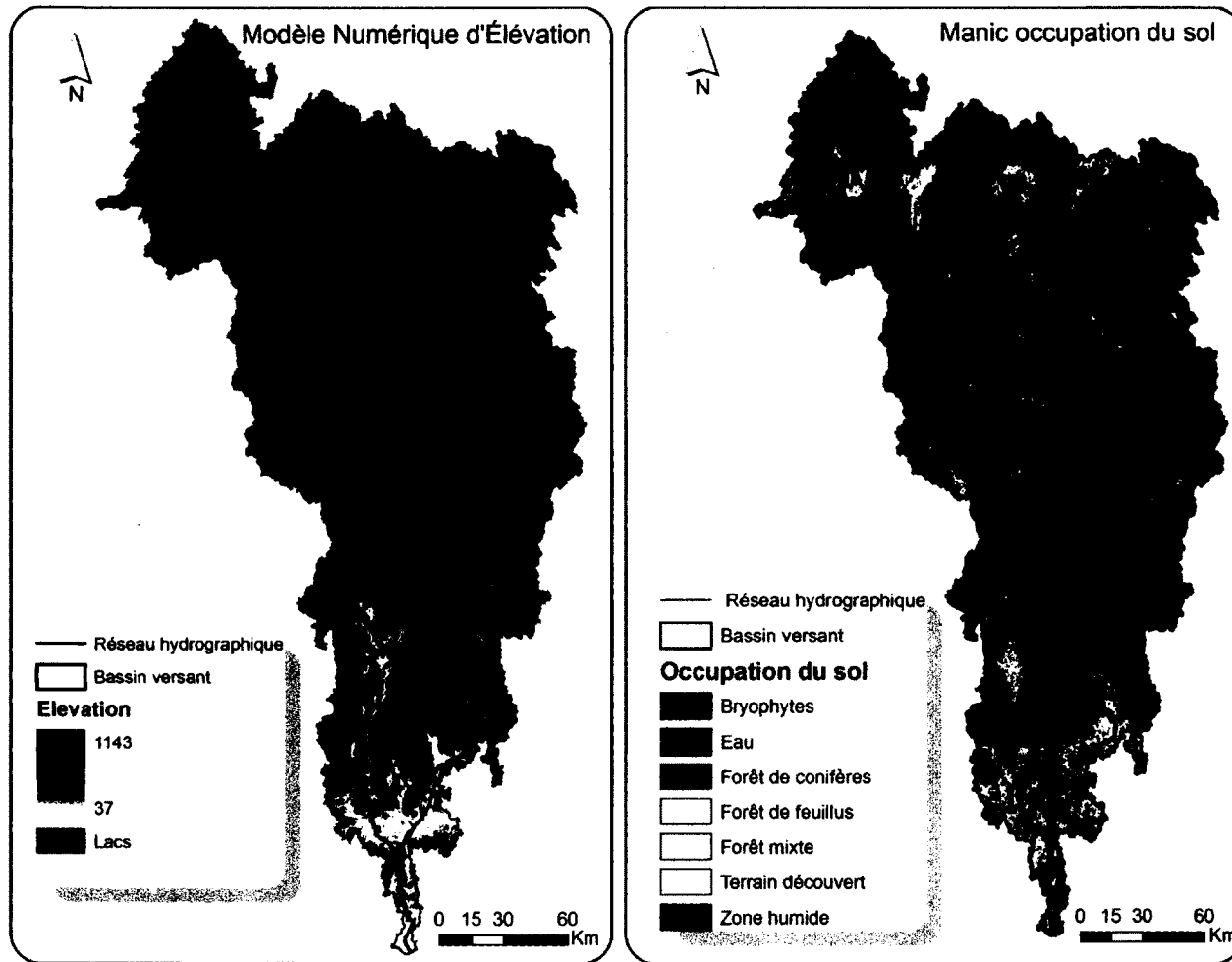


Figure 2.3 Topographie et occupation du sol du bassin versant de la rivière Manicouagan

## 2.5 Système hydrique de la rivière Manicouagan

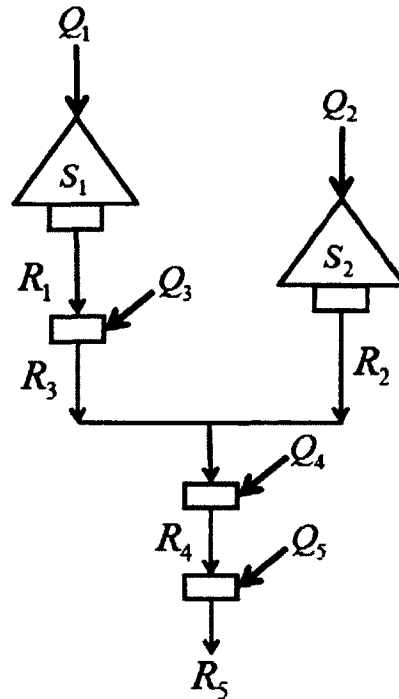
Le bassin versant de la rivière Manicouagan comprend 6 barrages : quatre barrages 'Manic', le barrage de Toulnostouc et celui de Hart-Jaune. Ce dernier se trouve en amont du réservoir Manicouagan et son réservoir est très petit par rapport aux réservoirs Manicouagan et Toulnostouc. Les barrages 'Manic' sont, de l'amont vers l'aval, Manic 5, Manic 3, Manic 2 et Manic 1. Le barrage de Hart-Jaune ne fait pas partie de l'étude à cause de sa position géographique, car il ne peut avoir qu'une influence peu significative sur les règles de gestion du système à cause de la petite capacité de sa centrale hydroélectrique (figure 2.5). Au total, le système hydrique du bassin de Manicouagan a trois barrage-réservoirs et 8 centrales hydroélectriques.

La partie du système hydrique de Manicouagan qui a été étudiée comprend 5 centrales hydroélectriques dont deux sont des centrales-réservoirs et 3 sont des centrales au fil de l'eau (figure 2.4). Le réservoir Manicouagan a deux centrales hydroélectriques, Manic 5 et Manic 5-PA (tableau 2.1) dans cette étude, les deux centrales sont groupées en une seule centrale et sont désignées sous le nom de Manic 5.

Tableau 2.1 Centrales hydroélectriques du système hydrique de Manicouagan [Hydro-Québec, 2010]

Nom	Rivière	Type de centrale	Volume (hm <sup>3</sup> )	Capacité (MW)	Nombre d'unités	Hauteur de chute (m)
Hart-Jaune	Hart-Jaune	Réservoir	-	51	3	39,6
Manic 5	Manicouagan	Réservoir	35 171	1 596	8	141,8
Manic 5-PA				1 064	4	144,5
Manic 3	Manicouagan	Fil de l'eau		1 244	6	94,19
Manic 2	Manicouagan	Fil de l'eau		1 145	8	70,11
Manic 1	Manicouagan	Fil de l'eau		184	3	36,58
McCormick	Manicouagan	Fil de l'eau		235	7	37,80
Toulnostouc	Toulnostouc	Réservoir	2 436	526	2	152

Le bassin versant de Manicouagan a été le théâtre de développements hydroélectriques depuis le milieu du XXe siècle [Gaudette et Bulota, 2003]. La figure 2.5 montre l'emplacement des installations. Les caractéristiques hydrauliques sont présentées au tableau 2.2.



△	Réservoir
■	Centrale hydroélectrique
$R_i$	Soutirages
$Q_i$	Apports locaux
$S_i$	Stockage

i	Centrale
1	Manic 5
2	Toulnoustouc
3	Manic 3
4	Manic 2
5	Manic 1

Figure 2.4 Système hydrique étudié du bassin versant de la rivière Manicouagan

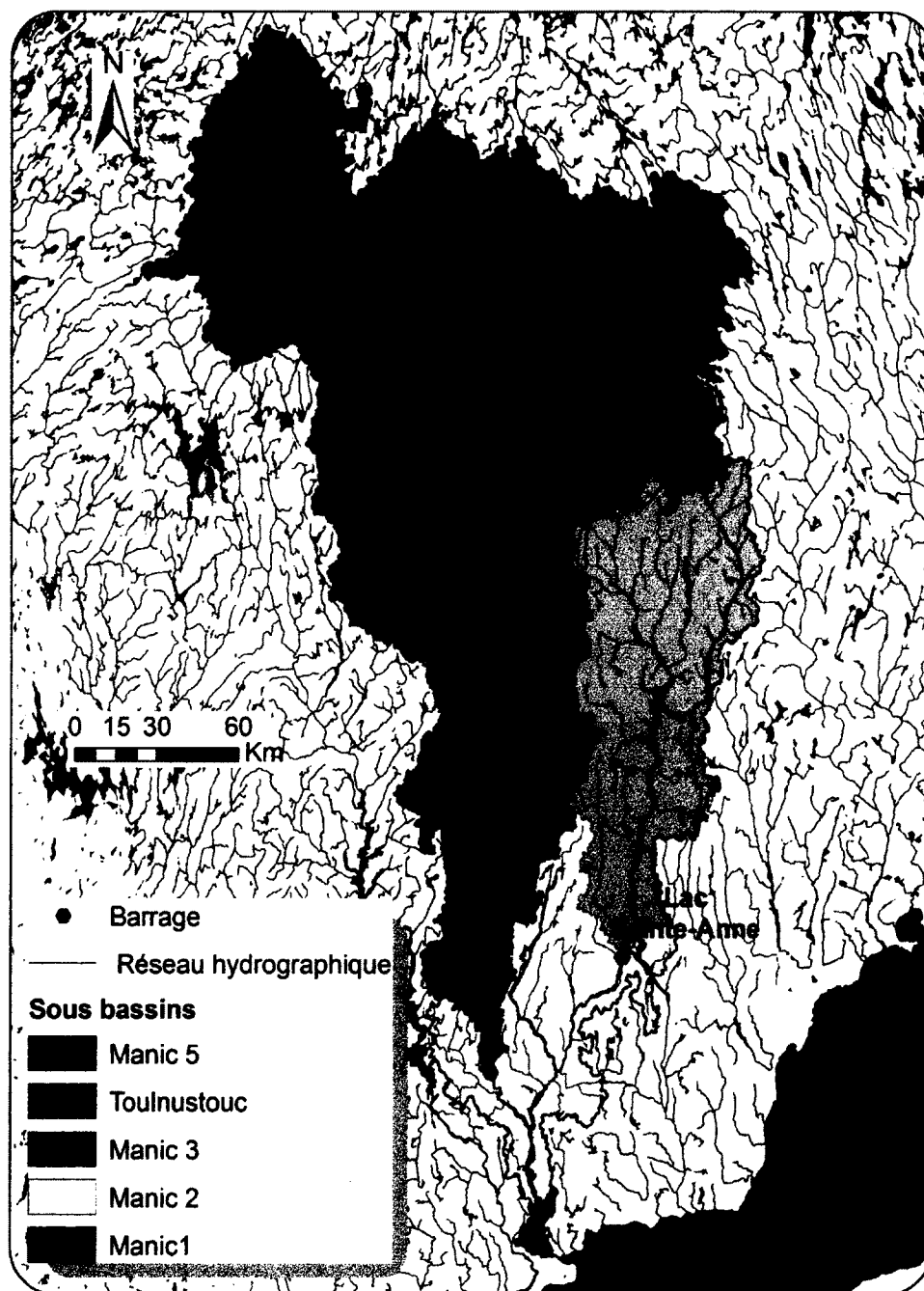


Figure 2.5 Bassin versant de Manicouagan et son système hydrique

Tableau 2.2 Caractéristiques des installations hydroélectriques de Manicouagan [Gaudette et Bulota, 2003]

	Bassin Versant (km <sup>2</sup> )	Mise en service	Débit maximal d'évacuation (m <sup>3</sup> /s)	Débit de la centrale (m <sup>3</sup> /s)	Débit total (m <sup>3</sup> /s)
<b>Fifty foot fall</b>					
Réservoir, Petit lac Manicouagan		1960	1 699	—	
Centrale		1960	—	152	
Installation totale	4 720				1 851
<b>Manic 5 and Manic 5-PA</b>					
Réservoir de Manicouagan		1970	2 841		
Centrale de Manic 5		1970		1 228	
Centrale de Manic 5-PA		1989		859	
Installation totale	29 241				4 928
<b>Manic 3</b>					
Barrage		1975	3 892		
Centrale		1975		1 437	
Installation totale	33 618				5 329
<b>Toulnustouc</b>					
Réservoir, Lac-Sainte-Anne		1957	2 640		
Centrale		1957		356	
Installation totale	8 036				2 640
<b>Manic 2</b>					
Barrage		1965	70 13	—	
Centrale		1965	—	1 807	
Installation totale	45 480				8 074
<b>Manic 1 et McCormick</b>					
Barrage Manic 1		1951	6 267	—	
Centrale de McCormick		1951	—	1 175	
Centrale de Manic 1		1966	—	645	
Installation totale	45 740				8 833

## 2.6 Description des sources des données

Les données géographiques, hydrologiques et météorologiques provenant de différentes sources ont été utilisées pour la délimitation du bassin versant, la définition des sous-bassins versants et des unités de réponse hydrologique du modèle hydrologique SWAT et sa paramétrisation. Les données qui ont été utilisées sont la topographie, la pédologie, l'occupation du sol et des données météorologiques comme la précipitation, la température minimale, la température maximale, l'humidité, la vitesse du vent et le rayonnement solaire.

### **2.6.1 Modèle d'Élévation Numérique**

Les Données numériques d'élévation du Canada (DNEC) utilisées sont constituées de quadrillages d'élévation du terrain à intervalles réguliers. Les DNEC sont basées sur les éléments hypsographiques et hydrographiques des fichiers numériques de la base nationale de données topographiques aux échelles de 1/50 000 et de 1/250 000, ou des données d'élévation à diverses échelles obtenues des provinces et territoires. L'intervalle dans le quadrillage est basé sur les coordonnées géographiques à une résolution maximale de 0,75 seconde d'arc (23 m) et à une résolution minimale de 3 secondes d'arc (92 m), selon la latitude, pour les DNEC 1/50 000. Des résolutions maximales et minimales respectives de 3 et de 12 secondes d'arc, selon la latitude, déterminent le quadrillage des DNEC 1/250 000 [GéoBase, 2009b].

### **2.6.2 Types de sol**

Les données pédologiques du bassin versant proviennent de la base de données du *Harmonized World Soil Database* (HWSD). HWSD est une base de données matricielle de 30 secondes d'arc de résolution, qui a plus de 15000 différentes unités cartographiques de sols du monde entier. La base de données matricielle est composée de 21600 lignes et 43200 colonnes, qui sont liées aux données harmonisées de propriétés du sol. L'utilisation d'une structure standardisée permet une liaison d'attribut des données avec les cartes matricielles pour afficher ou faire des requêtes de la composition du sol en termes d'unités et la caractérisation des paramètres de sol sélectionnés (le carbone organique, pH, capacité de stockage de l'eau, la profondeur du sol, la fraction d'argile, la salinité, la classe de texture et la granulométrie). La fiabilité des informations contenues dans la base de données est variable: les parties de la base de données qui couvrent l'Amérique du Nord, l'Australie, l'Afrique de l'Ouest et l'Asie du Sud sont considérées comme moins fiables, alors que la plupart des domaines qui couvrent l'Afrique du Sud, l'Amérique latine et les Caraïbes, l'Europe centrale et orientale sont considérés comme ayant la plus grande fiabilité [FAO *et al.*, 2009].

### **2.6.3 Occupation du sol**

Les données de l'occupation du sol sont le résultat de la vectorisation de données matricielles thématiques issues de la classification d'orthoimages Landsat5 et Landsat7 des zones forestières et agricoles du Canada et des territoires du Nord. La couverture forestière provient

du projet d'Observation de la Terre pour le développement durable des forêts, initiative du service canadien des forêts, de concert avec l'agence spatiale canadienne et réalisée en partenariat avec les provinces et les territoires. La couverture agricole provient du service national d'information sur les terres et les eaux d'Agriculture et Agroalimentaire Canada. Les données de couverture du sol sont classifiées selon une légende harmonisée de celle des partenaires [GéoBase, 2009a].

#### **2.6.4 Données climatiques**

Les données de précipitation et de température journalières proviennent de la base de données de National Land and Water Information Service (NLWIS) [Hutchinson et al., 2009]. La base de données NLWIS est constituée d'un jeu de données climatiques quotidiennes de 10 km de résolution pour le Canada au sud de la latitude 60° Nord, pour une période allant de 1961 à 2003, réalisée par Agrogéomatiques, un service du ministère de l'Agriculture et de l'Agroalimentaire du Canada, en collaboration avec Ressources Naturelles Canada, Environnement Canada et l'Australian National University. Ce jeu de données renferme des grilles de données sur les températures quotidiennes maximum et minimum (°C) et les précipitations quotidiennes (mm) pour la partie continentale du Canada au sud de 60°N. Ces grilles de données ont été interpolées d'après les données quotidiennes enregistrées aux stations d'observations climatiques d'Environnement Canada par une méthode d'algorithmes de lissage par plans affins [Agrogéomatiques, 2008]. Les données d'autres conditions météorologiques comme l'humidité de l'air, la radiation solaire, etc., sont des statistiques mensuelles de l'historique de la station météo de l'aéroport de Sept-Îles d'Environnement Canada.

#### **2.6.5 Données hydrométriques**

Les données d'apports proviennent des quatre stations Manic 5, Toulnostouc, Manic 3 et Manic 2. Ces stations, qui se trouvent à l'exutoire de principaux sous-bassins, correspondent aux centrales hydroélectriques. Le tableau 2.3 présente la surface du bassin qui contribue à l'écoulement de toutes les stations hydrométriques. Les données d'apports journaliers ne sont pas mesurées directement, car l'écoulement est influencé par la gestion de ces barrages. Ces données ont été reconstituées avec le bilan hydrique des réservoirs en tenant compte de la



variation du niveau d'eau dans les réservoirs, qui est mesuré, ainsi que des soutirages dans les réservoirs enregistrés pendant la même période [Benjamin et Kirk, 1999]. Les résultats représentent les apports aux réservoirs qui sont considérés comme les débits à l'exutoire des sous-bassins.

Tableau 2.3 Stations hydrométriques

<b>Station</b>	<b>Bassin versant en amont (Km<sup>2</sup>)</b>	<b>Régime d'écoulement</b>	<b>Bassin versant à la station (Km<sup>2</sup>)</b>
Manic 5	24 735,27	Influencé journallement	24 735,27
Toulnustouc	7 274,94	Influencé journallement	7 274,94
Manic 3	29 198,27	Influencé journallement	4 463,58
Manic 2	40 868,34	Influencé journallement	4 394,55



## **CHAPITRE 3 PROJECTIONS CLIMATIQUES**

### **3.1 Introduction**

Les projections climatiques sont utilisées pour déterminer les impacts des changements climatiques sur les conditions météorologiques telles que la température et la précipitation. Le terme 'changement climatique' désigne la variation de l'état du climat à un endroit donné au cours du temps. Le climat est défini comme étant la distribution statistique des paramètres atmosphériques, dans une région donnée pendant une période de temps donnée.

Le processus d'évaluation des impacts des changements climatiques à l'échelle du bassin versant comprend le choix de l'ensemble des modèles de circulation générale (MCG), les scénarios des gaz à effet de serre et la méthode de la mise à l'échelle. Les MCG produisent des projections du climat pour une gamme d'hypothèses au sujet des émissions de gaz à effet de serre. Les MCG ont des limitations liées à leur formulation mathématique et l'interprétation des phénomènes physiques [Tebaldi *et al.*, 2007] ainsi que leur résolution spatiale. Il existe des incompatibilités entre l'échelle des modèles climatiques (l'échelle globale) et celle des modèles d'évaluation d'impacts (l'échelle du bassin versant), d'où l'utilisation des méthodes de la mise à l'échelle. Une méthode de la mise à l'échelle statistique a été utilisée pour produire des projections climatiques du bassin versant de Manicouagan.

### **3.2 Changements climatiques pour le bassin versant de Manicouagan**

#### **3.2.1 Données météorologiques**

Les paramètres météorologiques utilisés sont la précipitation journalière et la température maximale et minimale journalière. Comme le bassin versant de la rivière Manicouagan est une vaste étendue de 44 500 km<sup>2</sup> presque inhabitée, il n'y a pas de stations météorologiques à l'intérieur du bassin versant et la plus proche station météo se trouve à Baie-Comeau, qui est à l'exutoire du bassin versant ou à Sept-Îles. Il existe des données météos maillées du National Land and Water Information Service (NLWIS). La base de données NLWIS consiste en un jeu de données météorologiques journalières maillé de 10 km pour le Canada, au sud de la latitude 60° Nord, pour la période de 1961 à 2003. La base de données a été développée par

l'Agrogéomatiques, en collaboration avec Ressources naturelles Canada, Environnement Canada et l'Australian National University [Agrogéomatiques, 2008].

### 3.2.2 Modèles climatiques

L'incertitude des projections climatiques a été considérée par l'utilisation d'un ensemble de multi-modèles, qui comprend 13 MCG (Tableau 3.1) et trois scénarios d'émissions de GES (A1B, A2 et B1). Ces modèles font partie de la base de données du troisième projet d'inter-comparaison des modèles couplés (CMIP3) [Meehl et al., 2007]. Le choix des MCG s'est basé sur la disponibilité des variables nécessaires pour la modélisation hydrologique à savoir la précipitation, la température minimale et la température maximale. En plus, comme la modélisation hydrologique requiert des séries chronologiques continues, certains MCG ont été disqualifiés, car ils ne contenaient pas de données allant au moins de 1961 à 2099. Le contrôle de qualité des MCG, par exemple la vérification du biais des variables modélisées par les MCG, n'a pas été fait, car le biais fait partie de l'ensemble des incertitudes de la modélisation climatique et la mise à l'échelle offre une possibilité de traiter ce biais.

Les MCG ont chacun leur propre résolution spatiale, comme le montre le tableau 1, et ils proviennent de différents centres de recherche sur le climat. Parmi les scénarios d'émissions de GES, seulement A1B, A2 et B1 ont été choisis, car ils représentent trois différentes tendances de l'évolution d'émissions de GES. Le scénario A1B offre un climat plus ou moins modéré. Les autres scénarios A2 et B1 sont respectivement le plus pessimiste et le plus optimiste à l'égard des sources d'énergie et d'émissions de GES de tous les scénarios d'émissions de GES.

La figure 3.1 illustre les grilles des données climatiques des trois MCG, soient CMCG3, MIROC3.2 medres et CM3.0 qui ont respectivement une résolution spatiale d'à peu près 311,4 x 311,4 km, 122,3 x 311,4 km et 444,9 x 556,1 km. Les résolutions indiquées dans le tableau 3.1 sont en degrés. Elles sont donc variables en termes de km dépendamment où on se trouve sur le globe. La grille de la base de données NLWIS, qui a fourni les données observées, a une résolution de 10 x 10 km. Avec la figure 3.1, on voit clairement la nécessité de la réduction de l'échelle spatiale des MCG. Les stations météo sur la figure 3.1 sont des stations fictives, car elles viennent de la base de données NLWIS.

Tableau 3.1 Ensemble de modèles de circulation générale

	<b>Modèle</b>	<b>Institution</b>	<b>Acronyme</b>	<b>Pays</b>	<b>Résolution</b>	<b>Scénarios d'émissions</b>
1	BCM2.0	Bjerknes Centre for Climate Research	BCCR	Norvège	1,9 x 1,9°	A1B, A2, B1
2	CMCG3	Canadian Centre for Climate Modeling and Analysis	CCCma	Canada	2,8 x 2,8°	A1B, A2, B1
3	Mk3.0	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation	CSIRO	Australie	1,9 x 1,9°	A1B, A2, B1
4	ECHAM5-OM	Max-Planck Institute for Meteorology	MPI-M	Allemagne	1,9 x 1,9°	A1B, A2, B1
5	ECHO-G	Meteorological Institute, University of Bonn	MIUB	Allemagne	2,8 x 2,8°	A1B, A2, B1
6	CM2.1	Geophysical Fluid Dynamics Lab	GFDL	USA	2,0 x 2,5°	A1B, A2, B1
7	AOM	Goddard Institute for Space Studies	GISS	USA	3,0 x 4,0°	A1B, B1
8	CM3.0	Institute for Numerical Mathematics	INM	Russie	4,0 x 5,0°	A1B, A2, B1
9	CM4	Institut Pierre Simon Laplace	IPSL	France	2,5 x 3,75°	A1B, A2, B1
10	MIROC3.2 medres	National Institute for Environmental Studies	NIES	Japon	1,1 x 2,8°	A1B, A2, B1
11	CMCG2.3.2	Meteorological Research Institute	MRI	Japon	2,8 x 2,8°	A1B, A2, B1
12	PCM	National Centre for Atmospheric Research	NCAR	USA	2,8 x 2,8°	A1B, A2, B1
13	HadCM3	UK Meteorological Office	UKMO	Royaume-Uni	2,5 x 3,75°	A1B, A2, B1

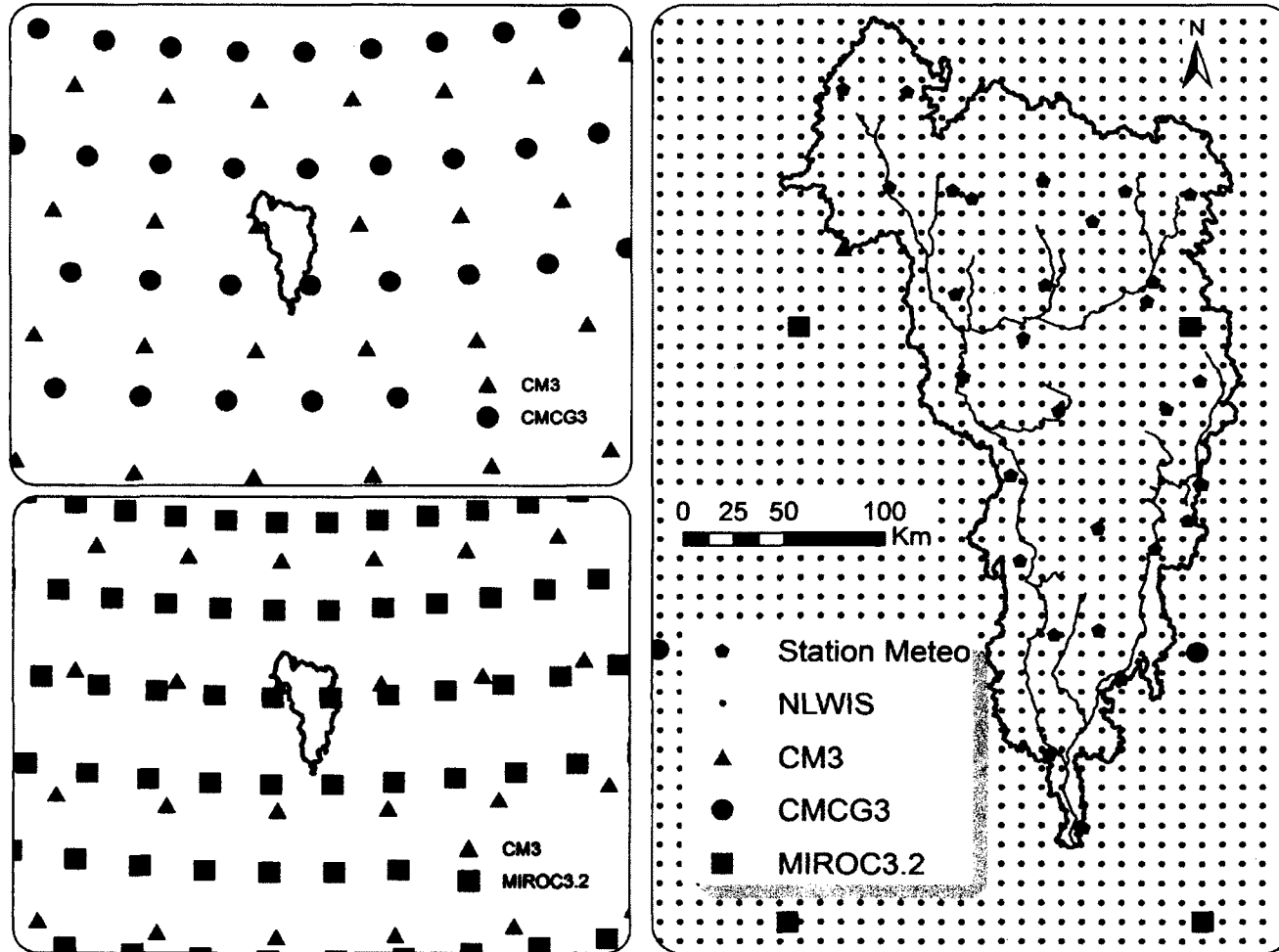


Figure 3.1 Grilles des données climatiques de certains MCG et de la base de données NLWIS et les stations météo fictives

### 3.3 Mise à l'échelle spatiale et temporelle

Une méthode de la mise à l'échelle statistique [Salathé, 2005; Widmann *et al.*, 2003] a été utilisée pour la mise à l'échelle de la précipitation et de la température. Pour cette méthode, la précipitation à l'échelle globale à un point de la grille simulée par un modèle climatique est prise comme un prédicteur et elle est simplement multipliée par un facteur de mise à l'échelle saisonnière. Le facteur de la mise d'échelle est utilisé pour éliminer le biais à long terme entre les précipitations à l'échelle globale simulées par le modèle climatique et les précipitations observées pour une même période.

Si  $P_{\text{mod}}(x, t)$  est la simulation du modèle climatique à l'échelle globale des précipitations moyennes mensuelles pour un point de la grille contenant une position  $x$  et au temps  $t$  pendant la saison 'sea', alors la moyenne mensuelle de précipitations à échelle locale,  $P_{\text{ms}}(x, t)$ , est

$$P_{\text{ms}}(x, t) = P_{\text{mod}}(x, t) \frac{\langle P_{\text{obs}} \rangle_{\text{sea}}}{\langle P_{\text{mod}} \rangle_{\text{sea}}} \quad (3.1)$$

Où

$P_{\text{ms}}(x, t)$	Précipitations mensuelles du modèle climatique mises à échelle locale
$P_{\text{mod}}(x, t)$	Précipitations mensuelles du modèle climatique à l'échelle globale
$x$	Point de la grille du modèle climatique
$t$	Période (mois)
sea	Saison
$\langle \dots \rangle_{\text{sea}}$	Moyenne saisonnière prise sur la même période
$P_{\text{obs}}$	Précipitations mensuelles observées
$\frac{\langle P_{\text{obs}} \rangle_{\text{sea}}}{\langle P_{\text{mod}} \rangle_{\text{sea}}}$	Facteur de la mise d'échelle

Le facteur de la mise d'échelle est distinct pour chaque saison de trois mois, Décembre-Janvier-Février, Mars-Avril-Mai, Juin-Juillet-Août et Septembre-Octobre-Novembre. Une

méthode similaire a été utilisée pour la mise à l'échelle de la température. La moyenne saisonnière est prise sur la même période que la simulation du modèle climatique.

$$T_{ms}(x, t) = T_{\text{mod}}(x, t) + [\langle T_{\text{obs}} \rangle_{\text{sea}} - \langle T_{\text{mod}} \rangle_{\text{sea}}] \quad (3.2)$$

Où

$T_{ms}(x, t)$	Température moyenne mensuelle du modèle climatique mise à échelle locale
$T_{\text{mod}}(x, t)$	Température moyenne mensuelle du modèle climatique à l'échelle globale
$\langle \dots \rangle_{\text{sea}}$	Moyenne saisonnière prise sur la même période
$T_{\text{obs}}$	Température moyenne mensuelle observée
$\langle T_{\text{obs}} \rangle_{\text{sea}} - \langle T_{\text{mod}} \rangle_{\text{sea}}$	Facteur de la mise d'échelle

La mise à l'échelle locale est appliquée aux moyennes mensuelles, car la capacité des MCG de simuler les changements dans la fréquence et la grandeur des phénomènes météorologiques extrêmes est beaucoup moins certaine que la capacité de simuler les tendances à long terme capturées dans les moyennes mensuelles [Salathé, 2005]. Il est donc préférable d'utiliser des moyennes mensuelles simulées par des MCG que des données journalières même si ces données sont disponibles. Cette méthode de mise à l'échelle présente les avantages d'être simple pour la correction du biais des variables météorologiques et de préserver la variabilité interannuelle des modèles climatiques. De plus, elle utilise la précipitation et la température, deux variables essentielles pour la modélisation hydrologique, comme prédicteurs. Toutefois, les résultats ne peuvent pas être validés d'autant plus que la période du climat de référence est utilisée pour déterminer les facteurs de la mise d'échelle.

Une méthode d'analogie [Salathé, 2005; Wood *et al.*, 2002] a été choisie pour la désagrégation temporelle pour rendre les moyennes mensuelles à l'échelle journalière. Une série chronologique des données de précipitations journalières est obtenue par la sélection d'un mois analogue parmi les données observées. Le mois analogue est sélectionné en choisissant un mois qui est dans la même saison, dont la moyenne mensuelle de précipitations est proche de la moyenne mensuelle du modèle climatique après la mise à l'échelle locale. La variabilité



---

journalière des précipitations et des températures moyenne, minimale et maximale du mois choisi est ensuite imposée aux moyennes mensuelles à échelle locale du modèle climatique, tout en préservant les moyennes mensuelles.

Ici, on fait l'hypothèse que la distribution des précipitations journalières dans un mois serait la même dans le climat futur que dans le climat de la période de référence. En d'autres termes, pour deux mois d'une même saison, l'un du climat de référence et l'autre du climat futur et dont les précipitations mensuelles sont égales, leur nombre de jours humides serait plus au moins le même. De plus, le mois analogue est choisi seulement pour les précipitations au lieu de faire le même exercice pour les températures, afin de conserver la corrélation qui existe entre les précipitations journalières, et les températures moyenne, minimale et maximale journalières. Cette corrélation serait brisée si on choisissait des mois différents pour chaque variable météorologique.

### **3.4 Résultats et discussion**

L'ensemble des projections climatiques est composé de 13 MCG et 3 scénarios d'émission des GES pour chaque MCG, sauf le modèle GISS qui a seulement 2 scénarios (tableau 3.1). Au total, 38 projections climatiques sont obtenues. La période du climat futur de 2010 à 2099 est divisée en trois horizons : 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2199. Les séries chronologiques de la température moyenne mensuelle et des précipitations moyennes mensuelles de chaque projection ont été mises à l'échelle avec la méthode de la mise à l'échelle locale expliquée plus haut [Salathé, 2005; Widmann *et al.*, 2003]. L'analyse des résultats est faite pour 4 saisons de trois mois, Décembre-Janvier-Février (D-J-F), Mars-Avril-Mai (M-A-M), Juin-Juillet-Août (J-J-A) et Septembre-Octobre-Novembre (S-O-N) de chaque horizon, afin de comparer les impacts des changements climatiques sur chaque saison.

#### **3.4.1 Changement saisonnier de la température moyenne et des précipitations**

Les impacts des changements climatiques sur le climat du bassin versant de la rivière Manicouagan seraient une augmentation de la température moyenne et un changement des précipitations saisonnières. Le nuage de points (figure 3.2), montre la corrélation entre les changements saisonniers de la température moyenne par rapport au changement saisonnier des

précipitations pour les 38 projections climatiques et pour les trois horizons du climat futur par rapport à la période de référence (1970-1999).

En général, la température moyenne et les précipitations vont augmenter dans le climat futur. La saison d'hiver (D-J-F) connaîtrait des changements importants par rapport aux autres saisons et une variabilité plus importante tant pour la température que pour les précipitations.

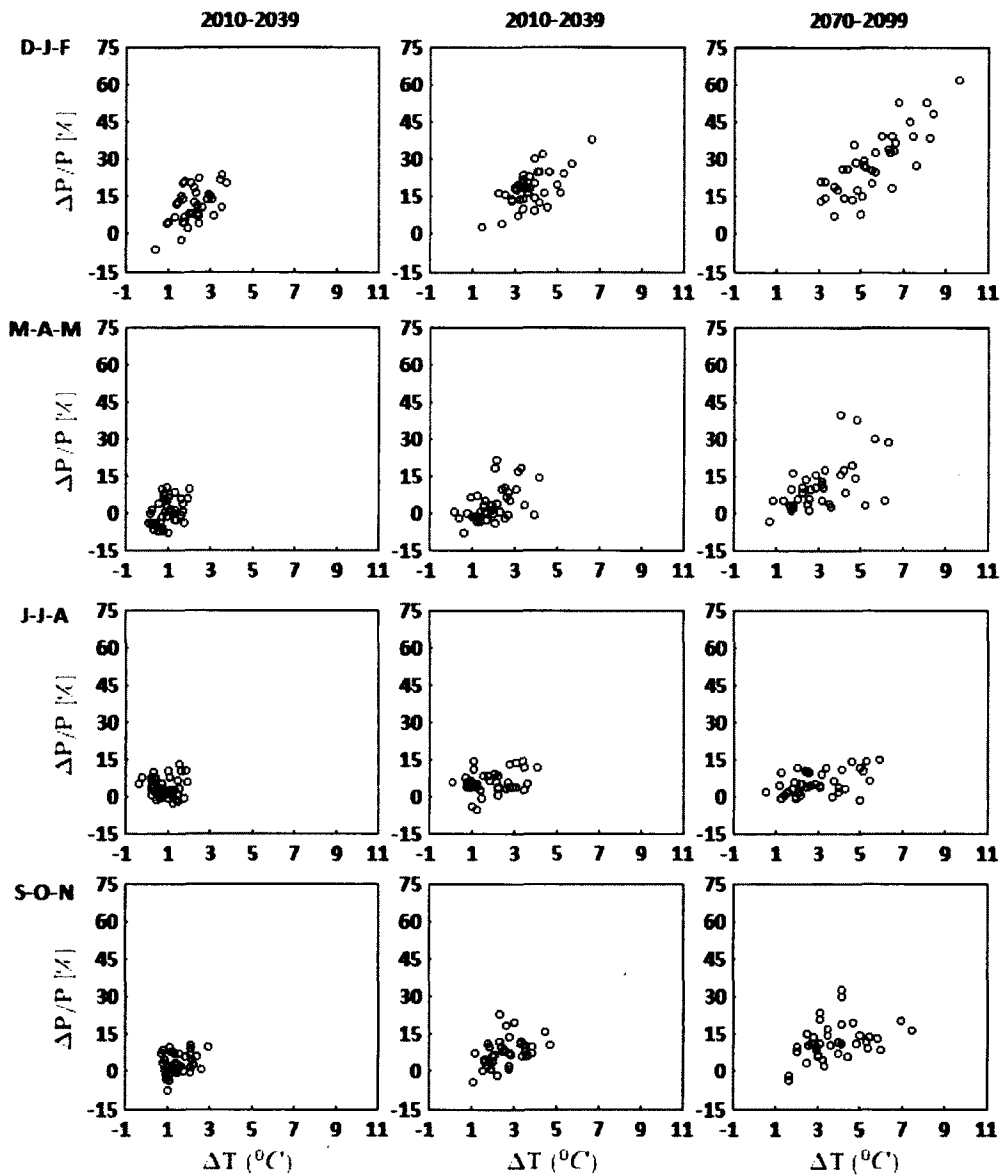


Figure 3.2 Corrélation entre le changement de la température saisonnière par rapport au changement saisonnier de précipitations pour quatre saisons dans le climat futur

Les modèles climatiques prévoient une augmentation saisonnière de la température entre 3 et 10 ° C et une augmentation des précipitations entre 5 et 60% pendant l'hiver pour l'horizon 2070-2099. En plus, les projections climatiques montrent plus de variabilité en hiver que les autres saisons, que ça soit pour la température moyenne ou pour les précipitations. La saison d'été (J-J-A) subirait moins de changements, en particulier les précipitations avec un changement projeté entre -5 et 20% pour l'horizon 2070-2099.

### **3.4.2 Changement de la température moyenne saisonnière par horizon**

Les simulations des changements climatiques (figure 3.3) montrent un réchauffement du bassin versant de la rivière Manicouagan de 1 à 5 °C, tous horizons et saisons confondus, par rapport au climat de la période de référence. Jusqu'au milieu du siècle, le réchauffement serait de l'ordre de 2 °C pour toutes les saisons de l'année. C'est la saison d'hiver (D-J-F) qui connaîtrait plus de réchauffement. L'impact le plus important de ce réchauffement serait une réduction de la couverture de neige, car les précipitations tomberaient sous forme de pluie, ce qui empêcherait l'accumulation de la neige au sol et par conséquent, le débit de pointe du printemps serait réduit, à moins que les quantités de précipitations augmentent aussi durant la période de crue. Pour l'été, le réchauffement sera en moyenne d'ordre de 1 à 2 °C par rapport au climat de la période de référence (1970-1999).

### **3.4.3 Changement de la précipitation saisonnière par horizon**

Sur l'ensemble du bassin, les quantités de précipitations vont généralement augmenter pour toutes les projections climatiques (figure 3.3). Les projections climatiques montrent une augmentation saisonnière des précipitations allant de 0 à 28%, tous horizons et saisons confondus. Pendant l'hiver, les précipitations dans le bassin versant seraient augmentées respectivement de 12, 16 et 28% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 par rapport au climat de la période de référence.

Les quantités de précipitations seront augmentées aussi en été, mais le changement est faible, soit moins de 5%, pour l'horizon 2070-2099. Les impacts sur les ressources en eau sont : les hivers seraient plus humides et les étés seraient relativement secs par rapport au climat de la période de référence, car la température moyenne va augmenter ainsi que l'évaporation. Les résultats présentés sont des moyennes sur tout le bassin versant, mais il y a aussi des variations au sein même du bassin versant. La variation du changement de la température et des

précipitations dépendent de l'incertitude des MCG aussi bien que de la variabilité au sein du bassin versant.

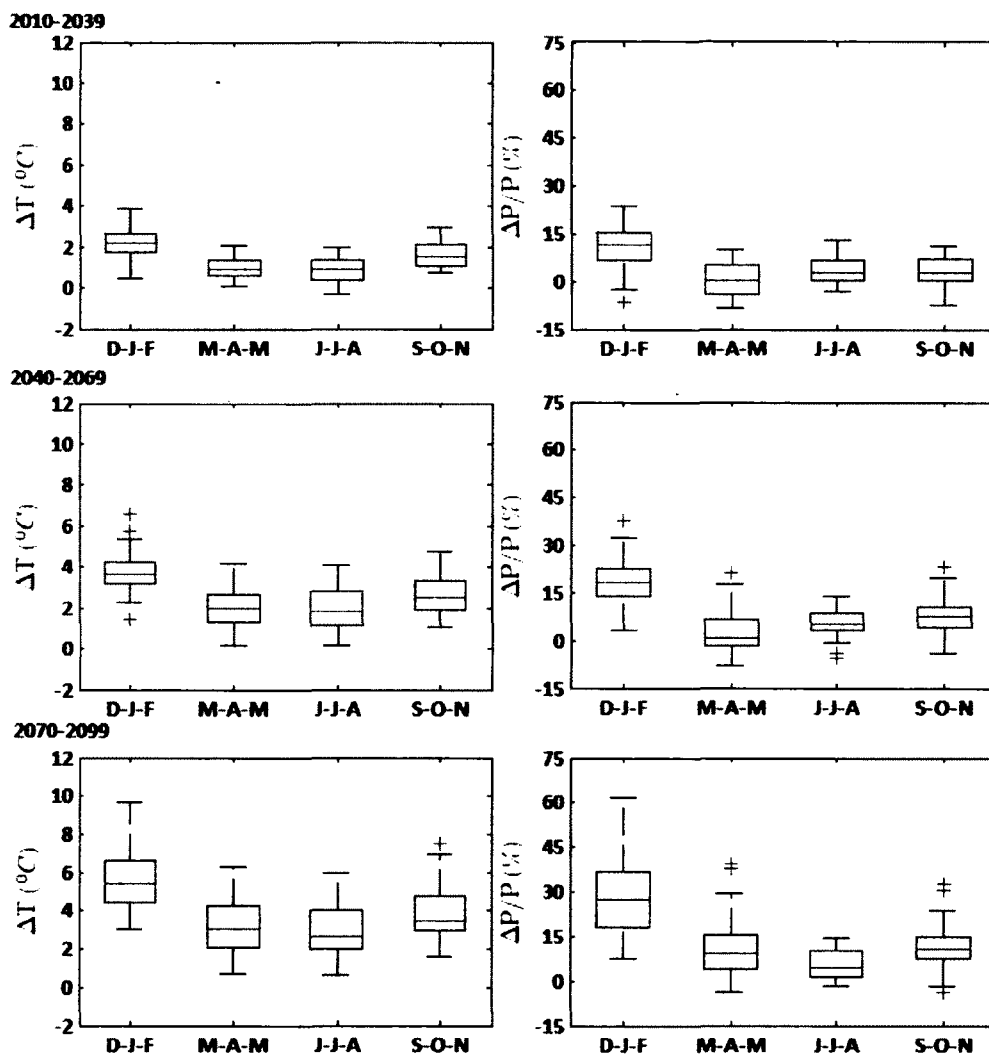


Figure 3.3 Changement de la température moyenne saisonnière,  $\Delta T$  ( $^{\circ}\text{C}$ ), et des précipitations moyennes saisonnières  $\Delta P/P$  (%), pour quatre saisons dans le climat futur

#### 3.4.4 Incertitudes des changements climatiques

Si on considère les températures et les précipitations annuelles et saisonnières simulées par les MCG comme étant des variables aléatoires, on pourra développer des lois de probabilités pour décrire l'ensemble des sources d'incertitude des changements climatiques dans le climat futur. Comme discuté dans la partie précédente, il y a des incertitudes rattachées au processus de

modélisation climatique. Ces incertitudes peuvent être décrites par des lois de probabilité pour montrer la variabilité de température et de précipitations (voir les figures 3.4, 3.5, 3.6 et 3.8). Les densités de probabilité des changements de la température annuelle et des précipitations annuelles ont été calculées par l'estimation par noyau (*Kernel density estimation*), qui est une méthode non-paramétrique. La méthode d'estimation par noyau utilise un nombre limité d'échantillons d'une variable aléatoire et l'estimation est liée à l'analyse d'histogramme avec une fonction qui permet une continuité est un lissage. Les lois de probabilité pour le climat futur montrent la pertinence de l'information de modèles climatiques et justifient l'utilisation de plusieurs MCG et différents scénarios d'émissions de GES.

Les espérances de la loi de probabilité du changement de la température moyenne annuelle sont respectivement de 1,4, 2,6 et 3,9 °C pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 par rapport au climat de la période de référence. Les espérances de changement des précipitations annuelles sont respectivement de 4,7, 8,8 et 14,3% pour les trois horizons du climat futur. Les densités de probabilité des changements de température et des précipitations annuelles s'aplatissent et s'étalent dans le climat futur (figure 3.4). Cela indique que les modèles climatiques s'accordent mieux sur l'impact du changement climatique dans le futur proche. Plus on avance dans le climat futur, plus la variabilité des projections des MCG augmente.

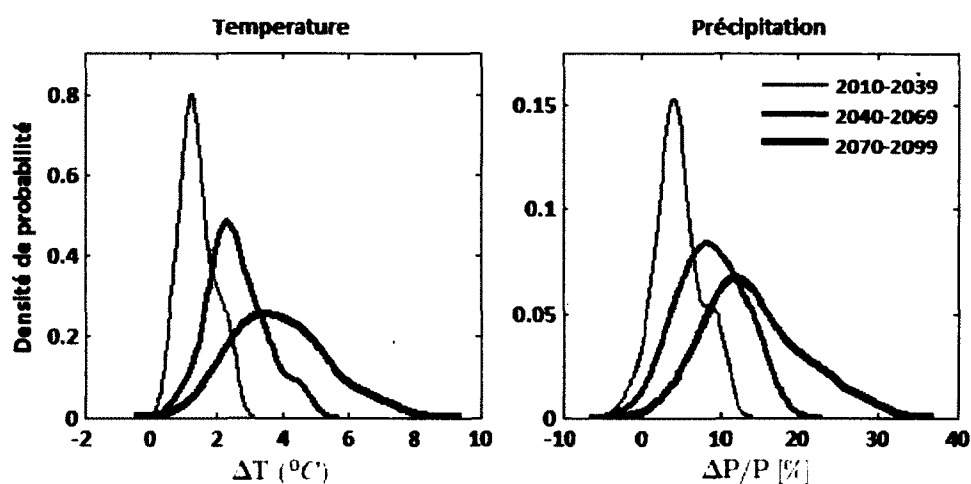


Figure 3.4 Les densités de probabilité des changements de la température moyenne et des précipitations annuelles dans le climat futur

En général, les densités de probabilité de changement de la température saisonnière sont élevées alors que celles des changements des précipitations saisonnières sont faibles. Une explication est que le changement de la température est exprimé en valeur nominale, alors que le changement des précipitations est exprimé en pourcentage des valeurs nominales. Une autre raison est que la 'précipitation' est un phénomène physique complexe, qui est difficile à modéliser par rapport à la température. Ainsi les données des MCG varieraient selon la structure interne de chaque modèle climatique [Tebaldi et Knutti, 2007].

À l'échelle saisonnière, les densités de probabilité des changements climatiques varient d'une saison à l'autre (figure 3.5). La saison d'hiver (D-J-F) aurait une augmentation de la température de 2,2, 3,8 et 5,6 °C respectivement pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. La saison d'été (J-J-A) aurait une faible augmentation de 0,9, 2,0 et 3,0 °C pour les mêmes horizons.

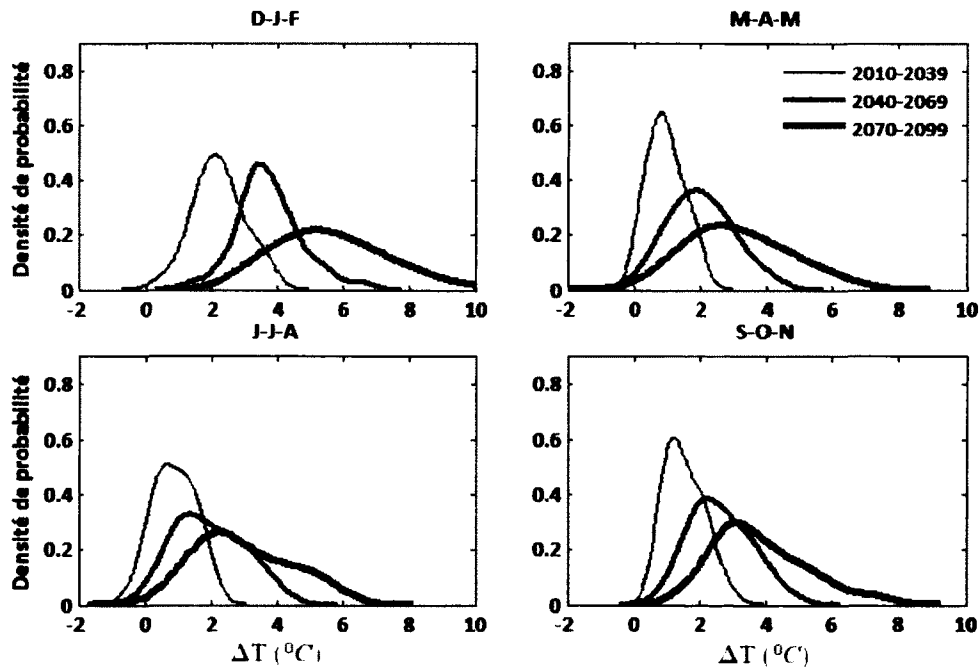


Figure 3.5 Les densités de probabilité des changements saisonniers de la température moyenne dans le climat futur

La figure 3.5 montre une plus grande variabilité, c'est-à-dire la variance de la loi de probabilité, des résultats des modèles climatiques pendant la saison hiver par rapport à l'été (J-J-A). La saison du printemps (M-A-A), a comme espérance de changement de la température

de 1,0, 2,0 et 3,2 °C pour les trois horizons du climat futur. Pour l'automne, l'espérance de changement de la température moyenne est de 1,5, 2,6 et 3,8 °C.

Les densités de probabilité de changement des précipitations saisonnières de la figure 3.6 montrent la variabilité de ces changements. Certains modèles prédisent une diminution de la quantité des précipitations, mais cela représente une faible densité de probabilité. La saison d'hiver (D-J-F) aurait une augmentation des précipitations d'espérance respectivement de 11,3, 18,2 et 28,6% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. Pendant l'été, l'espérance de changement de précipitations devient moins importante : 3,5, 5,6 et 5,6%. L'horizon 2040-2069 représente des densités de probabilité de changement de précipitations plus élevées que l'horizon 2010-2069, ce qui est le contraire du changement de la température. Les espérances de l'augmentation des précipitations pour les trois horizons du climat futur sont 0,4, 3,5 et 11,0% pour le printemps et 3,5, 8,0 et 12,1% pour l'automne.

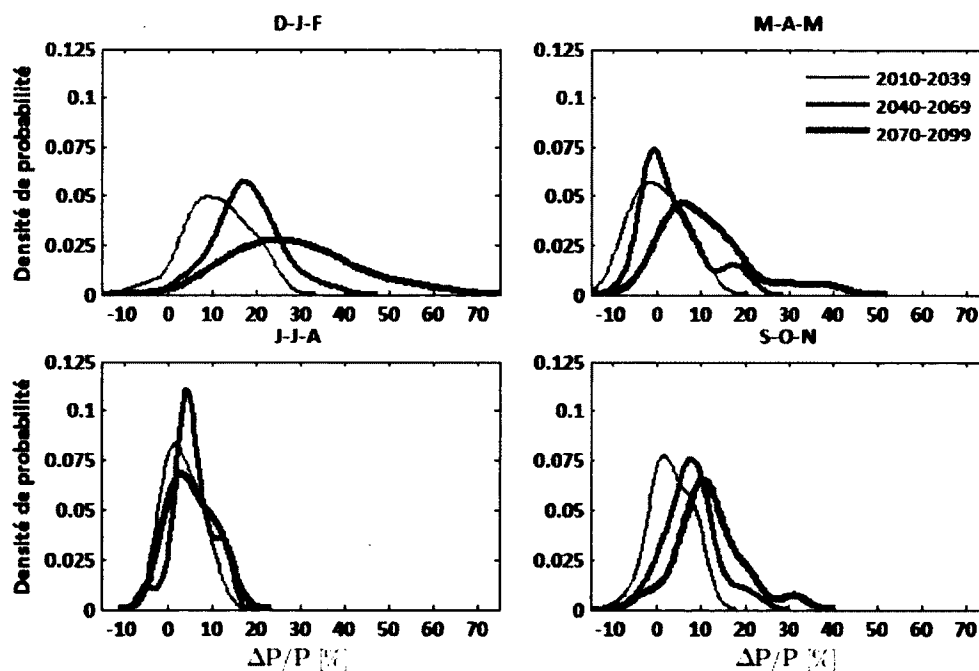


Figure 3.6 Les densités de probabilité des changements saisonniers des précipitations dans le climat futur

La figure 3.7 illustre les fonctions de répartition des densités de probabilité des changements de la température moyenne annuelle et des précipitations annuelles. Les tableaux 3.2 et 3.3 montrent des probabilités de changement annuel de la température moyenne et des

précipitations dans le climat futur par rapport à la période de référence pour certaines valeurs seuils. Ainsi, la probabilité d'avoir une augmentation annuelle de la température moyenne supérieure à 1 °C est de 76, 97 et 98% pour les trois horizons du climat futur. Pour une augmentation supérieure à 3 °C, les probabilités de l'augmentation de la température moyenne deviennent respectivement 0, 30 et 70% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099.

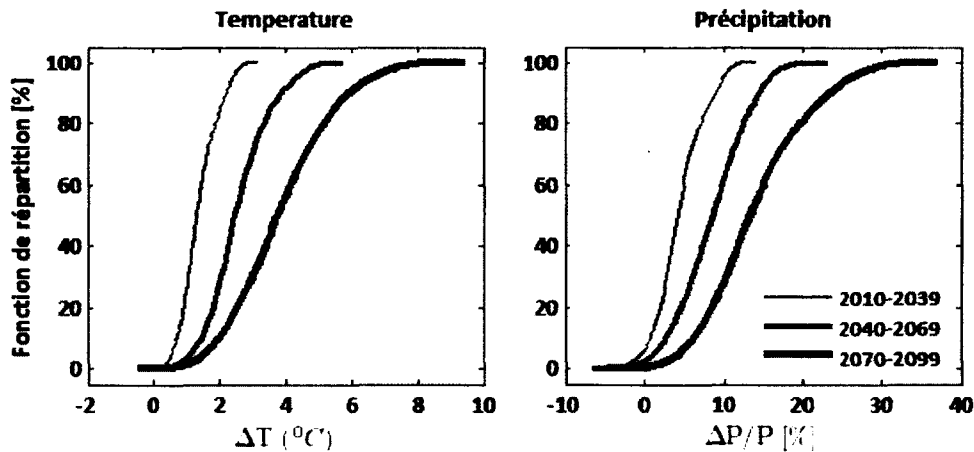


Figure 3.7 Fonction de répartition des changements annuels de température et des précipitations dans le climat futur

La probabilité d'avoir une augmentation de précipitations est respectivement de 94, 98 et 100% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. Pour une augmentation supérieure à 10%, les probabilités de l'augmentation annuelle de précipitations sont respectivement 5, 40 et 73% pour les trois horizons du climat futur.

Tableau 3.2 Probabilités de changement de la température moyenne annuelle pour certaines valeurs seuil en %

Augmentation (°C) supérieure à	0	1	2	3	4	5	6
2010-2039	100%	76%	17%				
2040-2069	100%	97%	72%	30%	8%		
2070-2099	100%	98%	90%	70%	44%	22%	9%



Tableau 3.3 Probabilités de changement des précipitations pour certaines valeurs seuil en %

<b>Augmentation (%) supérieure à</b>	<b>-2</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>25</b>
<b>2010-2039</b>	99%	94%	40%	5%		
<b>2040-2069</b>	100%	98%	78%	40%	8%	
<b>2070-2099</b>	100%	100%	94%	73%	40%	7%

### 3.5 Conclusion

Les impacts des changements climatiques sur le bassin versant de la rivière Manicouagan se traduiraient par l'augmentation de la température moyenne et des précipitations, ce qui aurait des répercussions importantes sur le régime hydrologique. Dans le climat futur, les hivers seraient plus doux et les étés seraient plus chauds. Le bassin versant serait plus humide par rapport au climat de la période de référence (1970-1999). Le prochain chapitre s'intéresse aux projections du régime hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan dans le climat futur.



# CHAPITRE 4 IMPACTS DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES SUR LE RÉGIME HYDROLOGIQUE

## 4.1 Introduction

Le processus d'évaluation des impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique fait appel à la modélisation hydrologique. La modélisation hydrologique est utilisée pour simuler la réponse d'un bassin versant à diverses conditions météorologiques. On fait appel aux modèles hydrologiques pour étudier les effets du climat sur les régimes hydrologiques, ainsi que l'effet des changements climatiques associés aux projections du climat futur. Les MCG comprennent une représentation de l'hydrologie, mais ils ne résolvent pas le cycle hydrologique à une échelle appropriée pour des études d'impacts à l'échelle du bassin versant [Graham *et al.*, 2007]. L'information sur les précipitations et la température peut être obtenue à partir des MCG, mais les données brutes sont incertaines pour être utilisées dans une interprétation hydrologique. Par conséquent, les projections des MCG doivent être interprétées avec l'aide des modèles hydrologiques.

Les projections climatiques, qui consistent en des séries chronologiques de données de précipitations et de températures minimale et maximale du climat futur ont été forcées dans un modèle hydrologique, afin de produire un ensemble de projections du régime hydrologique du bassin versant de Manicouagan dans le climat futur. Les critères d'évaluation d'impact des changements climatiques sur le régime hydrologique sont le volume et le moment d'occurrence de la crue printanière, le volume d'écoulement annuel et de l'équivalent en eau de la neige ainsi que l'incertitude attachée au processus de la modélisation climatique et hydrologique.

## 4.2 Modèle hydrologique du bassin versant de Manicouagan

Un modèle hydrologique a été développé avec SWAT (Soil and Water Assessment Tool) [Arnold *et al.*, 1998], qui est un modèle conceptuel, semi-empirique distribué, pour étudier l'impact des changements climatiques sur le bassin versant de la rivière Manicouagan. Le choix du modèle s'est basé sur la relation entre la disponibilité de données, la complexité et la

performance du modèle hydrologique [Grayson *et al.*, 2002]. Le modèle SWAT a aussi été choisi en raison de sa capacité d'intégrer la variabilité spatiale de données spatiales dans le modèle et de simuler les écoulements des bassins versants de grande taille à un pas de temps journalier. SWAT a une interface graphique (ArcSWAT) qui permet d'effectuer la configuration du bassin versant comme la délimitation automatique des bassins versants et des sous-bassins à partir d'un modèle d'élévation numérique (MEN) et l'intégration des données géographiques d'occupation du sol et des propriétés de sols au sein du bassin versant. L'un des avantages d'ArcSWAT réside dans ses bases de données d'occupation du sol, de plantes et de types de sols, qui simplifient la tâche de collecte de données.

SWAT a été testé avec succès dans des bassins versants dominés par la neige. Ahl *et al.* [2008] ont évalué la performance de SWAT dans un bassin versant boisé, montagneux et dominé par la neige. Bien que la performance du modèle global fût raisonnable, le modèle avait une faible prédiction des écoulements de base. Gaborit *et al.* [2010] ont utilisé SWAT pour simuler les écoulements dans un bassin versant contrôlé de la rivière Saint-Charles dans la région métropolitaine de Québec. Ce bassin hydrographique est urbanisé et relativement montagneux. Ils ont utilisé deux critères d'évaluation de la performance du modèle, soit le coefficient d'efficacité de Nash-Sutcliffe [Criss *et Winston*, 2008] et un critère d'efficacité de Nash modifié, qui utilise la racine carrée de débits. Ce critère d'efficacité donne plus de poids aux faibles débits et les résultats étaient globalement satisfaisants. Pradhanang *et al.* [2011] ont appliqué le modèle SWAT pour évaluer le développement du manteau neigeux et d'écoulements dans un bassin versant contrôlé et ils ont conclu que SWAT peut être utilisé efficacement dans de tels cas. Enfin, SWAT a un module pour simuler l'acheminement de l'eau dans les réservoirs et dans les zones humides, qui est utile pour la modélisation des régimes hydrologiques des bassins versants contrôlés.

### **4.3 Description de SWAT**

SWAT est un modèle hydrologique à temps continu conçu pour la modélisation hydrologique à l'échelle du bassin versant. SWAT est un modèle conceptuel semi-empirique distribué. Il intègre des processus physiques qui se déroulent dans un bassin versant et regroupe des parties de bassins versants qui partagent le même type d'occupation du sol, de propriétés du sol et de

penne. Les principaux processus hydrologiques sont la précipitation, l'évapotranspiration, le ruissellement, l'écoulement des eaux souterraines et de stockage dans le bassin versant, ainsi que les interactions entre ces processus.

Les données nécessaires au modèle sont la topographie (MEN), les propriétés du sol, l'occupation du sol et les données météorologiques. À partir des données de topographie, le bassin est subdivisé en un certain nombre des sous-bassins hydrographiques. L'interface ArcSWAT facilite et automatise la préparation de données. L'utilisation de sous-bassins dans une simulation est particulièrement bénéfique lorsque les différentes zones du bassin versant sont dominées par différents types d'occupation du sol ou différents types de sols. Les sous-bassins sont ensuite subdivisés en unités de réponse hydrologique (URH). Une URH est l'unité de base de calcul du modèle SWAT, qui suppose une réponse hydrologique homogène au changement de l'occupation du sol. Les URH sont des portions des sous-bassins homogènes en termes d'utilisation du sol et des caractéristiques de sols. Chaque sous-bassin est caractérisé par son climat, ses URH, la présence de réservoirs, l'écoulement d'eaux souterraines et son cours d'eau pour le laminage de l'onde de crue.

SWAT effectue la simulation hydrologique d'un bassin hydrographique en deux étapes. La première étape est la phase terrestre du cycle hydrologique. La phase terrestre du cycle hydrologique contrôle la quantité d'eau dans le cours d'eau principal de chaque sous-bassin. La deuxième étape est le laminage, qui peut être défini comme le mouvement de l'eau vers l'exutoire du bassin. Comme les autres modèles distribués, SWAT a plusieurs voire des centaines de paramètres d'ajustement. Des méthodes automatiques sont incorporées dans le modèle pour l'analyse de sensibilité, le calage automatique et l'analyse d'incertitude.

#### **4.3.1 Mise en œuvre du modèle SWAT**

La configuration du bassin versant de la rivière Manicouagan a été effectuée automatiquement à l'aide de l'interface graphique ArcSWAT 2.3.4, à partir du modèle numérique d'élévation et la version SWAT2005 [Neitsch *et al.*, 2005]. La configuration consiste en délimitation du bassin versant, la définition de sous-bassins, la formation d'URH par l'intégration des données topographiques, de l'occupation du sol et du type de sols. L'interface ArcSWAT permet de

spécifier l'exutoire du bassin versant et ceux des sous-bassins, ainsi que d'autres parties pertinentes du bassin versant comme les réservoirs. À partir d'un modèle d'élévation numérique de 25 m de résolution, 29 sous-bassins ont été formés et regroupés en cinq sous-bassins principaux, dont les exutoires correspondent aux barrages de Manic 5, Toulnostouc, Manic 3, Manic 2 (figure 4.1), et Manic 1. Le sous-bassin de Manic 1, qui est de petite taille par rapport aux autres, se trouve à l'exutoire du bassin versant.

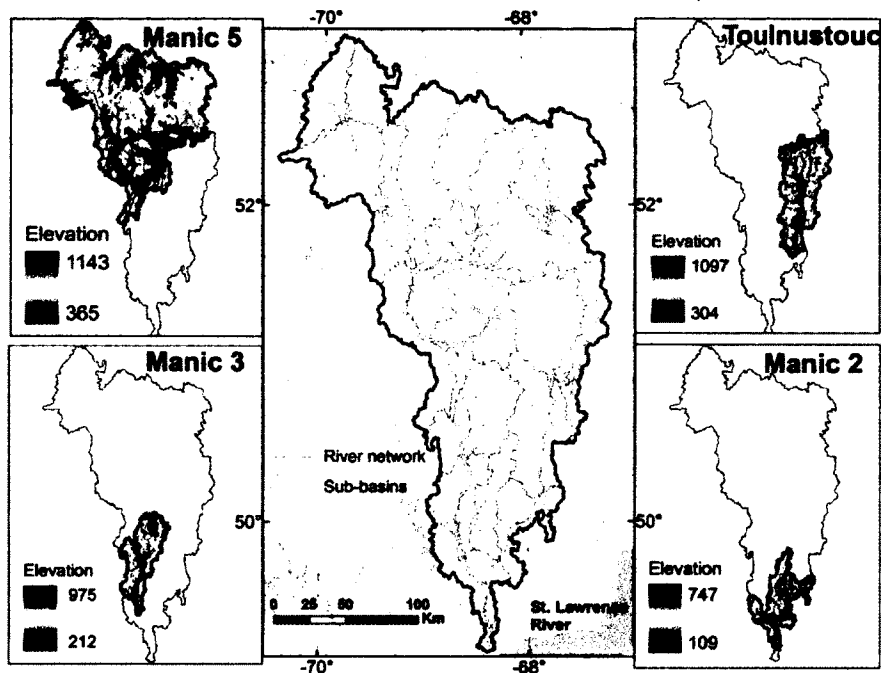


Figure 4.1 Le bassin versant de la rivière Manicouagan et ses principaux sous-bassins

Les 29 sous-bassins ont été subdivisés en un total de 150 URH (tableau 4.1), par une analyse de superposition des couches d'information sur l'occupation du sol, les types de sols et la pente. La plupart des processus hydrologiques ont lieu au niveau des URH, et le bilan hydrique est simulé à ce niveau avant que l'eau soit acheminée le long du cours d'eau principal des sous-bassins. Les critères de subdivision de sous-bassins et de URH sont la superficie de sous-bassins (plus ou moins la même superficie), la qualité des données spatiales (occupation du sol, types de sols) et le temps de calcul, qui est proportionnel au nombre des URH.

Pour simuler l'écoulement contrôlé ou l'écoulement local de sous-bassins principaux, l'acheminement naturel proposé par la délimitation automatique effectué par ArcSWAT a été

modifié. Au lieu d'acheminer l'eau d'un sous-bassin en amont vers le sous-bassin en aval de l'exutoire de chaque barrage, l'eau a été directement acheminée vers l'exutoire du bassin versant. De cette façon, chaque partie du bassin versant contrôlée a été isolée, et il était possible de caler le modèle avec une fonction multi-objectif comprenant une fonction objectif pour chaque sous-bassin principal.

Tableau 4.1 Configuration du modèle hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan

Sous-bassin principal	Superficie (Km <sup>2</sup> )	Élévation moyenne (m)	Nombre de sous-bassins	Superficie moyenne (km <sup>2</sup> )	Nombre d'URH
Manic 5	24 735,27	579	17	1455,02	89
Toulnoustouc	7 274,94	580	5	1455,00	16
Manic 3	4 463,58	467	3	1487,86	15
Manic 2	4 394,55	394	3	1464,85	21
Manic 1	156,43	146	1	156,43	9
<b>Manicouagan</b>	<b>41 024,77</b>	<b>546</b>	<b>29</b>	<b>1414,65</b>	<b>150</b>

#### 4.3.2 Paramétrage du modèle

Le modèle SWAT comprend plusieurs paramètres. Selon leurs significations physiques, on peut les grouper dans les classes suivantes : sol, eau souterraine, neige, bassin versant, URH et routage. Les paramètres de sol sont liés aux propriétés de sol pour chaque type de sol présent dans le bassin versant, tels que sa texture et sa profondeur. Selon la qualité de l'information sur la pédologie du bassin versant, ces paramètres du sol ne sont pas susceptibles de changer sauf exceptions, comme la conductivité hydraulique du sol à la saturation et la capacité de rétention de l'eau du sol (eau disponible pour les plantes). Les paramètres d'écoulement de l'eau souterraine et d'écoulement de base sont généralement difficiles à déterminer, car il n'y a pas souvent assez de données pour les caractéristiques d'aquifères et de nappes phréatiques.

Un filtre mathématique d'écoulement de base proposé par Arnold *et al.* [1999], a été utilisé pour la séparation d'hydrogrammes. L'écoulement de base représente une estimation d'apport d'un aquifère (écoulement souterrain) à une rivière. La méthode de la séparation d'hydrogrammes divise l'hydrogramme observé en trois hydrogrammes distincts : l'écoulement de surface, l'écoulement hypodermique et l'écoulement souterrain. Le filtre détermine aussi les paramètres de la courbe de récession. Ce filtre a démontré de bonnes performances en

comparaison avec des données mesurées sur le terrain dans différents bassins versants. Toutefois, ces paramètres ont également été modifiés lors du calage, mais ils ont été variés dans un petit intervalle par rapport à la plage de valeurs des paramètres par défaut. Les paramètres du bassin versant, de laminage et des URH ont été automatiquement calés.

Le modèle hydrologique a été calé et validé avec les méthodes automatiques qui font partie du modèle SWAT pour quatre sous-bassins versants principaux: Manic 5, Toulnostouc, Manic 3 et Manic 2. Il n'avait pas de données observées pour caler et valider le modèle pour le sous-bassin de Manic 1. Le processus de calage était axé sur le bilan hydrique et la reproduction des débits de pointe et de la saisonnalité des apports. Les méthodes automatiques de SWAT utilisées pour la paramétrisation du modèle sont LH-OAT (*Latin Hypercube One-Factor-At-a-Time* pour l'analyse de sensibilité) et PARASOL (*Parameter Solutions*) pour le calage du modèle.

La méthode LH-OAT [van Griensven *et al.*, 2006] combine l'approche OAT (*One factor-At-a-Time*) et le concept d'échantillonnage de *Latin-Hypercube* (LH) qui prend des échantillons de LH comme points de départ pour une conception OAT. Le concept de la simulation LH utilise une méthode d'échantillonnage multidimensionnelle avec une bonne représentation de la variabilité de tous les paramètres. LH divise la distribution de chaque paramètre en 'n' intervalles équiprobables. L'échantillonnage est fait avec des valeurs aléatoires de paramètres de façon à ce que, pour chacun de ces paramètres, chaque intervalle soit échantillonné seulement une seule fois. Cette approche aboutit à 'n' jeux de paramètres sans chevauchement et le modèle est exécuté n fois. Pour chaque jeu de paramètres, la méthode OAT évalue l'analyse de sensibilité pour chacun de paramètres à la fois en faisant de petites variations de ce paramètre et en gardant les autres paramètres constants. À la fin, un classement de paramètres est effectué en suivant les effets de chacun de ces paramètres.

La méthode PARASOL [van Griensven *et al.*, 2006] effectue une optimisation et une analyse d'incertitude. L'optimisation est faite en adaptant l'algorithme *Shuffled Complex Evolution* (SCEUA) [Duan *et al.*, 1992] afin de tenir compte des problèmes multi-objectifs et pour un grand nombre de paramètres. PARASOL calcule les fonctions objectifs en se basant sur les



résultats du modèle et des séries chronologiques des données observées. Les fonctions objectifs sont agrégées dans un critère d'optimisation globale en utilisant l'algorithme SCE-UA. À la fin, les simulations effectuées par le SCE-UA sont utilisées pour une analyse d'incertitude. La fonction objectif de la méthode PARASOL est la somme des carrés des différences entre les débits observés et les débits simulés.

### 4.3.3 Projections des changements climatiques

Le processus de calage a mis l'accent sur le bilan hydrique et la reproduction des débits de pointe, et la saisonnalité des écoulements, car le but de l'exercice de modélisation est de générer des séries chronologiques des apports aux centrales hydro-électriques de Manic 5, Toulouste, Manic 3, Manic 2 et Manic 1 pour les projections climatiques déjà établies. Après le calage et la validation du modèle, les données météorologiques (précipitation, température maximale et minimale) de chaque projection climatique du bassin versant de la rivière Manicouagan ont été forcées dans le modèle hydrologique afin d'évaluer les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique. Les impacts sont représentés par le régime hydrologique du bassin versant pour la période d'étude, soit 2010-2099.

Le jeu de paramètres du modèle hydrologique calé sur des données historiques a été utilisé pour générer des projections hydrologiques du climat futur. Néanmoins, le jeu de paramètres ne resterait pas constant sur une longue période, car certaines propriétés du bassin versant telles que l'occupation du sol vont changer dans le futur. Cependant, l'incertitude de la structure des modèles hydrologiques est plus importante que celle de jeu de paramètres [Poulin *et al.*, 2011].

## 4.4 Critères d'évaluation du modèle

En plus de l'interprétation visuelle des hydrogrammes simulés, les métriques utilisés pour évaluer la performance du modèle sont le critère de Nash-Sutcliffe ( $N_s$ ), le coefficient de détermination ( $R^2$ ) et la déviation du volume d'écoulement ( $Dv$  %) entre les valeurs quotidiennes de débit mesurées et simulées.

Le critère de Nash-Sutcliffe compare l'erreur quadratique moyenne générée par une simulation du modèle et la variance des valeurs observées. Le coefficient de Nash compare la performance du modèle proposé à celle du modèle le plus simple, soit celui qui remplace toutes les valeurs simulées par la moyenne des valeurs observées. Le critère de Nash-Sutcliffe,  $N_s$  varie de l'infini négatif à 1. Une valeur de  $N_s$  inférieure à zéro signifie que le modèle de débit constant, qui est égale à la moyenne de valeurs observées explique mieux le comportement du bassin que le modèle proposé. Une valeur de  $N_s$  supérieure à 0,75 est considérée comme bonne, alors qu'une valeur entre 0,75 et 0,36 est satisfaisante [Ahl *et al.*, 2008]. Le critère Nash-Sutcliffe est calculé selon l'équation (4.1) ci-dessous :

$$N_s = 1 - \frac{\sum (Q_{obs} - Q_{sim})^2}{\sum (Q_{obs} - \bar{Q}_{obs})^2} \quad (4.1)$$

Où

$Q_{obs}$	Débit observé
$\bar{Q}_{obs}$	Moyenne des débits observés
$Q_{sim}$	Débit simulé

Le coefficient de détermination  $R^2$  indique une forte corrélation entre les valeurs observées et les valeurs simulées. Le coefficient de détermination varie de zéro à 1 (plus il est proche de 1, meilleure est la simulation). Son équation est :

$$R^2 = \frac{[\sum (Q_{obs} - \bar{Q}_{obs})(Q_{sim} - \bar{Q}_{sim})]^2}{[\sum (Q_{obs} - \bar{Q}_{obs})^2][\sum (Q_{sim} - \bar{Q}_{sim})^2]} \quad (4.2)$$

$\bar{Q}_{sim}$	Moyenne des débits simulés
-----------------	----------------------------

La déviation du volume d'écoulement est le ratio de la différence entre les valeurs observées et les valeurs simulées, exprimé en pourcentage :

$$D_v = \frac{\sum Q_{obs} - \sum Q_{sim}}{\sum Q_{obs}} \quad (4.3)$$

La performance du modèle a été aussi évaluée à l'échelle saisonnière, en particulier en hiver pour l'écoulement de base et au printemps pour les crues printanières, car une performance globalement satisfaisante ne signifie pas nécessairement une bonne performance au cours des

périodes de crues ou des périodes de débits de base. Les mêmes critères d'évaluation du modèle ont été utilisés tant pour l'échelle saisonnière que pour les séries chronologiques entières.

## **4.5 Résultats et discussion**

### **4.5.1 Analyse de sensibilité**

L'analyse de sensibilité a été effectuée pour les quatre sous-bassins principaux à l'aide de la LH-OAT de SWAT, afin de déterminer les paramètres qui devraient être inclus dans le calage du modèle. Au total, 33 paramètres ont été choisis pour effectuer une première analyse de sensibilité, en se basant sur les processus hydrologiques qui dominent la zone d'étude, comme la fonte de neige ainsi que sur l'information présente dans la littérature. Les paramètres que l'on rencontre souvent sont les paramètres d'écoulement d'eau souterraine, qui contrôlent l'écoulement de base, les paramètres de ruissellement et les paramètres des propriétés du sol, qui contrôlent l'infiltration et l'écoulement de surface. Certains paramètres sont définis pour chaque URH tandis que d'autres paramètres sont communs pour chaque sous-bassin ou même pour tout le bassin versant.

Les résultats de l'analyse de sensibilité montrent que parmi les 33 paramètres choisis, seulement 22 paramètres ont montré une sensibilité au volume de ruissellement. La figure 4.2 illustre le classement des paramètres par ordre d'importance décroissante après l'analyse de sensibilité pour tous les sous-bassins.

Dans la plupart des cas, la sensibilité des paramètres ne varie pas beaucoup d'un sous-bassin à l'autre. Les cinq premiers paramètres dans le classement sont SURLAG, SMTMP, ALPHA\_BF, TIMP et CN. Le paramètre SURLAG est le coefficient de décalage de ruissellement pour calculer la fraction de la quantité totale d'eau disponible qui sera acheminée vers le cours d'eau principal du sous-bassin, lorsque le temps de concentration est supérieur à une journée, en particulier dans les grands bassins versants. Le paramètre SMTMP est la température à laquelle fond la neige et il est commun pour tout le bassin versant. Ces deux paramètres sont très importants pour le volume et le moment d'occurrence de la crue printanière.

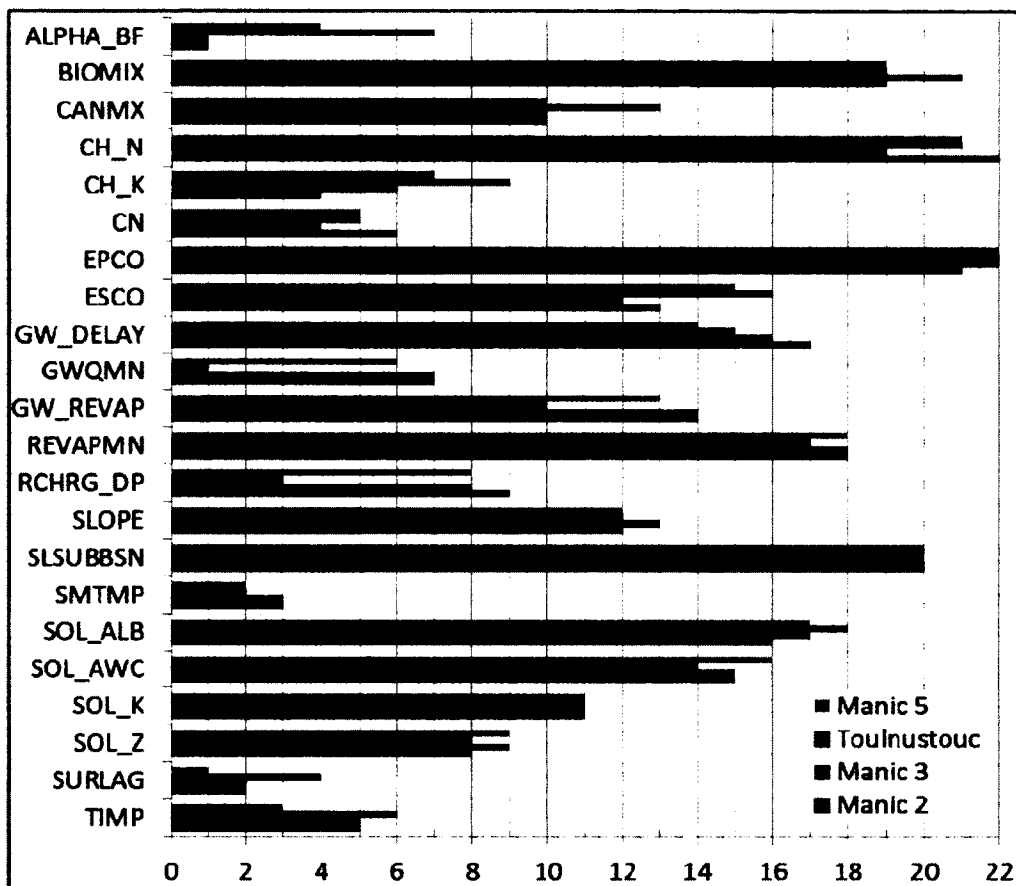


Figure 4.2 Classement des paramètres par ordre d'importance obtenu par l'analyse de sensibilité, pour les quatre principaux sous-bassins.

Le paramètre ALPHA\_BF est la constante de récession de l'écoulement de base et il contrôle la réponse de l'écoulement d'eaux souterraines à la recharge. Il est à l'origine de la forme de la courbe de décroissance du débit en période d'étiage. TIMP est un facteur de pondération pour estimer la température du manteau neigeux à partir de la température du manteau neigeux de la journée précédente et la température moyenne actuelle de l'air. Finalement, CN est le paramètre de ruissellement et il détermine la répartition des précipitations entre l'écoulement de surface et l'infiltration. Les autres paramètres importants sont les paramètres d'écoulement des eaux souterraines GWQMN et RCHRG\_DP et la perméabilité du fond du cours d'eau principal, CH\_K, qui contrôle l'infiltration dans le cours d'eau.

Tableau 4.2 Paramètres utilisés pour l'analyse de sensibilité

Paramètre	Description	Processus <sup>1</sup>
ALPHA_BF	Constante de récession de l'écoulement de base (jours)	URH
BIOMIX	Efficacité de l'homogénéisation annuelle du sol	URH
BLAI	Développement foliaire maximal ( $m^2.m^{-2}$ )	URH
CANMX	Hauteur maximale de pluie interceptée par la végétation (mm)	URH
CH_COV	Facteur de couverture du cours d'eau	URH
CH_EROD	Facteur d'érosibilité du canal	URH
CH_K	Perméabilité du fond du cours d'eau principal ( $mm.h^{-1}$ )	URH
CH_N	Coefficient de rugosité du cours d'eau principal du sous-bassin	URH
CN	Nombre utilisé dans le calcul du ruissellement par la méthode SCS	URH
EPCO	Facteur limitant la reprise d'eau du sol par les plantes	URH
ESCO	Facteur limitant la reprise par évaporation dans le sol	URH
GW_DELAY	Variable relative à l'écoulement dans l'aquifère superficiel	URH
GW_REVAP	Variable limitant la migration d'eau de l'aquifère vers la zone non saturée	URH
GWQMN	Hauteur minimale d'eau dans l'aquifère pour retour à la rivière (mm)	URH
RCHRG_DP	% d'eau de l'aquifère superficiel qui percole vers le bas	URH
REVAPMN	Hauteur minimale d'eau dans l'aquifère pour reprise par évaporation (mm)	URH
SFTMP	Température sous laquelle tombe la neige ( $^{\circ}C$ )	BASSIN
SLOPE	Pente (identique pour toutes les unités de réponse hydrologique (URHs) d'un même bassin) ( $m.m^{-1}$ )	URH
SLSUBBSN	Longueur maximale des ruisseaux (m)	URH
SMFMN	Facteur minimal de fonte de la neige	BASSIN
SMFMX	Facteur maximal de fonte de la neige	BASSIN
SMTMP	Température sous laquelle fond la neige ( $^{\circ}C$ )	BASSIN
SOL_ALB	Albédo de la surface du sol	URH
SOL_AWC	Eau disponible = porosité totale – celle de drainage ( $mm.mm^{-1}$ )	URH
SOL_K	Perméabilité du sol à la saturation ( $mm.h^{-1}$ )	URH
SOL_Z	Profondeur d'une couche de sol par rapport à la surface (mm)	URH
SPCON	Paramètre linéaire de ré-entraînement pour le transport des sédiments du canal	BASSIN
SPEXP	Paramètre exponentiel de ré-entraînement pour le transport des sédiments du canal	BASSIN
SURLAG	Paramètre qui définit la rapidité de l'écoulement de surface	BASSIN
TIMP	Poids de la température du jour actuel pour la fonte de la neige	BASSIN
TLAPS	Perte de température par km d'élévation ( $^{\circ}C.km^{-1}$ )	URH
USLE_C	Facteur d'USLE de la couverture minimale de la végétation	URH
USLE_P	Facteur d'USLE pour la pratique de gestion	URH

<sup>1</sup> Paramètre défini au niveau de tout le bassin versant ou au niveau d'URH (sous bassins)

### 4.5.2 Écoulement de base

En utilisant un filtre mathématique d'écoulement de base pour chaque série chronologique des débits observés, deux de ces paramètres ont été obtenus avant le calage du modèle pour les sous-bassins principaux : Manic 5, Touloustouc, Manic 3 et Manic 2. Ces deux paramètres sont la constante de récession de l'écoulement de base, ALPHA\_BF et la variable relative à l'écoulement dans l'aquifère superficiel GW\_DELAY. Le tableau 4.3 montre les valeurs proposées par le filtre pour ces paramètres.

Tableau 4.3 Paramètres de l'écoulement de base

	Manic 5	Touloustouc	Manic 3	Manic 2	Default
ALPHA_BF	0,019	0,024	0,018	0,032	0,048
GW_DELAY	122	94	128	73	31

Les valeurs par défaut des paramètres de l'écoulement de base sont 0,048 pour la constante de récession de l'écoulement de base et 31 jours pour le décalage pour la recharge d'aquifères. Les valeurs d'ALPHA\_BF ont été réduites tandis que celles de GW\_DELAY ont été augmentées. La réduction de la valeur de la constante de récession de l'écoulement de base, ALPHA\_BF, implique le ralentissement de la réaction de l'aquifère superficiel sur l'écoulement de surface, ce qui provoque une réduction du débit de pointe annuel pendant la fonte des neiges, mais fait en sorte que plus d'eau est disponible pour l'écoulement de surface plus tard dans l'année. Augmenter la valeur du paramètre relatif à l'écoulement dans l'aquifère superficiel (GW\_DELAY) retarde l'acheminement de l'eau vers l'aquifère, ce qui fait augmenter la quantité d'eau disponible pour l'écoulement de base et élargir la courbe de tarissement.

Les figures 4.3 et 4.4 montrent les hydrogrammes observés et les hydrogrammes d'écoulement de base obtenus avec le filtre de l'écoulement de base pour une période de 1500 jours consécutifs. On remarque que même si les hydrogrammes observés sont reconstitués, le filtre parvient à extraire le signal de la fonte de neige et de l'écoulement de base et les courbes de tarissement sont bien représentées en automne qu'au printemps.

Pendant la période de fonte, le ruissellement de surface est fourni par la couche de la neige saturée en eau du couvert de neige qui est en contact avec le sol. La contribution de l'écoulement de base est faible, car le sol est gelé, mais cette contribution augmente avec le dégel du sol. Le filtre extrait le signal de la fonte de neige, à la fin de l'hiver et au début du printemps, qui est un phénomène complexe influencé entre autres par le rayonnement solaire, la température de l'air et la température du couvert de neige. Une analyse approfondie du signal permettrait de déterminer l'interaction de la fonte de neige et de l'écoulement de base et leur contribution sur l'écoulement de surface d'autant plus que la courbe de tarissement dépend de cet écoulement.

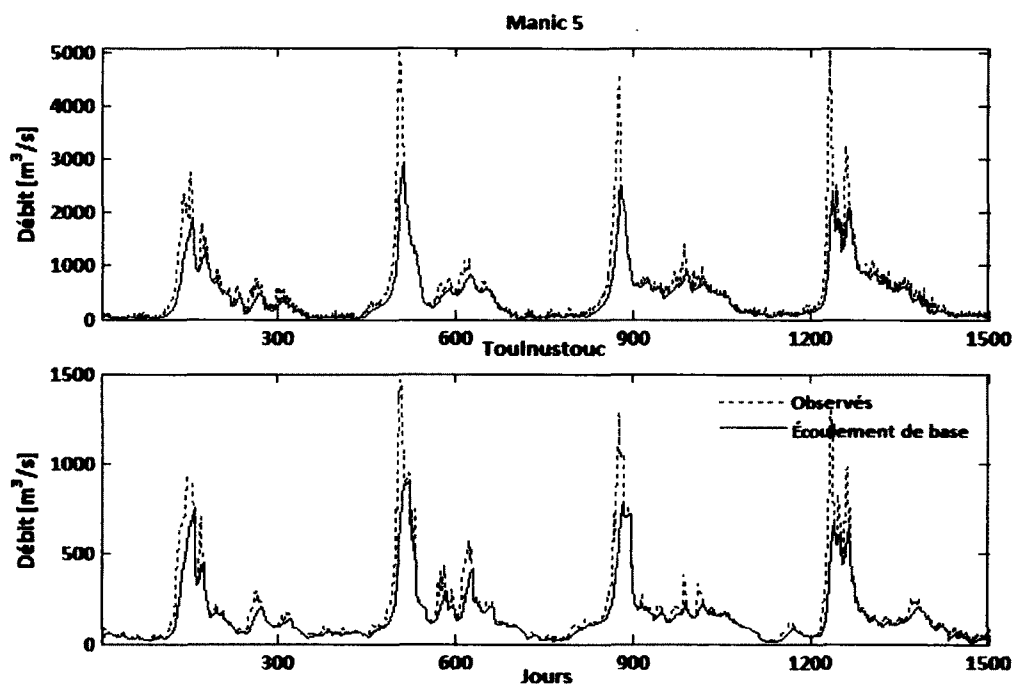


Figure 4.3 Séparation de l'écoulement de base pour Manic 5 et Toulnostouc

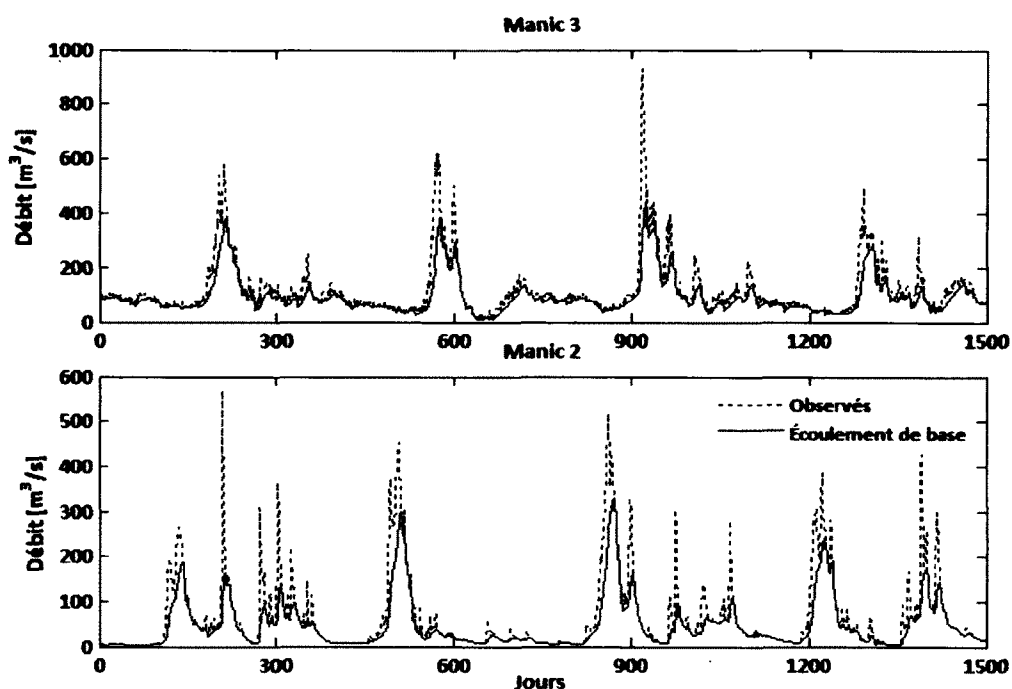


Figure 4.4 Séparation de l'écoulement de base pour Manic 3 et Manic 2

#### 4.5.3 Calage du modèle hydrologique

Les données météorologiques historiques de 1961-2003 de la base de données NLWIS [Hutchinson *et al.*, 2009], qui représentent le climat de la période de référence ont été utilisées pour caler et valider le modèle hydrologique. Les données des débits reconstitués, ci-après appelés débits observés, s'étalent sur une période de 23 ans, soit de 1975 à 2003.

Un calage a été fait avec des débits reconstitués de chacun de principaux sous-bassins, sauf le sous-bassin de Manic 1, dont les écoulements contrôlés qui proviennent du barrage de Manic 2 sont plus importants que ceux qui sont générés à l'intérieur du sous-bassin à cause de sa petite superficie. La période de calage est de 1978 à 1983. Le modèle a été validé sur la période de 1988 à 2003. La période de calage est relativement petite par rapport à la période de validation à cause de la qualité de données observées. En effet, comme ce sont des données reconstituées qui ont été utilisées, la période de calage comprend des données qui sont plus fiables pour les quatre de principaux sous-bassins. L'analyse de sensibilité comprenait 33 paramètres (tableau 4.2), dont 22 paramètres qui ont une sensibilité à l'écoulement. Cependant, 19 paramètres



seulement ont été retenus pour l'exercice de calage (tableau 4.4). Le calage a été réalisé pour chaque sous-bassin principal, indépendamment des autres.

Tableau 4.4 Paramètres de calage

Paramètre	Min	Max	Variation	Processus
ALPHA_BF	0,0	1,0	Valeur	Écoulement souterrain
CANMX	0,0	10,0	Valeur	Végétation
CH_K	0	150	Valeur	Routage
CH_N	-50	50	Pourcentage	Routage
CN	-50	50	Pourcentage	Écoulement de surface
ESCO	0,0	1,0	Valeur	Sol
GW_DELAY	0,0	150	Valeur	Écoulement souterrain
GW_REVAP	0,02	0,2	Valeur	Écoulement souterrain
GWQMN	0,0	5000	Valeur	Écoulement souterrain
RCHRG_DP	0,0	1,0	Valeur	Écoulement souterrain
REVAPMN	0,0	500	Valeur	Écoulement souterrain
SLSUBBSN	-50	50	Pourcentage	Routage
SMTMP	0,0	5,0	Valeur	Neige
SOL_ALB	0,0	1,0	Valeur	Sol
SOL_AWC	-50	50	Pourcentage	Sol
SOL_K	-50	50	Pourcentage	Sol
SOL_Z	-50	50	Pourcentage	Sol
SURLAG	-50	50	Pourcentage	Écoulement de surface
TIMP	0,01	1,0	Valeur	Neige

Le tableau 4.4 montre l'intervalle de variation des paramètres et la méthode de variation du paramètre pendant le calage. La variation par 'pourcentage' signifie que le paramètre varie à l'intérieur de l'intervalle spécifié relativement à sa valeur initiale, c'est-à-dire que pour une valeur du paramètre, on ajoute ou diminue cette valeur d'un certain pourcentage lors du calage. La variation par 'valeur' consiste à remplacer tout simplement la valeur du paramètre en tenant compte de sa gamme de variation permise.

La méthodologie de calage est la suivante. Tout d'abord, les paramètres d'écoulement de base ont été estimés en utilisant un filtre mathématique d'écoulement de base pour chaque sous-bassin principal et deux paramètres d'écoulement souterrain, ALPHA\_BF et GW\_DELAY de tous les sous-bassins ont été modifiés manuellement en modifiant les fichiers d'entrée. L'optimisation des paramètres du bassin versant a été ensuite réalisée avec quatre fonctions objectives, soit une fonction pour chaque sous-bassin. Le but était de trouver des valeurs communes des paramètres SURLAG, SMTMP et TIMP qui sont définis au niveau du bassin

versant. Le critère d'optimisation est le critère de Nash qui assure la conservation des volumes. Les paramètres restants de chaque sous-bassin ont été ensuite optimisés.

Les paramètres d'écoulement souterrain ont participé au calage, même si leurs valeurs avaient été déterminées durant la séparation de l'écoulement de base. La séparation de l'écoulement de base a permis d'obtenir les paramètres des quatre sous-bassins principaux, mais ces derniers ont aussi leurs propres sous-bassins. Comme les paramètres d'écoulement souterrain sont définis au niveau de l'URH, il fallait les modifier pour refléter la distribution spatiale de ces paramètres au sein des sous-bassins principaux. Les paramètres définis au niveau du bassin versant ont été optimisés pour les sous-bassins et ils n'étaient pas modifiés durant l'optimisation des autres paramètres des URH.

Les hydrogrammes observés et simulés sont illustrés par les figures 4.5, 4.6, 4.7 et 4.8. L'analyse visuelle des hydrogrammes observés et simulés durant la période de calage montre que le modèle a pu reproduire les pics des crues printanières et la largeur des courbes de tarissement pour le sous-bassin de Manic 5, qui se trouve en amont du bassin versant (figure 4.5).

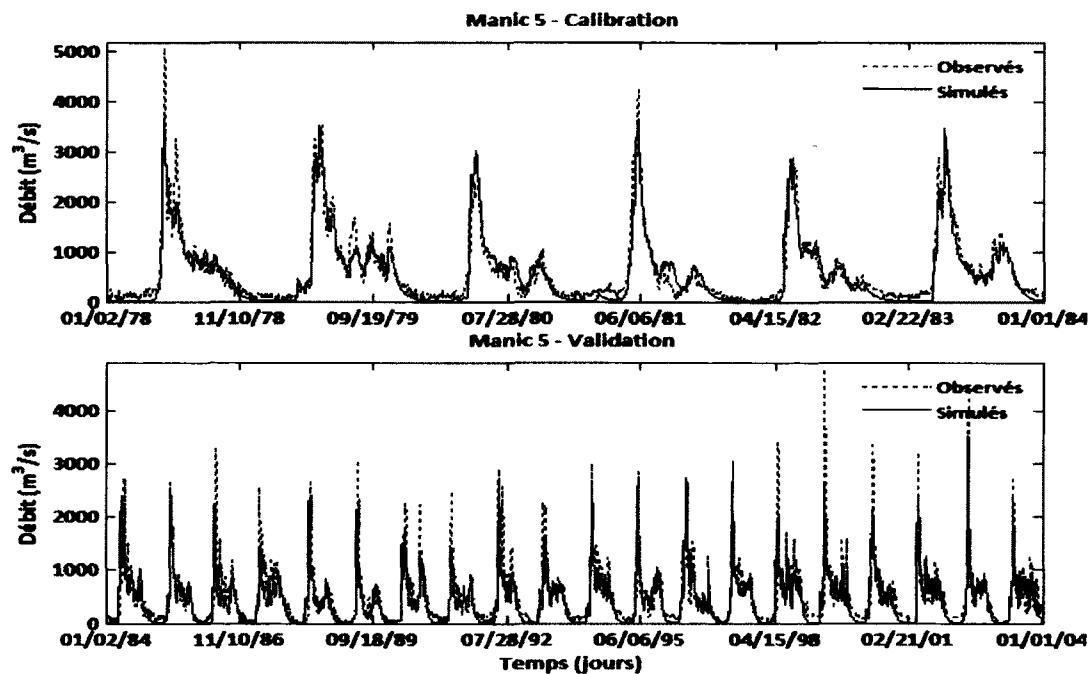


Figure 4.5 Hydrogrammes observés et simulés pour le sous-bassin Manic 5

De même, les crues estivales sont bien reproduites ainsi que leurs courbes de tarissement. L'écoulement de base hivernal est légèrement sous-estimé. Les crues automnales sont aussi bien simulées.

Les crues printanières de Touloustouc (figure 4.6) sont aussi correctement simulées, les dates d'arrivée du débit de pointe étant reproduites. Cependant, la valeur du débit de pointe n'est pas bien représentée. On observe une sous-estimation de débits et quelquefois il y a des pointes de l'hydrogramme observé qui ne sont pas reproduites. Les crues automnales de Touloustouc ne sont pas bien simulées. Certaines des pointes estivales observées ne sont pas fiables, car elles sont très prononcées par rapport aux mêmes pics observés à Manic 5.

L'allure des hydrogrammes simulés de Manic 3 et Manic 2 (voir figures 4.7 et 4.8) semble moyennée et lissée par rapport aux observations, surtout pendant la saison d'été. Les hydrogrammes observés de Manic 3 et Manic 2 montrent des fluctuations que le modèle n'a pas pu reproduire. Il est possible que certaines de ces fluctuations ne soient pas réelles, puisque les débits observés de ces sous-bassins, qui se trouvent en aval, ont en réalité été reconstitués ; il est difficile de juger de la qualité de la simulation, même si le modèle a une bonne performance.

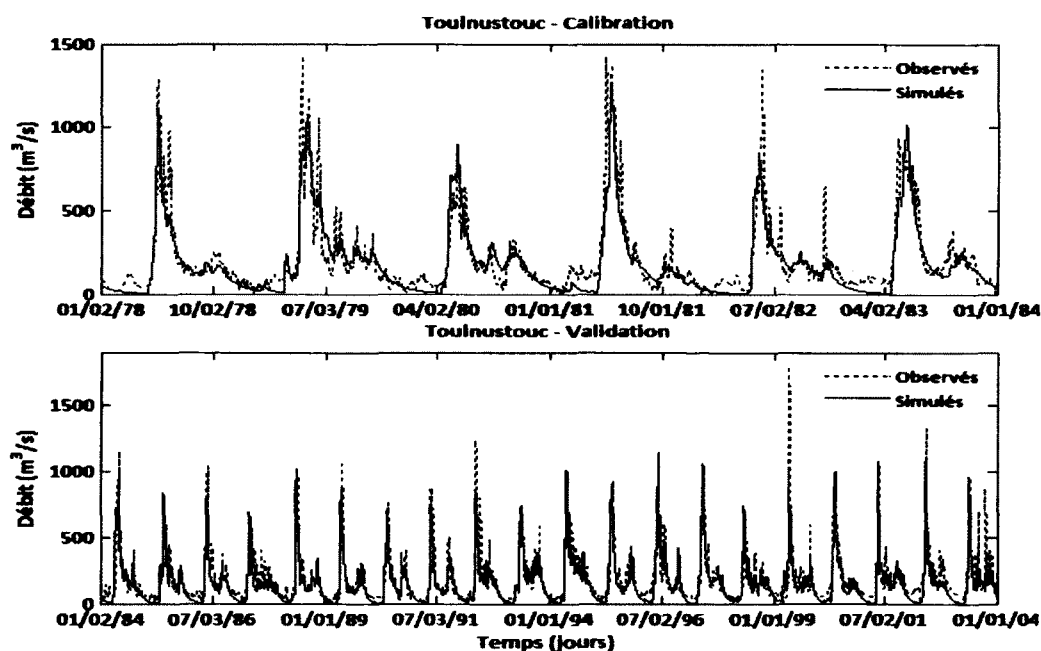


Figure 4.6 Hydrogrammes observés et simulés pour le sous-bassin Touloustouc

Les hydrogrammes observés et simulés durant la période de validation sont comparables à ceux de la période de calage. Bien que les pointes soient surestimées pour Manic 3 et Manic 2 et sous-estimées pour Manic 5 et Toulnostouc, les hydrogrammes simulés présentent des courbes de montée de crue et de tarissement satisfaisantes. Celles-ci présentent des formes et des durées concordantes aux observations. Le problème de l'écoulement de base remarquée durant la période de calage persiste durant la période de validation, mais son influence est moins marquée sur la performance du modèle.

Les résultats de la performance du modèle pour les sous-bassins Manic 5 et Toulnostouc pendant la période de calage et de validation sont satisfaisants. Le critère de Nash est respectivement de 0,91 et 0,83 pour Manic 5 et Toulnostouc pendant la période de calage. La performance journalière pendant la période de validation diminue, mais elle reste bonne avec le critère de Nash de 0,75 et 0,74 respectivement pour Manic 5 et Toulnostouc. Le modèle surestime légèrement le volume d'eau pour les deux sous-bassins, soit 7,64% et 6,78% pendant le calage, et de 11,5% et 7,41% pour la validation.

Tableau 4.5 Performance du modèle hydrologique

		Performance journalière			Performance mensuelle		
		Ns	R <sup>2</sup>	Dv (%)	Ns	R <sup>2</sup>	Dv (%)
<b>Manic 5</b>	<b>Calage</b>	0,91	0,91	7,64	0,95	0,95	7,78
	<b>Validation</b>	0,75	0,77	11,75	0,84	0,86	11,78
<b>Toulnostouc</b>	<b>Calage</b>	0,83	0,83	6,78	0,91	0,91	6,99
	<b>Validation</b>	0,74	0,76	7,41	0,88	0,89	7,50
<b>Manic 3</b>	<b>Calage</b>	0,80	0,80	6,41	0,88	0,89	6,57
	<b>Validation</b>	0,58	0,70	-5,79	0,73	0,81	-5,74
<b>Manic 2</b>	<b>Calage</b>	0,81	0,81	0,57	0,89	0,89	0,63
	<b>Validation</b>	0,58	0,67	-18,92	0,69	0,77	-18,98

Ns Coefficient de Nash–Sutcliffe, R<sup>2</sup> Coefficient de détermination, Dv Déviation du volume

Les sous-bassins Manic 3 et Manic 2 ont aussi de bonnes performances pendant la période de calage. Toutefois, ils ont une faible performance en validation. Le coefficient de Nash est de 0,80 et 0,81 au calage, mais la performance en validation tombe à 0,58 pour les deux sous-bassins. La moins bonne performance est causée par la mauvaise qualité des apports naturels utilisés pour le calage, qui ont été estimés à partir des niveaux reconstitués des réservoirs.

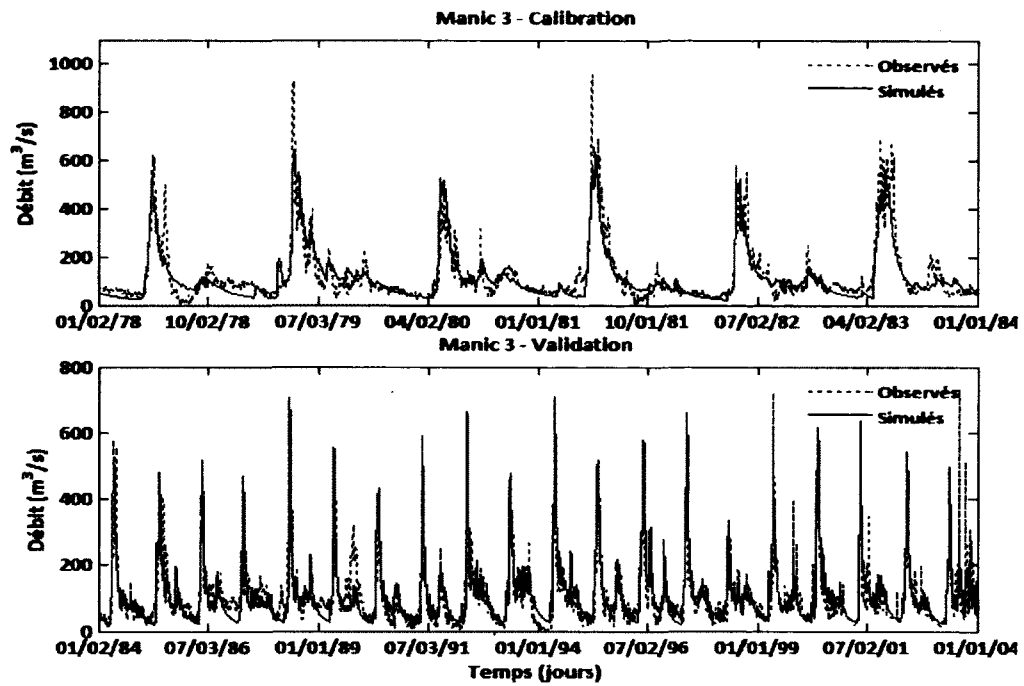


Figure 4.7 Hydrographes observés et simulés pour le sous-bassin Manic 3

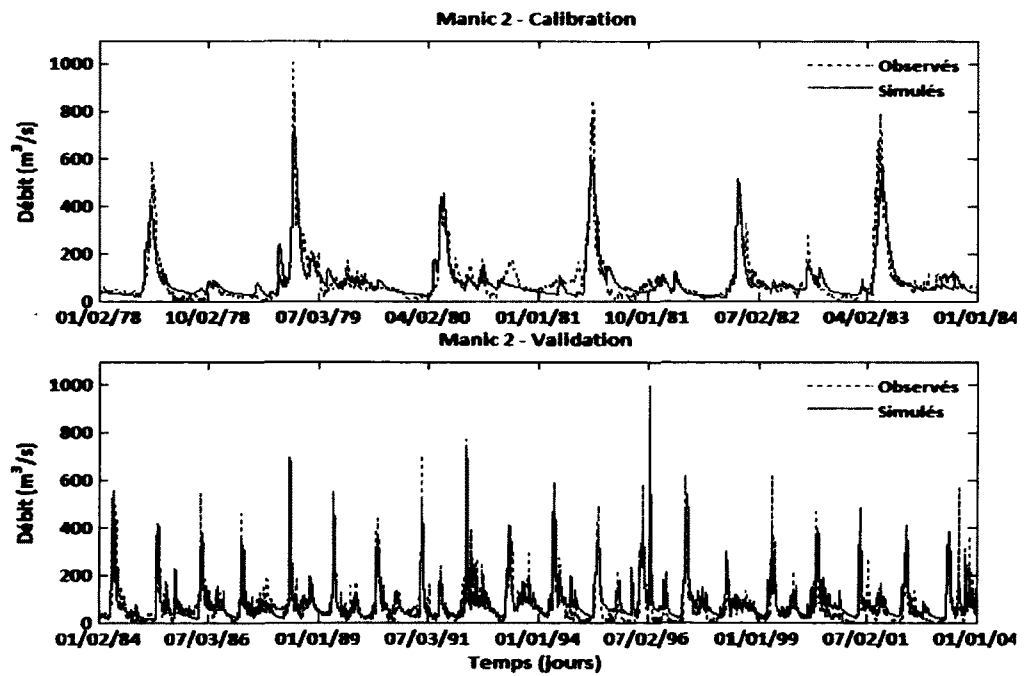


Figure 4.8 Hydrographes observés et simulés pour le sous-bassin Manic 2

Il est intéressant de regarder aussi la performance du modèle pour chaque saison. La performance saisonnière du modèle pendant les périodes de crues (printemps et été) est plus appréciable que pendant la période d'étiage. En effet, le coefficient de Nash est plus ou moins égal à 0,9 pour tous les sous-bassins durant la période de calage. La validation est aussi satisfaisante. C'est pour dire que le processus de la fonte de neige à la fin de l'hiver est bien représenté. Cela est très important pour la gestion des ressources en eau dans les bassins versants dominés par la neige. Le modèle se comporte bien aussi pendant l'été, avec le coefficient de Nash égale à 0,73 pour Manic 2 et supérieur à 0,8 pour les autres sous-bassins.

Tableau 4.6 Performance saisonnière pour les sous-bassins

Saison		Manic 5		Toulnostouc		Manic 3		Manic 2	
		Ns	R <sup>2</sup>	Ns	R <sup>2</sup>	Ns	R <sup>2</sup>	Ns	R <sup>2</sup>
Hiver	Calage	0.45	0.77	0.64	0.70	<b>0.77</b>	<b>0.82</b>	0.43	0.53
	Validation	0.24	0.72	<b>0.62</b>	<b>0.70</b>	0.54	0.60	0.17	0.36
Printemps	Calage	0.88	0.89	0.88	0.90	<b>0.90</b>	<b>0.90</b>	0.87	0.88
	Validation	<b>0.83</b>	<b>0.85</b>	0.79	0.81	0.68	0.80	0.60	0.77
Été	Calage	<b>0.93</b>	<b>0.93</b>	0.86	0.87	0.81	0.85	0.73	0.80
	Validation	0.70	0.74	<b>0.81</b>	<b>0.83</b>	0.79	0.80	0.57	0.70
Automne	Calage	<b>0.93</b>	<b>0.93</b>	0.86	0.87	0.84	0.84	0.82	0.83
	Validation	0.80	0.81	<b>0.81</b>	<b>0.82</b>	0.67	0.68	0.41	0.66

Ns Coefficient de Nash–Sutcliffe, R<sup>2</sup> Coefficient de détermination, D<sub>v</sub> Déviation du volume

La période d'étiage, c'est-à-dire de l'hiver, n'est pas bien modélisée, surtout pour le bassin versant de Manic 5 et Manic 2, dont les coefficients de Nash sont respectivement 0,45 et 0,43 pour le calage et 0,27 et 0,17 pendant la période de validation. Pour les deux autres sous-bassins, on obtient de bons résultats pour toutes les saisons, tant au calage qu'à la validation.

Il ressort de cela que les résultats de la performance du modèle sont en général satisfaisants. Les débits de pointe et les courbes de tarissement des hydrogrammes observés ont été bien reproduits par le modèle. Dans certains cas, on observe des désaccords que l'on peut attribuer aux débits reconstitués utilisés pour caler le modèle, mais il faudrait un autre modèle hydrologique pour valider cette hypothèse. Par ailleurs, la performance du modèle pendant la période de calage de 5 ans montre de bons résultats et la validation du modèle sur une période de 20 ans s'est avérée un succès. Après le calage, le modèle a été employé pour produire des projections du régime hydrologique associé aux projections climatiques.

#### 4.5.4 Projections des apports

Les projections climatiques ont été utilisées pour forcer le modèle hydrologique SWAT afin de produire un ensemble des projections du régime hydrologique du bassin versant de Manicouagan dans le climat futur. Les figures 4.9, 4.10, 4.11 et 4.12 illustrent respectivement l'enveloppe d'incertitude des hydrogrammes moyens des projections des apports journaliers de Manic 5, Toulustouc, Manic 3 et Manic 2. La période de simulation, qui va de 2010 à 2099, est divisée en trois horizons du climat futur : 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. La période de référence est de 1970 à 1999.

Les résultats montrent qu'il y aurait un changement de régime hydrologique dans le climat futur à la fois dans la date d'occurrence de la crue printanière que dans le volume du débit de pointe par rapport à la période de référence. Surtout, on observe une importante augmentation des débits au cours des saisons d'hiver et d'automne pour tous les sous-bassins. Les projections sont regroupées selon les scénarios d'émissions de GES, pour pouvoir différencier les impacts de chaque famille utilisée dans cette étude et examiner l'incertitude du régime hydrologique dans le climat futur. La famille des émissions de GES B1, qui est en principe plus pessimiste que AB1 et plus optimiste que A2, est tracée au-dessus des autres afin d'apprécier la déviation de la condition que l'on peut considérer comme moyenne.

En général, pour l'horizon 2010-2039, il n'y a pas de grande différence entre les hydrogrammes associés aux scénarios d'émissions de GES. Quelques hydrogrammes se détachent du groupe pendant l'horizon 2040-2069, surtout les projections de familles A2 et A1B à la fin de l'hiver et au début du printemps. Pendant l'horizon 2070-2099, l'incertitude des scénarios d'émissions de GES devient plus importante. En hiver et en automne, les projections A2 prédisent plus de débits par rapport aux autres familles de scénarios d'émissions de GES et leur débit de pointe apparaît plus tôt que pour les autres.

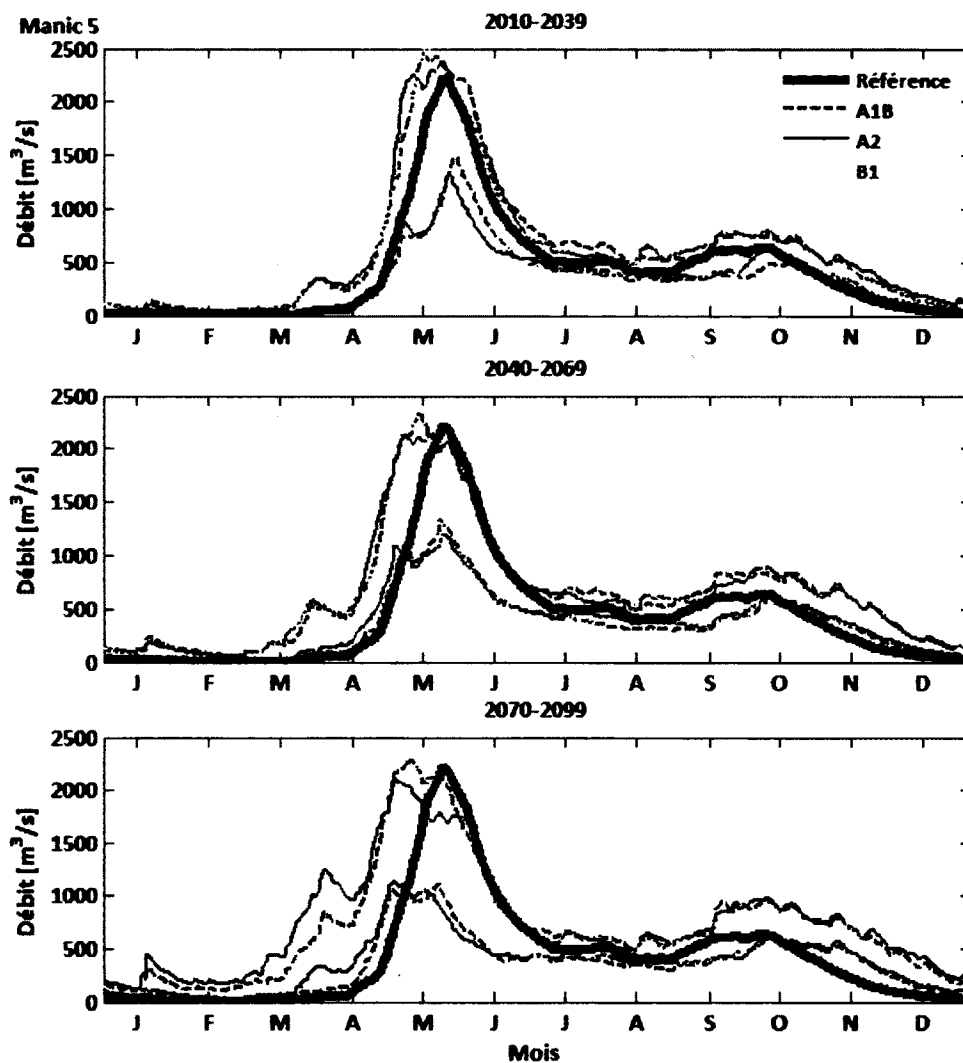


Figure 4.9 Incertitude des apports journaliers simulés pour la période de référence et les horizons du climat futur, pour Manic 5

Il y a un petit changement d'apports pour l'horizon 2010-2039 et pour les trois scénarios d'émissions de GES. Surtout, on observe un accroissement des débits pour les saisons d'hiver et d'automne. La crue printanière est en avance pour quelques jours pour cette période. Au cours de l'horizon 2040-2069 apparaissent des changements notables du volume d'écoulement et la date d'occurrence de la crue de printemps.



La crue printanière est devancée d'une manière significative, jusqu'à deux semaines pour les trois scénarios d'émissions de GES. Le volume d'écoulement continue à s'amplifier pendant l'hiver. Cependant, en avançant dans le climat futur, on remarque que l'incertitude des apports augmente. L'accroissement des apports est occasionné par l'augmentation saisonnière des précipitations.

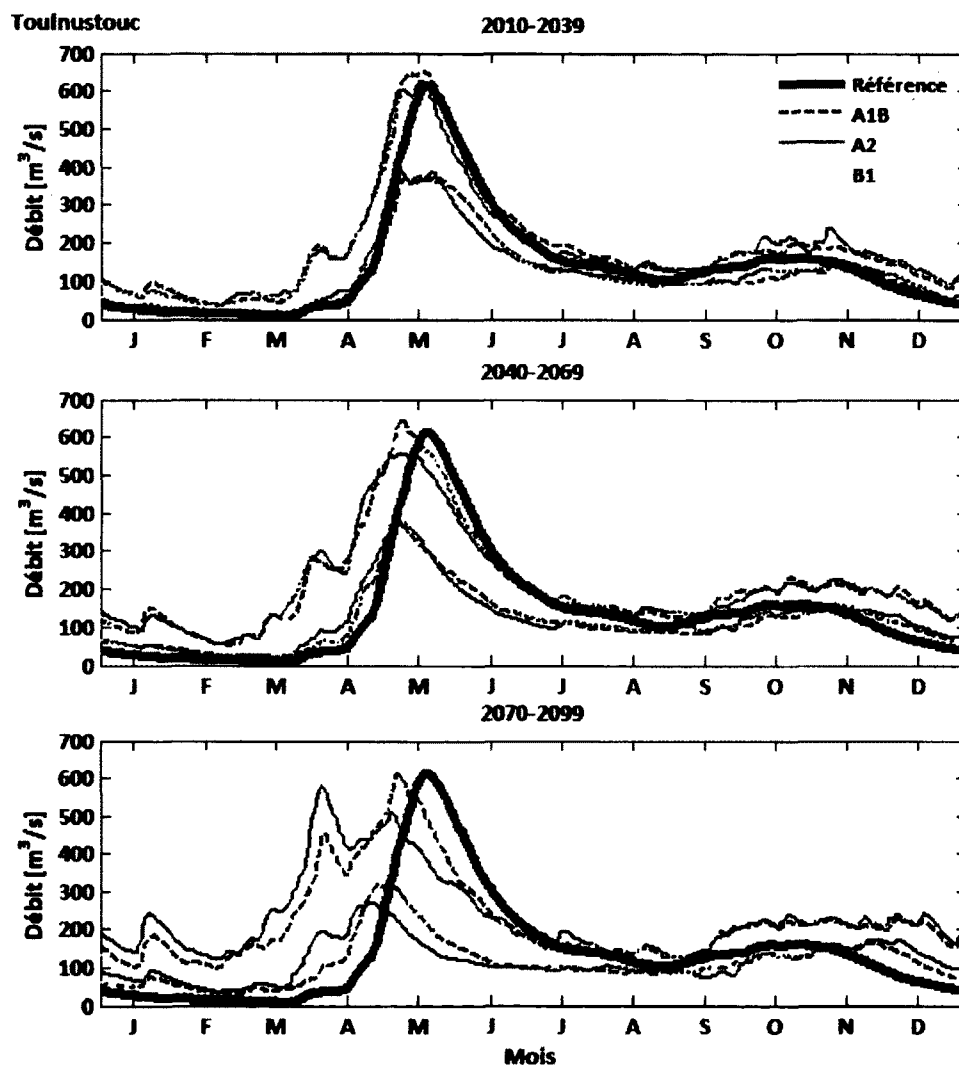


Figure 4.10 Incertitude des apports journaliers simulés pour la période de référence et les horizons du climat futur, pour Toulousteouc

Pour l'horizon 2070-2099, le changement du régime hydrologique devient encore plus important quant à l'augmentation de la quantité des débits en hiver, le devancement de la crue

de printemps et l'atténuation du volume du débit de pointe au printemps. Ces changements sont entraînés à la fois par l'augmentation de la température et des précipitations. Le devancement de la crue de printemps est causé par des redoux hivernaux, ainsi que la fonte des neiges qui se passe plus tôt que dans le climat actuel représenté par la période de référence.

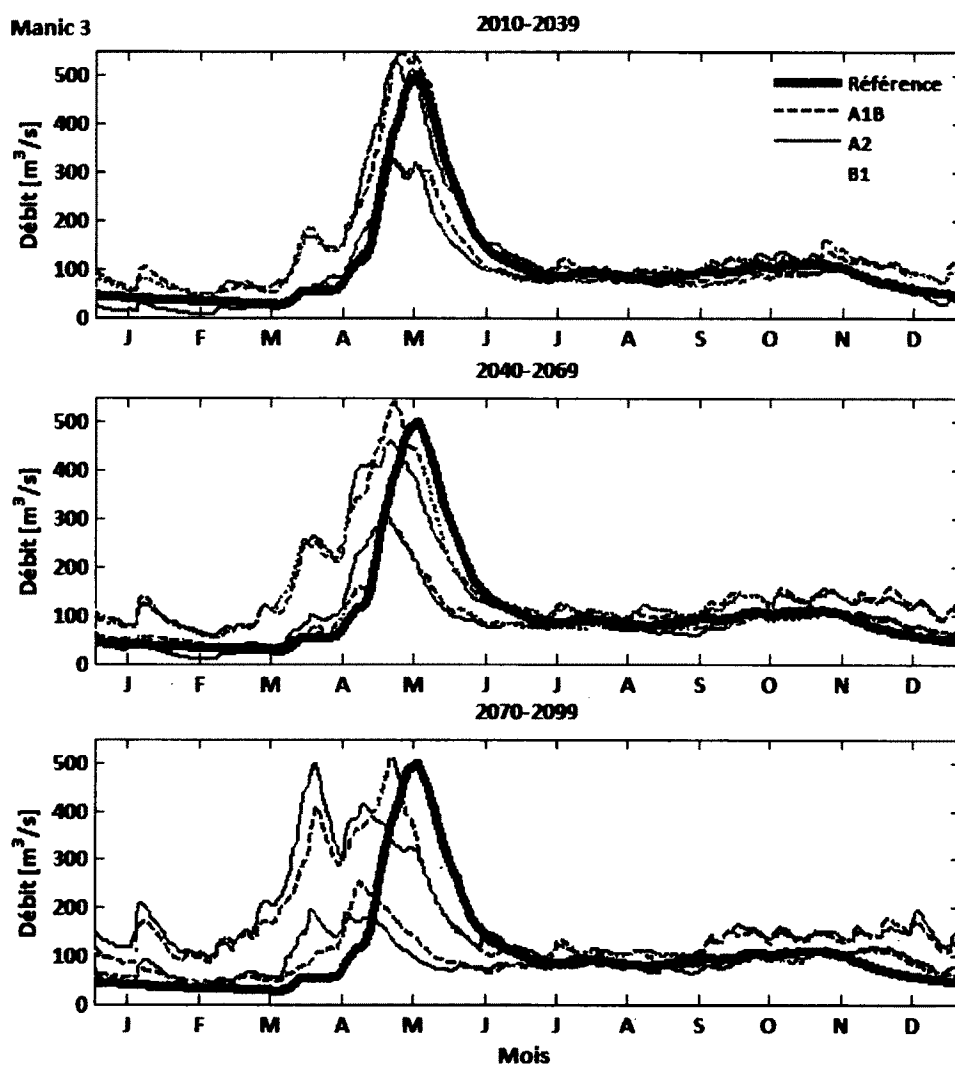


Figure 4.11 Incertitude des apports journaliers simulés pour la période de référence et les horizons du climat futur, pour Manic 3

Pendant l'hiver et l'automne de l'horizon 2070-2099, le débit continue de s'accroître. Il est fort probable que ce n'est pas l'écoulement de base qui augmente, car à cette période le sol est

gelé. Ce serait plutôt dû à l'écoulement de surface, qui provient de la fonte de neige précoce ou à des précipitations qui tombent sous forme de pluie. En effet, pendant l'hiver, les précipitations vont augmenter, comme la température moyenne. Il y a donc plus de chance qu'une partie des précipitations hivernales tombe sous forme liquide au lieu de s'accumuler sur le sol et que des redoux hivernaux qui soient plus nombreux par rapport au climat actuel.

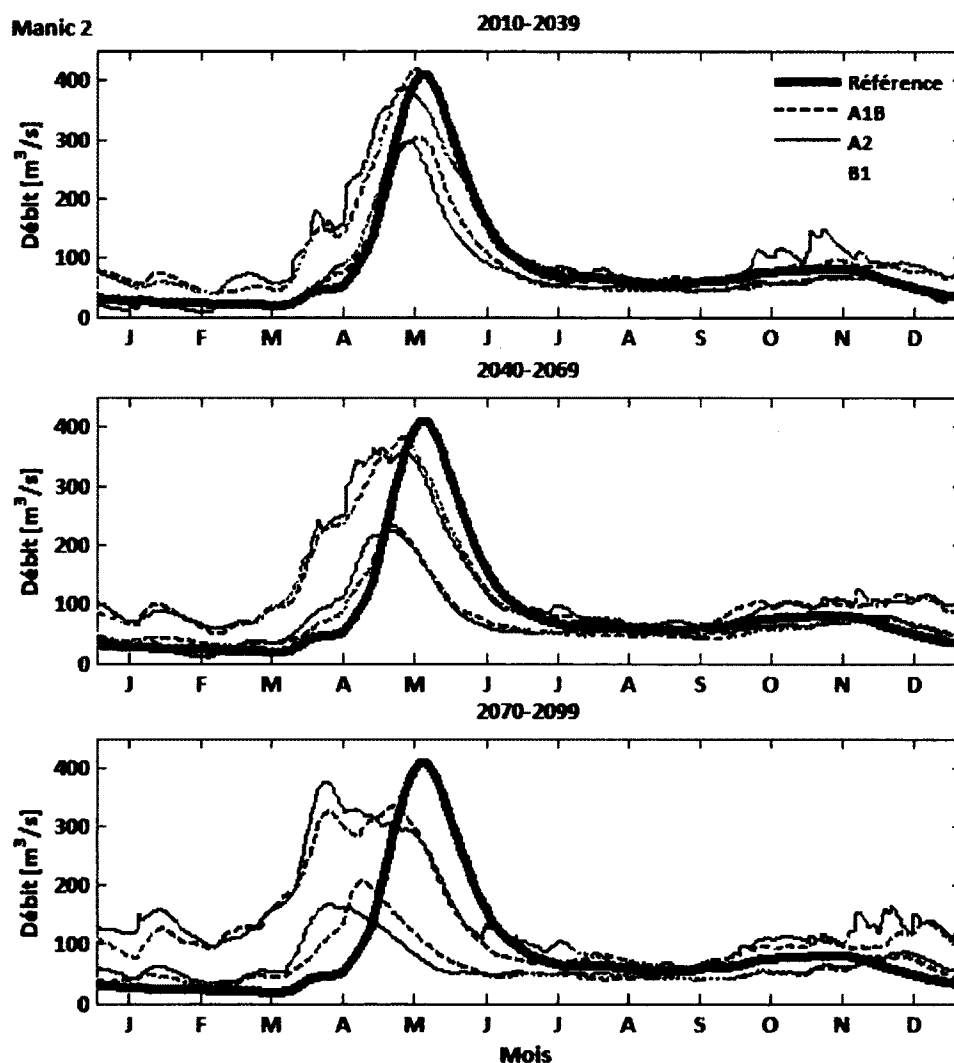


Figure 4.12 Incertitude des apports journaliers simulés pour la période de référence et les horizons du climat futur, pour Manic 2

Les scénarios B1 ont une petite plage d'incertitude par rapport aux autres scénarios de GES. Ils montrent aussi un faible devancement de la crue printanière, car ce groupe de scénarios est

le plus optimiste sur l'évolution du climat par rapport à A1B et A2. L'enveloppe d'incertitude montre deux pointes et la première pointe devient de plus en plus prononcée quand on avance dans le climat futur, surtout pour les scénarios A2. La première pointe correspond à une fonte nivale après un redoux pluvieux hivernal, car il y aurait une augmentation de la température ainsi que des précipitations. Le phénomène de redoux hivernal modélisé pourrait être attribué à la méthode de la mise à l'échelle temporelle. Ce constat aurait été valable si on avait utilisé la méthode des deltas pour la mise à l'échelle au lieu d'une approche par analogie. Cependant ce phénomène se répète pour tous les sous-bassins et s'accroît avec le temps sans que les données du climat de référence de même période soient choisies pour chaque horizon du climat futur. Mais comme les mois analogues ne sont pas les mêmes pour tous les sous-bassins et pour tous les horizons climatiques, on peut donc attribuer ce phénomène de redoux hivernal aux changements de précipitations et de température.

Les figures 4.9, 4.10, 4.11 et 4.12 montrent que dans le climat futur les redoux pluvieux hivernaux se feraient fréquemment et occasionneraient des ruissellements importants. Par conséquent, la crue printanière, qui est la deuxième pointe de l'enveloppe d'incertitude, deviendrait moins forte. On aurait aussi des fluctuations importantes des niveaux des rivières et des réservoirs causées par de brusques redoux, qui pourraient être accompagnées par des inondations.

#### **4.5.5 Changement du régime hydrologique**

Le changement climatique modifierait le régime hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan (figures 4.13 et 4.14) par rapport à la période de référence. La crue printanière de Manic 5 serait devancée en moyenne de 3, 10 et 16 jours pour les trois horizons respectifs du climat futur. Pour Toulouste, le devancement de la crue de printemps serait en moyenne de 4, 10 et 15 jours pour les trois horizons.

Le devancement de la crue printanière est plus ou moins semblable pour les sous-bassins de Manic 5 et Toulouste, malgré une grande différence dans leur superficie. La réponse aux changements de précipitations et de température de ces deux sous-bassins montre l'importance de ces changements par rapport aux caractéristiques physiques de bassins versants. Toutefois,

l'incertitude des projections climatiques est plus importante pour Manic 5 par rapport au sous-bassin de Toulnostouc (voir figure 4.13).

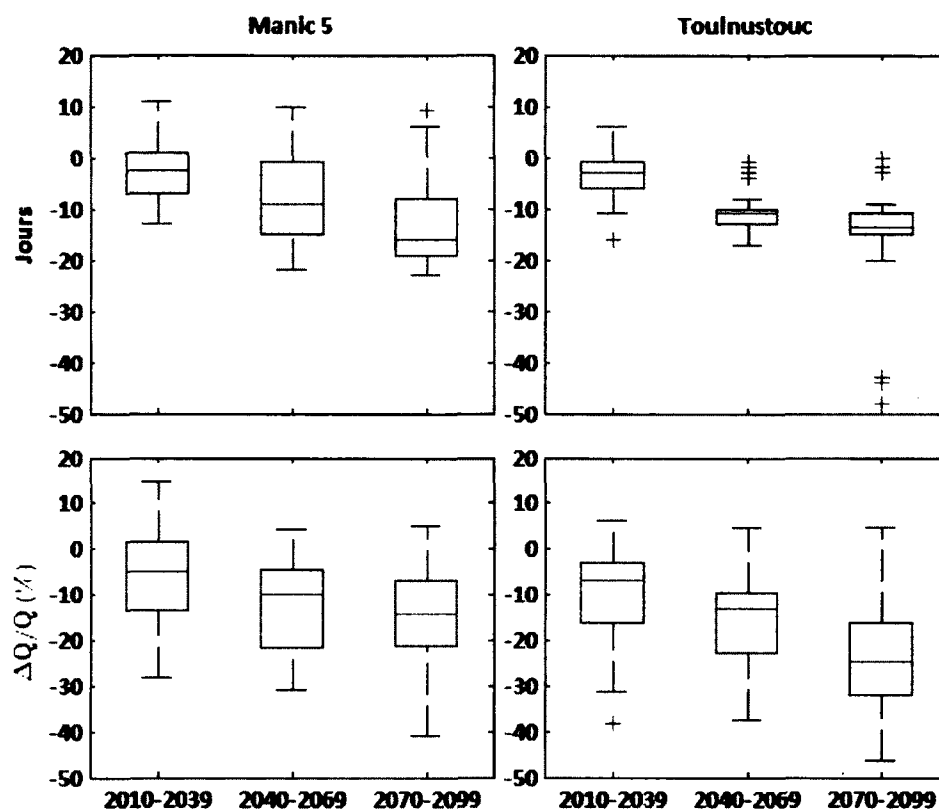


Figure 4.13 Devancement de la crue printanière (jours) et changement du débit de pointe ( $\Delta Q/Q$ ) pour les sous-bassins Manic 5 et Toulnostouc

Le régime hydrologique des sous-bassins Manic 3 et Manic 2 serait aussi modifié (figure 4.14). Le devancement de la crue printanière serait en moyenne de 8, 10 et 14 jours pour Manic 3 durant les trois horizons du climat futur. Pendant les mêmes périodes, le sous-bassin de Manic 2 connaîtrait un devancement moyen de la crue printanière de l'ordre de 5, 10 et 15 jours.

Pour l'horizon 2070-2099, le devancement de la crue printanière de tout le bassin versant serait en moyenne de 15 jours par rapport à la période de référence (1970-1999). Cependant, les projections climatiques montrent une grande variabilité pour le sous-bassin de Manic 5 pour tous les horizons par rapport aux autres sous-bassins.

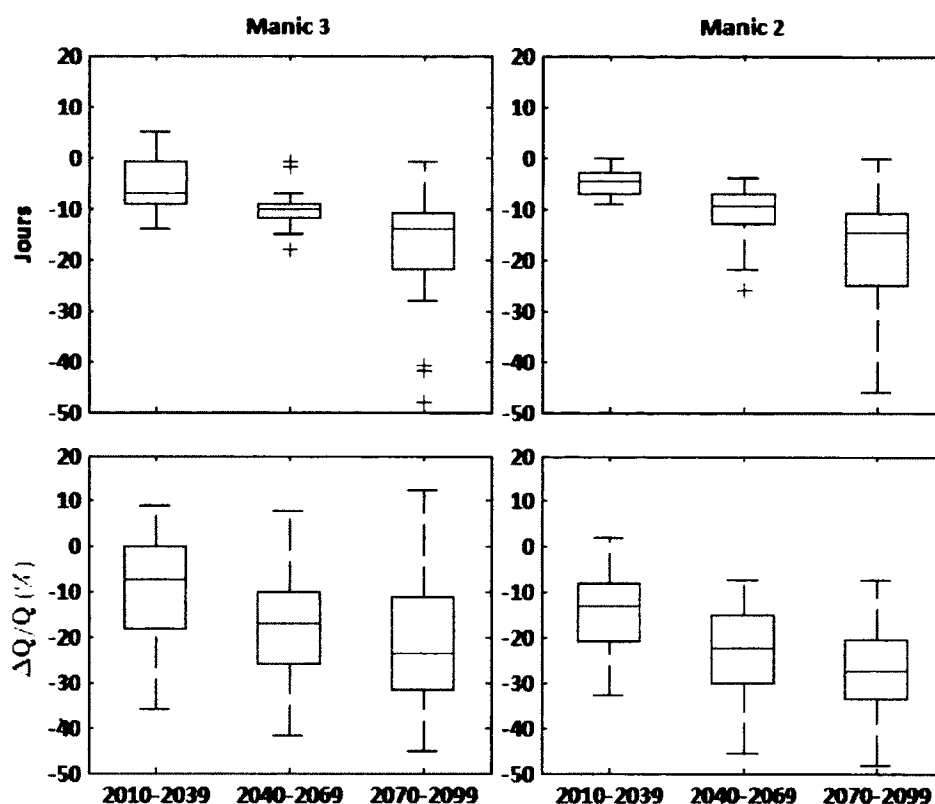


Figure 4.14 Devancement de la crue printanière (Jours) et changement du débit de pointe ( $\Delta Q/Q$ ) pour les sous-bassins Manic 3 et Manic 2

En outre, il y aura une diminution du débit de pointe pour tous les sous-bassins. Le volume du débit de pointe, dans le climat futur serait en moyenne de 7, 12 et 14% inférieur à celui de la période de référence pour le sous-bassin de Manic 5. Le débit de pointe du sous-bassin de Tournustouc diminuerait de 10, 17 et 22%. Les sous-bassins Manic 3 et Manic 2 verraient aussi une diminution du débit de pointe importante d'une moyenne de 9, 17 et 22% pour Manic 3 et 14, 23 et 28% pour Manic 2 par rapport à la période de référence. Une grande variabilité de la diminution du débit de pointe est observée pour tous les sous-bassins et pour tous les horizons.

L'augmentation des précipitations et l'augmentation de la température pour les trois horizons occasionneraient un accroissement du volume annuel d'écoulement, malgré l'atténuation de la crue de pointe au printemps causée par la fonte des neiges précoce en hiver et au début du

printemps. Le tableau 5.2 résume les changements d'apports non-contrôlés saisonniers prévus dans le climat futur pour quatre sous-bassins de la rivière Manicouagan par rapport aux apports de la période de référence (1970-1999).

Tableau 4.7 Changement du volume des ruissellements annuel et saisonniers (%) dans le climat futur pour quatre sous-bassins de la rivière Manicouagan par rapport aux apports historiques

Horizon		Manic 5	Toulnustouc	Manic 3	Manic 2
2010-2039	Annuel	12,7	11,1	8,1	4,6
	Hiver	217,6	148,4	74,6	98,74
	Printemps	26,2	22,7	11,8	14,6
	Été	-15,8	-22,6	-13,8	-28,6
	Automne	25,1	12,1	11,3	1,6
2040-2069	Annuel	18,0	15,4	13,1	8,5
	Hiver	300,0	186,5	96,2	124,3
	Printemps	28,0	20,4	9,8	11,8
	Été	-8,8	-18,8	-11,5	-29,9
	Automne	28,7	11,6	11,1	-1,3
2070-2099	Annuel	19,5	17,4	12,4	8,6
	Hiver	224,8	136,7	73,1	95,8
	Printemps	14,1	7,2	2,3	4,7
	Été	14,5	2,0	2,5	13,87
	Automne	26,3	12,9	10,6	1,6

Le volume de ruissellement annuel augmenterait pour tous les horizons du climat futur et pour toutes les centrales hydroélectriques (tableau 4.7). Manic 5 subirait plus de changements que les autres sous-bassins, soit 12,7, 18,0 et 19,5% pour les trois horizons. Manic 2 connaîtrait de faibles augmentations du ruissellement annuel, soit 4,6, 8,5 et 8,6%. Pendant l'hiver, le volume augmenterait considérablement. Manic 5 subirait un volume du ruissellement hivernal plus de 3 fois supérieur à celui de la période de référence. Les autres sous-bassins connaîtraient aussi des augmentations du ruissellement hivernal importantes.

Les pourcentages de variations annuelles du volume de ruissellement ne sont pas aussi élevés que ceux en hiver, puisque les ruissellements hivernaux sont plus faibles que dans les autres saisons. De plus, c'est pendant la saison d'hiver que l'on aurait le plus de changements des précipitations et de la température. La variabilité des changements du volume de ruissellement

est également influencée par les caractéristiques des bassins versants, comme la superficie, l'élévation, etc.

L'été présenterait des diminutions du volume de ruissellement pour les horizons 2010-2039 et 2040-2069, mais il y aurait une augmentation au cours de l'horizon 2070-2099, pour tous les sous-bassins sauf Manic 2. Comme la quantité de précipitation ne changerait pas beaucoup pendant l'été par rapport à la période de référence, et que la température va augmenter ainsi que l'évaporation, les apports estivaux seraient à la baisse. De plus, à cause du devancement de la crue printanière, la courbe de tarissement de la crue printanière, qui est normalement durant l'été, serait aussi devancée. Les autres saisons verraient aussi des augmentations du volume de ruissellement, moins importantes que l'hiver.

Les figures 4.15 et 4.16 montrent la corrélation entre le devancement de la crue de printemps et l'accroissement du volume de ruissellement annuel pour les projections du climat futur. La plupart des projections montrent une tendance à la hausse du volume de ruissellement annuel qui est accompagné d'un devancement de la crue de pointe d'un horizon à un autre. Certaines projections montrent un retardement de la crue printanière, particulièrement pour Manic 5. Par ailleurs, certaines projections présagent de grandes valeurs du devancement pour les sous-bassins de Toulnostouc, Manic 3 et Manic 2. L'incertitude des changements de la température et des précipitations s'est donc étendue au régime hydrologique.



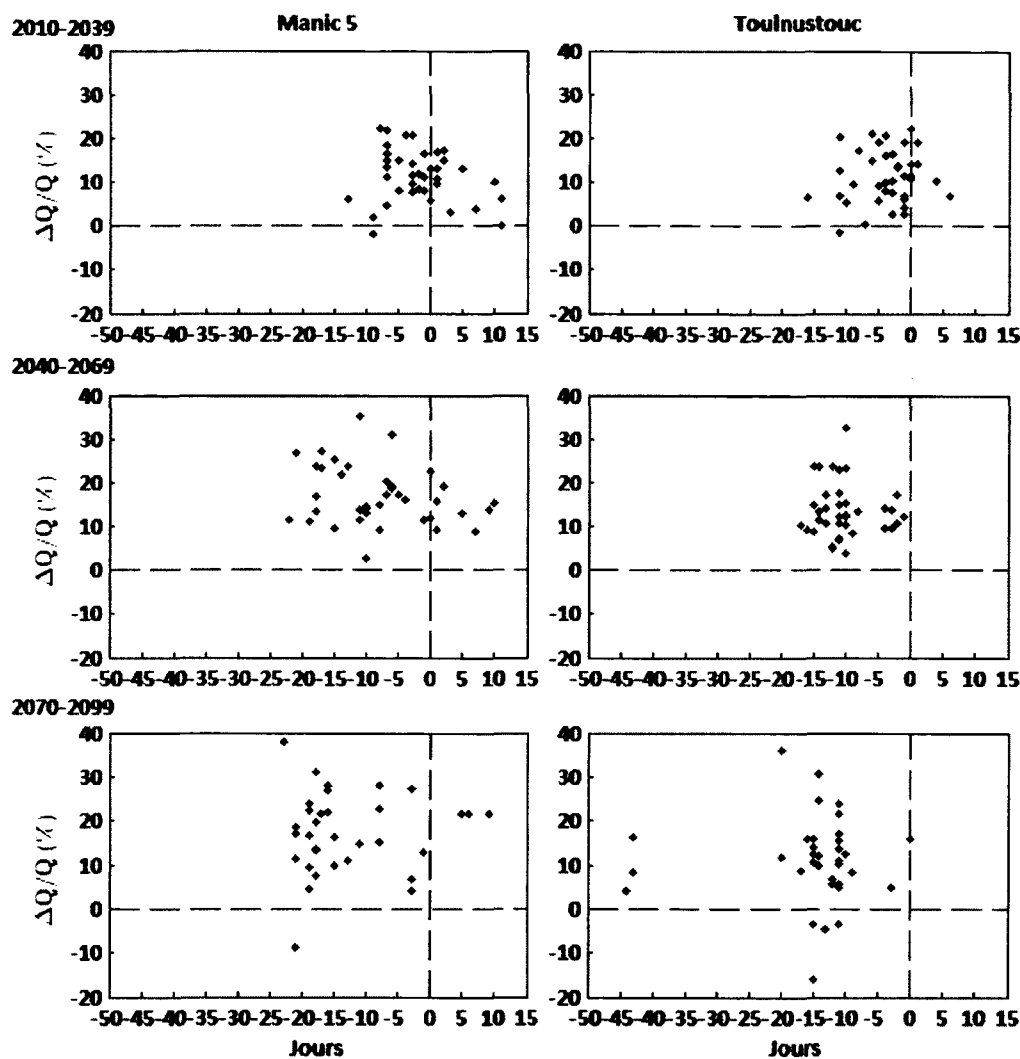


Figure 4.15 Corrélation entre le devancement de la crue printanière (jours) et l'accroissement du volume de ruissellement annuel ( $\Delta Q/Q$ ) pour Manic 5 et Toulnoy

Plus on avance dans le futur, plus les deux phénomènes s'accroissent. De plus, les projections climatiques montrent une importante variabilité pour l'horizon 2070-2099. Les figures 4.15 et 4.16 montrent l'étendue du problème du changement du régime hydrologique dans le climat futur, et par conséquent, de la gestion des ressources en eau. Avec le réchauffement climatique, la crue de printemps sera devancée de quelques jours voire des mois, selon les simulations des MCG, et le débit de pointe deviendra de plus en plus faible pour tous les sous-bassins.

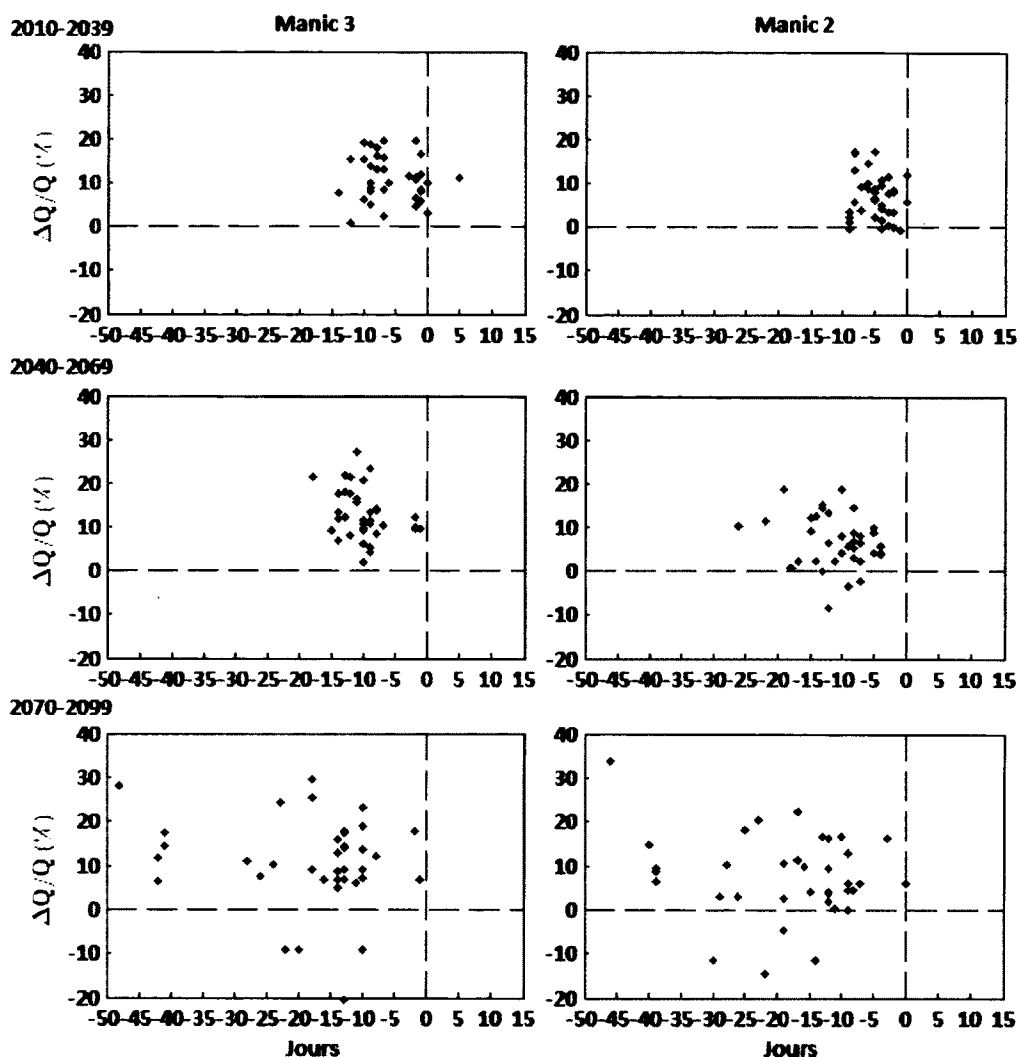


Figure 4.16 Corrélation entre le devancement de la crue printanière (jours) et l'accroissement du volume annuel de ruissellement ( $\Delta Q/Q$ ) pour Manic 3 et Manic 2

#### 4.5.6 Incertitude du changement du régime hydrologique

Le devancement de la crue printanière et l'accroissement du volume annuel d'écoulement de chaque sous-bassin ont été considérés comme des variables aléatoires, afin de développer des densités de probabilité qui décrivent l'ensemble des sources d'incertitude des changements du régime hydrologique dans le climat futur, comme le montrent les figures 4.17 et 4.18. Cet ensemble de sources d'incertitude comprend les structures internes des modèles climatiques, les méthodes de la mise à l'échelle spatiale et temporelle et le modèle hydrologique utilisé.

L'incertitude des modèles hydrologiques dérive de la structure même du modèle et du choix des paramètres [Huanga et Liang, 2006]. La densité de probabilité des changements du régime hydrologique a été calculée par une estimation par noyau (*Kernel density estimation*), qui est une méthode non-paramétrique. La méthode d'estimation par noyau ne fait pas l'hypothèse de la distribution des variables aléatoires comme les méthodes paramétriques.

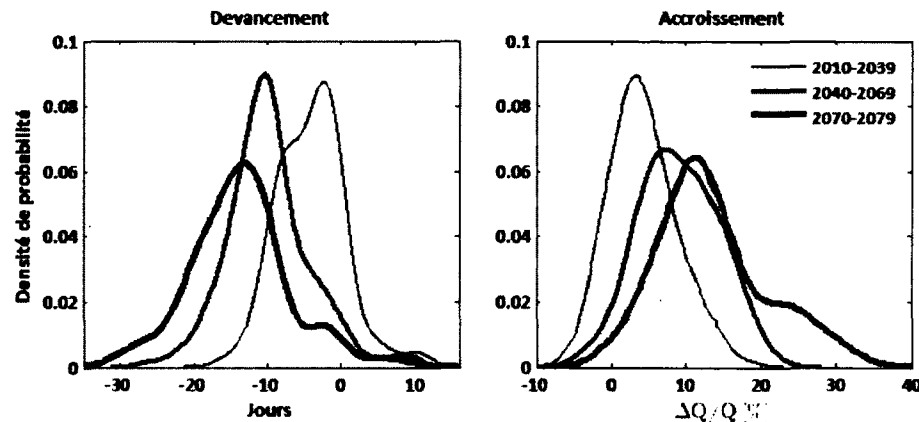


Figure 4.17 Densités de probabilité du devancement de la crue printanière et accroissement du volume annuel d'écoulement

Les densités de probabilité des changements du régime hydrologique s'étalent dans le climat futur (figure 4.17). Cela indique que le degré d'incertitude augmente avec le temps, tant pour le devancement de la crue printanière que pour l'accroissement du volume annuel des écoulements pour le bassin versant. De plus, on observe une plus grande variabilité, c'est-à-dire la variance de la loi de probabilité, pour l'horizon 2070-2099 que pour les autres horizons. L'espérance du devancement de la crue printanière est respectivement de 1, 10 et 13 jours pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. L'espérance de l'augmentation du volume des écoulements annuels du bassin versant serait de 3, 7 et 11% pour les trois horizons du climat futur.

La figure 4.18 illustre les fonctions de répartitions de l'accroissement du volume annuel d'écoulement dans le climat futur du bassin versant. La probabilité d'une augmentation supérieure à 10% du volume annuel d'écoulement pour Manic 5 est respectivement de 18, 53 et 77% pour les trois horizons du climat futur. Pour Tournustouc, la probabilité d'avoir un accroissement supérieur à 10% est de 20, 46 et 69%. Pour les autres sous-bassins les

probabilités correspondantes sont de 8, 42 et 73% pour Manic 3 et de 21, 51 et 71% pour Manic 2 pour les trois horizons du climat futur.

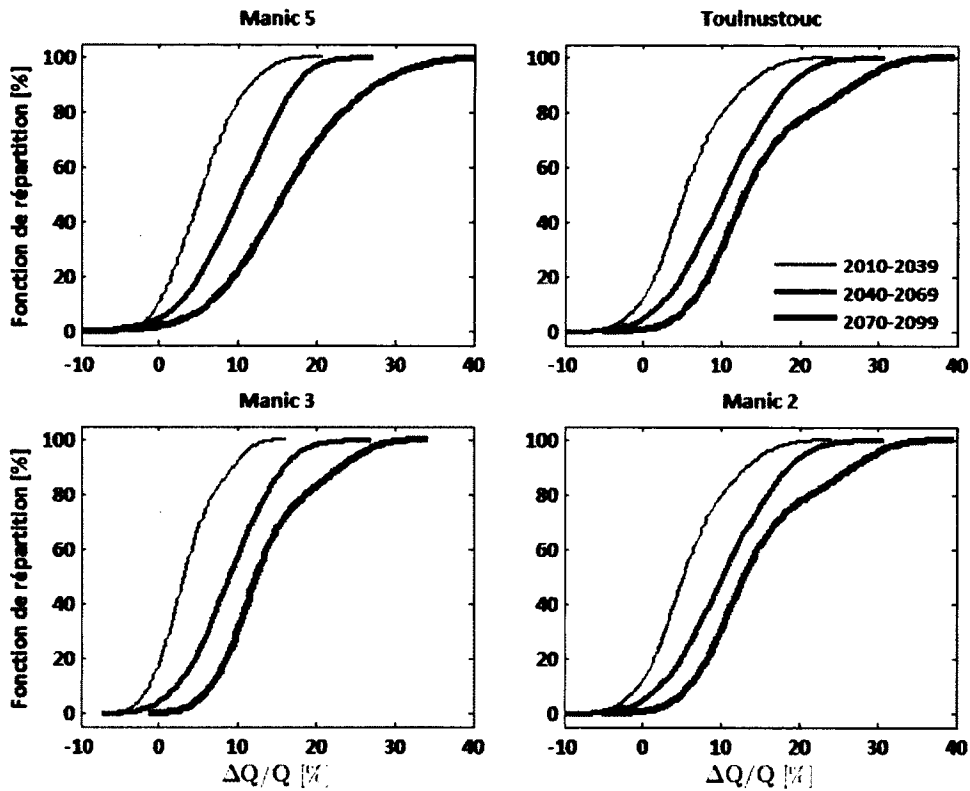


Figure 4.18 Fonctions de répartition de l'accroissement du volume d'écoulement annuel ( $\Delta Q/Q$ ) dans le climat futur

La probabilité d'une augmentation supérieure à 20% du volume d'écoulement annuel est nulle pour l'horizon 2010-2039 et pour chacun des sous-bassins et la probabilité est moins de 5% pour l'horizon 2040-2069. Pour l'horizon 2070-2099, la probabilité d'une augmentation supérieure à 20% est respectivement de 32, 22, 17 et 22% pour Manic 5, Toulnustouc, Manic 3 et Manic 2. Ces probabilités montrent que l'accroissement du volume d'écoulement annuel serait graduel et continu. L'analyse de l'incertitude du changement du régime hydrologique donne une vue d'ensemble sur les risques rattachés aux changements climatiques dans le cas du développement des mesures d'adaptation.

#### **4.5.7 Changements climatiques et manteau neigeux**

Le régime hydrologique du bassin versant de Manicouagan dans le climat actuel est dominé par l'accumulation de neige pendant l'hiver et la fonte des neiges avec des crues à la fin de l'hiver et au début du printemps [Barnett *et al.*, 2005]. Le tiers de la précipitation annuelle tombe sous la forme de neige, qui s'accumule entre le mois d'octobre et de mai. L'analyse de la couverture de neige dans le climat futur pourrait expliquer le changement du régime hydrologique. En effet, pour justifier le changement du régime hydrologique du bassin versant de Manicouagan, l'hypothèse que la variation de l'écoulement de base et l'écoulement de surface pendant hiver pourrait être causée par des précipitations liquides pendant l'hiver et la fonte précoce de la neige a été avancée.

Deux paramètres ont été choisis pour mettre en évidence la couverture de neige dans le climat futur : la valeur maximale annuelle de l'équivalent en eau de la neige (ÉEN) et le nombre de jours entre le début de l'hiver et la date qui correspond à la valeur maximale de l'ÉEN. La quantité d'eau contenue dans la couverture de neige et la persistance de la neige au sol constituent l'information critique sur le volume et le moment d'occurrence des crues printanières. La valeur maximale de l'ÉEN donne l'information sur la quantité d'eau qui serait libérée pendant la période de fonte et elle est parmi les facteurs déterminants du débit de pointe printanier. La date de la valeur maximale de l'ÉEN peut être reliée au début de la période de la fonte de neige. La figure 4.19 illustre le changement de la valeur maximale de l'ÉEN dans le climat futur.

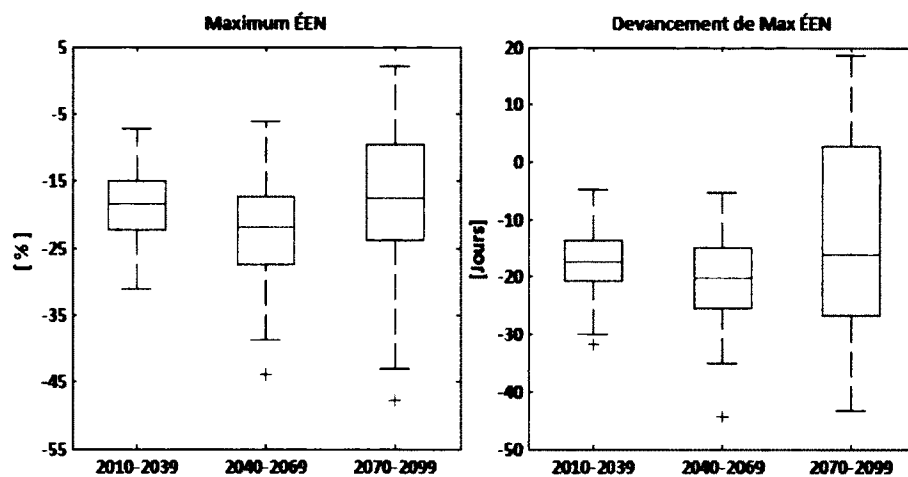


Figure 4.19 Changement de la valeur maximale de l'ÉEN et devancement de la date de la valeur maximale de l'ÉEN dans le climat futur par rapport à la période de référence

La figure 4.19 montre que la couverture de neige va diminuer dans le climat futur par rapport à la période de référence. Pour l'horizon 2010-2039, on aurait en moyenne une diminution de la couverture de neige de 18,7%. Cette diminution serait de 22,3% pour l'horizon 2040-2069. L'horizon 2070-2099 présente une diminution de 16,6% qui est moins importante par rapport aux horizons antérieurs. On observe toutefois une grande variabilité du changement et quelques MCG prédisent même une augmentation. La date de la valeur maximale de la couverture de neige serait devancée en moyenne de 17, 20 et 13 jours respectivement pour les trois horizons du climat futur. Comme dans le cas de la couverture de neige, l'horizon 2070-2099 montre une grande variabilité même si normalement la période d'enneigement varie chaque année dans le climat actuel.

Comme la quantité de précipitation va augmenter dans le climat futur, spécialement pendant l'hiver (voir chapitre 3), la diminution de la couverture de neige ne peut être expliquée que par le fait qu'il y aurait des précipitations liquides pendant l'hiver et par la fonte précoce de la neige lors de redoux hivernaux. La chute de pluie pendant l'hiver explique aussi la différence entre le devancement de la date de la valeur maximale de l'ÉEN et le devancement des crues printanières (voir la section 4.6.5). Certaines projections indiquent que la valeur maximale de l'ÉEN serait plus grande et que sa date serait retardée, surtout pour l'horizon 2070-2099. Ces cas correspondent aux MCG qui prédisent un changement modeste de la température et un

important changement des précipitations. Ceci démontre l'incertitude des projections des MCG et des scénarios des GES.

## **4.6 Conclusion**

Le réchauffement climatique entraînerait des changements du régime hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan. L'analyse des projections climatiques d'un ensemble des modèles climatiques a montré qu'il y aurait une augmentation de la température moyenne et des précipitations dans le climat futur. Les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique seraient le devancement et l'atténuation des crues printanières et l'augmentation du volume annuel des écoulements. Pendant l'hiver, les débits vont augmenter avec une partie des précipitations hivernales qui tomberaient sous forme liquide au lieu de la neige et à cause des redoux hivernaux. Au printemps, les débits vont diminuer parce que la fonte précoce de la neige entraînerait une diminution du manteau neigeux en hiver. La production hydroélectrique potentielle des installations du système hydrique de la rivière Manicouagan est susceptible d'augmenter suite à ces changements.





# **CHAPITRE 5 GESTION DES RESSOURCES HYDRIQUES ET CHANGEMENTS CLIMATIQUES**

## **5.1 Introduction**

La gestion des systèmes hydriques implique le développement, la conservation, le contrôle, la régulation, la protection, la répartition et l'utilisation efficace de l'eau des rivières, des lacs et des réservoirs et de l'eau souterraine. Comme les ressources en eau ne sont pas toujours suffisantes pour satisfaire les besoins de tous les utilisateurs et qu'elles sont soumises aux variations saisonnières, certaines mesures sont nécessaires pour satisfaire équitablement à la demande. C'est pour cela que la gestion des ressources en eau intervient pour apporter des solutions, qu'elles soient physiques ou non-physiques.

La gestion des ressources hydriques d'un bassin hydrographique intègre des systèmes naturels comme des rivières, des lacs et des aquifères, et des systèmes artificiels tels que des réservoirs, des barrages, des puits et autres infrastructures hydrauliques. Les infrastructures sont nécessaires pour contrôler la fluctuation des écoulements des rivières. Un système hydrique typique consiste d'un ou plusieurs réservoirs qui servent pour un ou plusieurs objectifs ou projets. Les systèmes hydriques sont nécessaires pour utiliser les ressources en eau d'un bassin hydrographique, qui sont extrêmement variables, à des fins bénéfiques telles que l'approvisionnement en eau potable, l'irrigation, la production d'hydroélectricité ou la navigation.

Pour les solutions non-physiques, la gestion de systèmes des ressources hydriques consiste à déterminer des règles d'opération de ces systèmes, pour mieux gérer et allouer l'eau aux bénéficiaires d'une façon efficace et équitable. Les variations spatiales et géographiques, le développement économique et le climat sont importants dans le développement des ressources en eau et pour leur gestion. La gestion d'un système de plusieurs réservoirs depuis la planification jusqu'à l'exploitation est très laborieuse et le problème comprend plusieurs

variables, telles que les apports, les déversements, les stockages et nécessite un plan de gestion bien élaboré.

## 5.2 Modèle de gestion des ressources hydriques

L'objectif du modèle de gestion des ressources hydriques de la rivière Manicouagan est de trouver des règles de gestion hebdomadaire du système qui maximisent la production d'hydroélectricité dans les conditions du climat futur pour les installations existantes. Les projections des apports du climat futur représentent l'incertitude reliée à la variabilité saisonnière d'apports ou les effets à long terme des changements climatiques sur le régime hydrologique. Un modèle d'optimisation pour une centrale hydroélectrique avec un réservoir peut être formulé comme le problème de programmation stochastique non-linéaire suivant:

$$\max E \left[ \sum_{t=1}^T B_t(S_t, Q_t, R_t) \right] + B_{T+1}(S_{T+1}) \quad (5.1)$$

Où

$E []$	Espérance de bénéfices
$R_t$	Variable de décision, ou le soutirage dans le réservoir au cours de la période t
T	Longueur de l'horizon temporel
$S_t$	Variable d'état, soit le stockage au début de la période t
$Q_t$	Apport au réservoir pendant la période t
$B_t$	Bénéfice immédiat
$B_{T+1}(S_{T+1})$	Valeur terminale, qui représenté le bénéfice futur estimé au-delà de l'horizon de temps T

La programmation linéaire peut être utilisée pour résoudre ce problème d'optimisation. Mais dans le cas de la production hydroélectrique où la fonction objective n'est pas linéaire, la programmation dynamique pourrait être utilisée pour la mise en œuvre de l'équation 5.1.

### 5.2.1 Programmation dynamique

La programmation dynamique ou *dynamic programming* (PD) est une méthode d'optimisation utilisée pour résoudre des processus de décision à plusieurs étapes. Pour une série  $\{Q_t, Q_{t+1}, \dots, Q_T\}$  d'apports à un réservoir pendant l'horizon de temps opérationnel, le problème de programmation dynamique déterministe pour chaque période est défini par la relation récursive suivante :

$$f_t(S_t) = \max_{R_t} [B_t(S_t, Q_t, R_t) + f_{t+1}(S_{t+1})] \quad (5.2)$$

$$\forall S_t \text{ et } t \in \{1, \dots, T\}$$

$$S_{t+1} = S_t + Q_t - R_t \quad (5.3)$$

Où

$R_t$	Soutirage au cours de la période t
$S_t$	Stockage dans le réservoir au début de la période t
$Q_t$	Apport au réservoir pendant la période t
$B_t(S_t, Q_t, R_t)$	Bénéfice immédiat
$f_{t+1}(S_{t+1})$	Fonction de bénéfice de la prochaine période t+1

L'équation 5.3 est la contrainte opérationnelle du réservoir. Les calculs récursifs sont initialisés par  $f_{T+1}(S_{T+1}) = B_{T+1}(S_{T+1})$ . Les valeurs de  $f_t(S_t)$  sont ensuite calculées pour chaque période à partir de T-1 jusqu'à 1.

### 5.2.2 Programmation dynamique stochastique

La programmation dynamique dite déterministe utilise une séquence spécifique d'apports, qu'ils soient historiques ou synthétiquement générés, dans la détermination de règles de gestion optimale. La programmation dynamique stochastique ou la *stochastic dynamic programming* (SDP) utilise une description statistique d'apports et elle tient compte explicitement de l'incertitude d'apports dans sa fonction récursive. La SDP résout un problème d'optimisation par discrétisation de variables stochastiques d'apports futurs, ainsi que de variables d'état (les stockages), à fin de déterminer un ensemble de règles d'opération optimale

pour chaque état d'un système hydrique [Karamouz et Houck, 1987]. Les règles de gestion optimale sont testées avec des modèles de simulation [Tejada-Guibert *et al.*, 1995].

Le problème de programmation dynamique stochastique pour une période  $t$  est défini par la relation réursive suivante :

$$f_t(S_t) = \max_{R_t, Q_t} E[B_t(S_t, Q_t, R_t) + f_{t+1}(S_{t+1})] \quad (5.4)$$

$\forall S_t, \text{ et } t \in \{1, \dots, T\}$

$$R_t = \max \left\{ \min[R_t^*, S_t + Q_t], S_t + Q_t - S_{\max} \right\} \quad (5.5)$$

Où

$E[\ ]$	Espérance
$R_t$	Soutirage pendant la période $t$
$R_t^*$	Soutirage optimal c.-à-d. qui maximise les bénéfices pendant la période $t$
$S_{\max}$	Capacité du réservoir

La procédure de PD trouve une décision optimale à chaque étape pour tous les états possibles. L'équation 5.5 est la contrainte opérationnelle pour la capacité du réservoir et pour le soutirage.

Si on tient compte d'une forte corrélation qui existe entre les apports des périodes consécutives, l'apport au réservoir pour la période actuelle peut être considéré comme étant cette variable hydrologique qui représente l'état hydrologique du système [Faber et Stedinger, 2001]. Alors le problème de SDP devient

$$f_t(S_t, Q_{t-1}) = \max_{R_t} \left\{ E_{Q_t | Q_{t-1}} [B_t(S_t, Q_t, R_t) + f_{t+1}(S_{t+1}, Q_t)] \right\} \quad (5.6)$$

Où

$E_{Q_t   Q_{t-1}}$	Espérance de bénéfices futurs, qui sont calculés avec la probabilité des apports $Q_{t+1}$ pendant la période $t+1$ étant donné les apports $Q_t$ à la période $t$ , c.-à-d. $p[Q_t   Q_{t-1}]$ .
---------------------	---

### 5.2.3 Programmation dynamique stochastique avec scénarios

La SDP est souvent considérée comme un processus de décision de Markov, sa formulation suppose que les apports non-contrôlés sont temporellement corrélés. Ainsi, sans présomption de la prévision des apports futurs, ce sont seulement les distributions de probabilités des apports qui sont utilisées pour établir les politiques optimales, [Labadie, 2004] et pour chaque état de stockage du réservoir possible, on obtient une politique de soutirage correspondante.

Une des variations de la SDP est la programmation dynamique stochastique avec scénarios ou le *Sampling Stochastic Dynamic Programming* (SSDP) [Kelman *et al.*, 1990], qui, au lieu de considérer les apports d'une façon probabiliste et explicite, utilise plusieurs hydrogrammes ou scénarios pour représenter l'incertitude des apports [Faber et Stedinger, 2001]. En outre, la transition dans l'équation de Bellman n'est pas entre les représentations distinctes des conditions des apports, mais entre les scénarios hydrologiques distincts [Vicuna *et al.*, 2008].

La formulation d'un problème de SSDP est définie par les équations :

$$\arg \max_{R_t} \left\{ B_t(S_t, Q_t(i), R_t) + E_{ji} [f_{t+1}(S_{t+1}, j)] \right\} \quad (5.7)$$

$$f_t(S_t, i) = B_t(S_t, Q_t(i), R_t) + f_{t+1}(S_{t+1}, j) \quad (5.8)$$

Avec

$E_{ji}$	Espérance du scénario j à la prochaine étape t+1, étant donné que l'on suit le scénario i à l'étape t,
$Q_t(i)$	Apport pendant l'étape t pour le scénario i;
i	Scénario i des apports à l'étape t,
j	Scénario j des apports à l'étape t+1

Si on a une idée des apports futurs, comme dans le cas de prévisions des apports [Kelman *et al.*, 1990] ou des scénarios des apports, et en sachant l'apport actuel, le soutirage optimal  $R_t^*$  pour la période actuelle t peut être obtenu par la relation

$$R_t^* = \arg \max_{R_t} \left\{ B_t(S_t, Q_t(i), R_t) + E_{i|Q_t, H} [f_{t+1}(S_{t+1}, j)] \right\} \quad (5.9)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}$$

Avec

$E_{i|Q_t, H}$  Espérance de la prochaine période t+1 avec un scénario i étant donné l'apport actuel  $Q_t$  et la prévision des apports H pour la prochaine étape.

Les équations 5.7 et 5.8 sont utilisées pour calculer les valeurs des bénéfices futurs et l'équation 5.9 sert à déterminer la décision actuelle pour chaque étape. Le plus important de la méthode de SSDP est de trouver des probabilités de transition pour les équations 5.7 et 5.9, c'est-à-dire de répondre à la question : "Comment se déplacer d'un scénario i à l'étape t au scénario j à l'étape t+1 étant donné l'état actuel du système et les prévisions d'apports?,".

Kelman *et al.* [1990] ont proposé une technique qui applique le théorème de Bayes afin de déterminer les probabilités de transition pour la méthode de SSDP. L'objectif de cette technique est de trouver la probabilité d'apport futur après l'étape t étant donné les prévisions :

$$P[Y_{t+1}(j) | QF_t] = \frac{P[QF_t | Y_{t+1}(j)]P[j]}{\sum_{i=1}^m P[QF_t | Y_{t+1}(i)]P[i]} \quad (5.10)$$

Avec

$QF_t$  Prévision du volume des apports à la prochaine étape t,  
 $Y_{t+1}(j)$  Volume des apports de l'étape t+1 jusqu' à l'étape T,  
 $P[j]$  Probabilité de chaque scénario.

Les probabilités *a priori*  $P[j]$  des scénarios d'apports sont égales au cas où il n'y a pas assez d'information sur les prévisions. Faber *et al.* [2001] ont démontré que les *probabilités a posteriori*  $P[QF_t | Y_{t+1}(j)]P[j]$  peuvent être estimées par une régression réalisée à partir des historiques de prévision. La distribution conditionnelle  $QF_t$  ainsi obtenue est une distribution normale qui a comme moyenne  $qf_t(Y_{t+1})$  la prédiction de la régression, et comme écart type,  $\sigma_e$ , l'erreur de la régression.

$$P[QF_t | Y_{t+1}(j)] \sim N(qf_t | Y_{t+1}(j), \sigma_e) \quad (5.11)$$

La prévision du volume des apports d'un scénario,  $Y_{t+1}$ , est considérée comme étant une variable hydrologique du bassin versant, qui fournit de l'information sur la capacité du bassin versant de générer des apports pendant la prochaine étape. Côté et al. [2011] ont proposé une variable hydrologique pour les bassins versants dominés par la neige. Cette variable est une combinaison linéaire de l'humidité du sol et de la couverture de neige exprimée par son équivalent en eau de la neige (ÉEN). La neige fournit de l'information sur le volume de la crue printanière et l'ÉEN est un bon indicateur du volume de l'écoulement. Quant à l'humidité du sol, elle fournit de l'information sur les événements pluvieux passés et sur le ruissellement. Par exemple, si en été le sol est saturé, cela signifie que la hauteur d'un événement pluvieux passé était probablement élevée, ce qui faciliterait le ruissellement au prochain événement pluvieux. Les coefficients de ces variables varient selon la saison. L'ÉEN et l'humidité du sol sont des moyennes pondérées sur tout le bassin versant.

Pendant l'hiver, l'ÉEN a un poids égal à 1, c'est-à-dire que la prévision du volume d'apports dépend seulement de la couverture de neige. Pendant l'été, c'est l'humidité du sol qui a un poids qui est égal à 1, car il n'y a pas de neige sur le sol. Pour les autres saisons, ces deux variables varient selon la dominance des processus hydrologiques soit l'infiltration et la fonte de neige, et une transition est assurée pour passer d'un extrême à l'autre. Comme l'humidité du sol et l'équivalent en eau de la neige (ÉEN) ne peuvent pas être mesurés facilement, un modèle hydrologique pourrait être utilisé pour simuler ces variables. Côté et al. [2011] ont utilisé le volume cumulé des apports pour  $QF$ , plutôt que les apports d'une période spécifique.

Le tableau 5.1 résume les procédures de la modélisation avec la programmation dynamique stochastique avec scénarios: un modèle d'optimisation pour déterminer les règles de gestion optimale et un modèle de simulation, pour simuler la gestion selon les conditions de stock initial et d'apports.

#### **5.2.4 Courbes de production des centrales hydroélectriques**

Une courbe de production d'un groupe turbine-alternateur utilisée dans un modèle d'optimisation est une courbe qui caractérise la relation entre le débit de soutirage ( $Q$ ) de la turbine et l'énergie générée par l'alternateur ( $P$ ), associée à une hauteur de chute du réservoir

d'une centrale hydroélectrique. La courbe de production est caractérisée par le débit maximal de la turbine ( $Q_{\max}$ ) la production maximale ( $P_{\max}$ ) de l'alternateur et le débit optimal ( $Q_{\text{opt}}$ ) qui correspond à la production maximale (figure 5.1).

Pour une centrale de plusieurs unités de groupes turbines-alternateurs, une courbe de production d'un est une relation non-linéaire concave, représentée par la production de l'ensemble de toutes les unités pour une production optimale de la centrale (figure 5.2). Cette relation peut être représentée par une famille de courbes non-linéaires concaves, qui sont également connues sous la forme de courbes de performance des unités, chacune pour une valeur spécifique de hauteur de chute (figure 5.3).

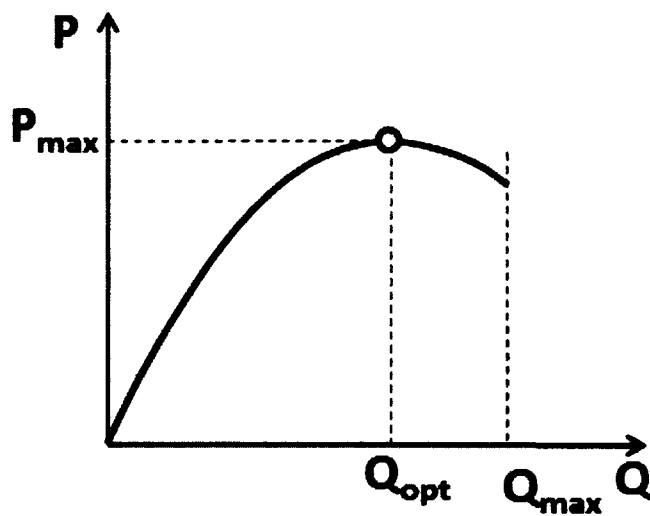


Figure 5.1 Courbe de production d'un groupe turbine-alternateur



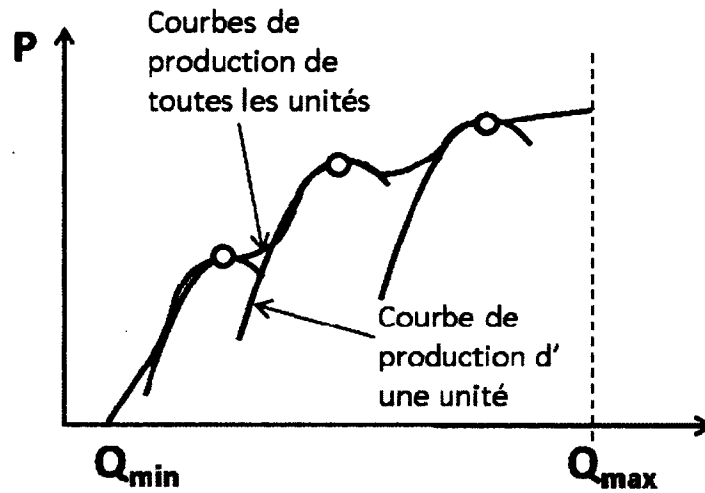


Figure 5.2 Courbe de production de trois unités de groupe turbine-alternateur

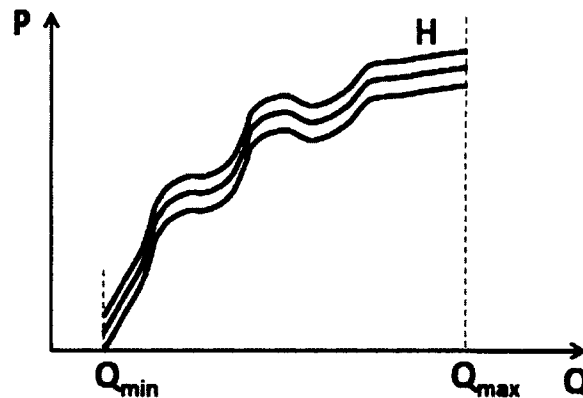


Figure 5.3 Famille de courbes de production pour différentes hauteurs de chute

L'effet de la variation de la hauteur de chute est négligé dans la plupart des cas pour éviter la non-linéarité [Conejo *et al.*, 2002], ce qui permet de représenter la famille de courbes par une seule courbe, avec une hauteur de chute de référence (figure 5.4). On a donc, une courbe qui caractérise une relation entre le débit de soutirage ( $Q_{\text{réf}}$ ) de la turbine et l'énergie générée par l'alternateur ( $P_{\text{réf}}$ ), associée à une hauteur de chute de référence du réservoir. Cette courbe de production peut être remplacée soit par une approximation linéaire par morceaux concave ou par un modèle des meilleurs points d'efficacité locale. Toutefois, les deux approximations peuvent conduire à des inexactitudes. Cependant, traiter explicitement de la non-concavité

dans une optimisation non linéaire peut conduire à de multiples optima locaux et à des résultats erronés.

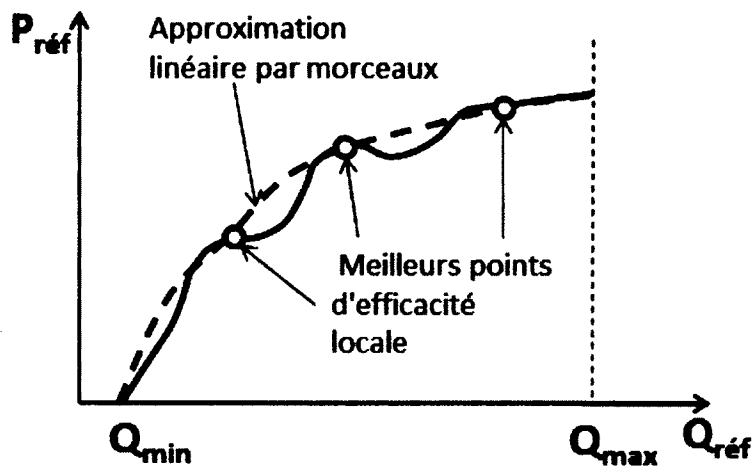


Figure 5.4 Approximation de la courbe de production de trois unités turbines-alternateurs

Tableau 5.1 Modèle optimisation-simulation de la programmation dynamique stochastique avec scénarios

Étape	Pas de temps	Procédure	Commentaires
<b>1er Étape</b>		<b>Probabilités de transition</b>	
		$P[QF_t   Y_{t+1}(j)] \sim N(qf_t   Y_{t+1}(j), \sigma_e)$	Probabilités <i>a posteriori</i> , la loi de probabilité
		$P[Y_{t+1}(j)   QF_t] = \frac{P[QF_t   Y_{t+1}(j)]P[j]}{\sum_{i=1}^m P[QF_t   Y_{t+1}(i)]P[i]}$	Les probabilités de transition entre les scénarios d'apports avec la variable hydrologique et les apports cumulés
<b>2<sup>e</sup> Étape</b>		<b>Modèle d'optimisation</b>	
	$t = T, \dots, 1$	$\arg \max_{R_t} \left\{ B_t(S_t, Q_t(i), R_t) + E_{i Q_t, H} [f_{t+1}(S_{t+1}, j)] \right\}$ $f_t(S_t, i) = B_t(S_t, Q_t(i), R_t) + f_{t+1}(S_{t+1}, j)$	Modèle d'optimisation avec une méthode de programmation dynamique à rebours
<b>3<sup>e</sup> Étape</b>		<b>Modèle de Simulation</b>	
	$t = 1, \dots, T$	$\arg \max_{R_t} \left\{ E_{i Q_t, H} [B_t(S_t, Q_t(i), R_t) + f_{t+1}(S_{t+1}, j)] \right\}$ $f_t(S_t, i) = B_t(S_t, Q_t(i), R_t) + f_{t+1}(S_{t+1}, j)$	Modèle de simulation avec une méthode de programmation dynamique avant

## 5.3 Résultats et discussion

### 5.3.1 La mise en œuvre du modèle d'optimisation

Les opérations du système hydrique de la rivière Manicouagan ont été optimisées avec le modèle SSDP [Côté *et al.*, 2011] à deux réservoirs à un pas de temps hebdomadaire. Le système hydrique de la rivière Manicouagan consiste de deux réservoirs en parallèle : Manic 5 et Toulnostouc et trois centrales au fil de l'eau : centrales Manic 3, Manic 2 et Manic 1, dont les apports dépendent des soutirages et des déversements d'ouvrages qui se trouvent en amont, en plus des apports locaux ou apports non contrôlés. La capacité totale installée du système est de 6202 MW. La figure 2.3 montre la configuration du système hydrique de la rivière Manicouagan.

Les données d'entrée du modèle SSDP sont divisées en trois groupes : le premier groupe consiste en des données globales du problème à résoudre ainsi que la configuration du système hydrique; le deuxième groupe comprend les caractéristiques de chaque centrale hydroélectrique ; le dernier groupe contient des séries d'apports hebdomadaires pour chaque centrale hydroélectrique et la variable d'état hydrologique. Cette variable hydrologique est une combinaison linéaire de l'équivalent en eau de la neige et de l'humidité du sol pour chaque semaine.

L'objectif du problème d'optimisation du modèle SSDP est de trouver des règles de gestion hebdomadaires du système hydrique de la rivière Manicouagan qui maximisent la production d'hydroélectricité. Les règles de gestion comprennent les valeurs de stockage hebdomadaires, des soutirages et des déversements hebdomadaires qui satisfont les contraintes imposées et des apports spécifiés. Dans le cadre des changements climatiques, des séries d'apports générés à partir des projections climatiques ont été utilisées pour trouver des règles de gestion associées à chaque projection climatique et établir l'impact des changements climatiques sur les règles de gestion du système des ressources en eau.

Les projections climatiques ont été utilisées pour déterminer les règles de gestion du système hydrique de la rivière Manicouagan en climat futur avec le modèle SSDP. Chaque projection

---

climatique a ses propres scénarios d'apports et ses propres règles de gestion. Pour déterminer l'impact des changements climatiques sur les installations du système hydrique, les règles de gestion des projections climatiques ont été comparées aux règles de gestion du climat de la période de référence. Les moyennes de soutirages des centrales hydroélectriques et de production d'hydroélectricité ont été calculées avec l'hypothèse de l'équiprobabilité des projections climatiques.

L'approche d'horizon roulant est l'une de méthodes possibles pour la mise en œuvre de l'algorithme. Minville *et al.* [2009] ont utilisé une gestion adaptative pour le système hydrique de la rivière Péribonka (Québec, Canada), avec un horizon roulant de 30 ans. À l'aide d'un horizon roulant, les règles de gestion de chaque année sont adaptées en tenant en considération les régimes hydrologiques de 30 années précédentes, avec l'hypothèse d'un climat stationnaire tout au long de l'horizon. Cette approche imite l'opération des systèmes hydriques, selon laquelle l'historique du régime hydrologique et les prévisions dans un futur proche sont utilisés pour prendre des décisions sur les opérations actuelles du système.

Au fur et à mesure que les années passent, l'incertitude sur les prévisions du régime hydrologique diminue, parce que la qualité des prévisions ira en s'améliorant. Toutefois, dans le cas du changement climatique, les projections climatiques sont disponibles, cependant leur amélioration n'est pas simple, car elle est reliée à de nombreux facteurs qu'il est impossible de prévoir, tels que la disponibilité des données des modèles climatiques, la structure interne de ces modèles [Tebaldi et Knutti, 2007] et les hypothèses des scénarios d'émission de GES.

Une autre approche pour la mise en œuvre l'algorithme et qui a été utilisée dans cette recherche, soit d'inclure l'incertitude d'une longue période du climat futur dans le problème d'optimisation. Cette méthode capitalise sur la connaissance anticipée du climat futur, plutôt que sur le passé récent. Les projections climatiques ont été utilisées pour former des scénarios d'apports. Le nombre des scénarios d'apports est égal au nombre d'années des projections climatiques. L'avantage de cette méthode est que l'incertitude des apports saisonniers couvre une large gamme d'incertitude plutôt qu'une partie de cette gamme (par exemple 30 ans). En outre, il n'y a pas d'hypothèse de stationnarité du climat futur comme c'est le cas avec

l'approche de l'horizon roulant, parce que la non-stationnarité sur le climat est représentée implicitement par un nombre important de scénarios d'apports saisonniers.

### **5.3.2 Règles de gestion pour les projections climatiques**

Comme discuté dans le précédent chapitre, le changement climatique aurait trois principaux impacts sur le régime hydrologique de la rivière Manicouagan : l'atténuation du débit de pointe printanier, le devancement de la crue printanière et l'accroissement du volume des écoulements hivernaux et annuels. Ces événements entraîneraient une modification des règles de gestion du système hydrique, notamment pour les périodes de remplissage des réservoirs et d'évacuation. Le niveau d'eau le plus bas des réservoirs à fin de l'hiver serait plus élevé dans le climat futur par rapport à la période de référence. La raison est qu'avec une augmentation des apports en hiver et un faible débit de pointe au printemps, le volume nécessaire pour contenir la crue printanière serait moins important dans le climat futur.

Les figures 5.5 à 5.9 montrent les règles de gestion hebdomadaires pour les cinq centrales hydroélectriques pour les trois horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 du climat futur. Ces figures illustrent la plage d'incertitude des projections climatiques (à gauche) ainsi que les moyennes arithmétiques pour toutes les projections climatiques (à droite). Ainsi, on peut observer les incertitudes liées aux résultats des MCG et des GES. Les figures 5.5 et 5.6 illustrent les règles de gestion hebdomadaires pour les centrales à réservoir Manic 5 et Toulnostouc.

Les règles optimales de gestion hebdomadaires pour les installations existantes de la période de référence (1970-1999), ont été produites afin de les comparer avec celles du même système hydrique soumis aux régimes hydrologiques du climat futur. Les critères de comparaison sont les apports non contrôlés et/ou cumulés aux centrales hydroélectriques, le niveau d'eau dans les réservoirs et la quantité d'eau soutirée pour toutes les projections du climat futur ainsi que les valeurs moyennes pour chaque centrale hydroélectrique. Les apports cumulés sont les apports locaux ou non contrôlés, les soutirages et les déversements de la centrale qui est directement en amont.

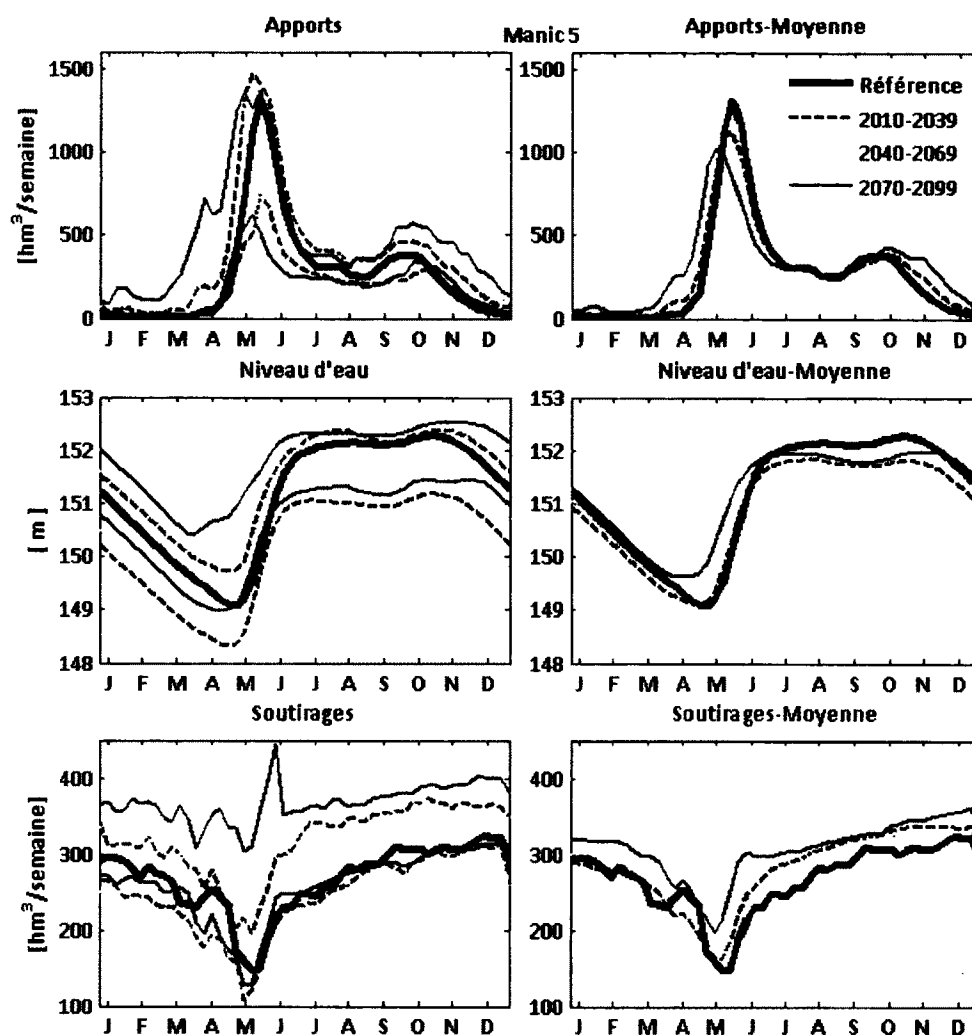


Figure 5.5 Règles de gestion hebdomadaires pour les projections climatiques pour Manic 5 pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099

Les résultats du modèle d'optimisation SSDP montrent que dans le climat futur, les apports locaux ou apports non contrôlés vont augmenter d'un horizon à l'autre pendant l'hiver et au début printemps pour toutes les centrales hydroélectriques. Le changement du régime hydrologique entraînerait des changements de la période de remplissage des réservoirs comme la montrent les figures 5.5 et 5.6. Les règles de gestion du système sont adaptées à ces changements par la variation du niveau d'eau dans les réservoirs et du volume de soutirage pour toutes les centrales hydroélectriques.

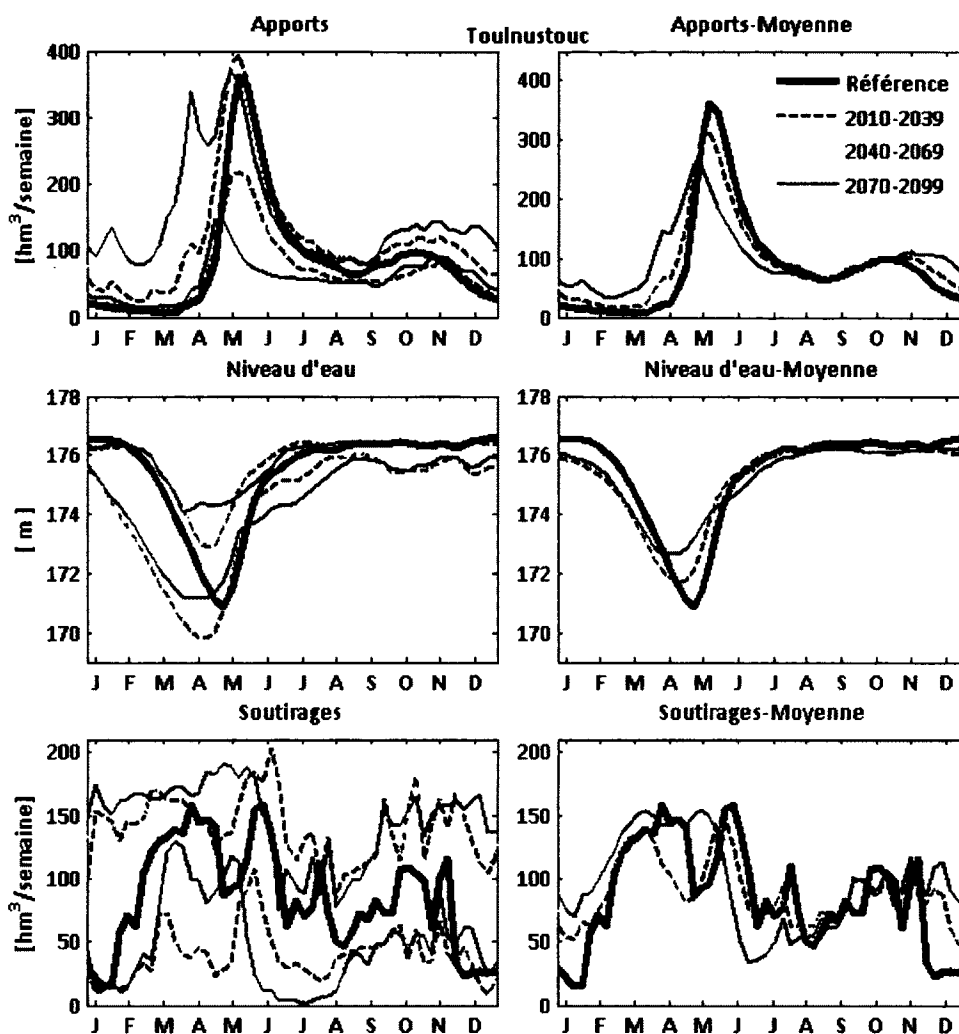


Figure 5.6 Règles de gestion hebdomadaires pour les projections climatiques pour Toulnostouc pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099

En général, avec plus d'apports pendant l'hiver, moins d'apports en été et de faibles crues printanières, il y aurait un décalage temporel entre les règles de gestion du climat de la période de référence et celles du climat futur. En moyenne, le niveau d'eau du réservoir de Manic 5 est maintenu plus bas en hiver pour les horizons 2010-2039 et 2040-2069, mais la moyenne du niveau d'eau devient plus élevée par rapport à la période de référence pour l'horizon 2070-2099. La figure 5.5 montre que le niveau d'eau suit l'évolution des apports et qu'une faible crue printanière entraîne un rehaussement du niveau annuel du réservoir le plus bas.



Pendant l'hiver, le niveau d'eau du réservoir de Toulnostouc dans le climat futur reste plus bas par rapport à celui de la période de référence (figure 5.6). À la fin de l'hiver et au printemps, le niveau d'eau de tous les réservoirs est plus élevé, à cause des redoux hivernaux, et d'une faible crue printanière du climat futur et le devancement de la crue. Dans le climat de référence, pour une question de sécurité des ouvrages hydrauliques (contraintes fonctionnelles des réservoirs), le niveau d'eau des réservoirs est abaissé afin de procurer un espace pour emmagasiner la crue printanière.

Comme cette crue deviendrait de plus en plus faible dans le climat futur, l'espace réservé à cette crue deviendrait aussi de moins en moins important. Le niveau d'eau dans tous les réservoirs diminuerait pendant l'été, ce qui affecterait les soutirages aussi bien que la production d'hydroélectricité. Toutefois, le niveau d'eau va s'amplifier progressivement dans le climat futur, pour l'horizon 2070-2099, où on retrouve des niveaux plus élevés par rapport aux deux autres horizons.

Le tableau 5.2 présente la plage d'incertitude du stockage et du niveau d'eau des réservoirs de Manic 5 et de Toulnostouc, à la fin du mois de septembre dans le climat futur. La fin du mois de septembre correspond au début de l'année hydrologique. En moyenne, le niveau d'eau dans le réservoir de Manic 5 à la fin du mois de septembre, pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 serait respectivement de 44, 42 et 37 cm en dessous du niveau d'eau à la fin du mois de septembre selon les règles de gestion optimales de la période de référence. Pour le réservoir de Toulnostouc, le niveau d'eau pour les trois horizons climatiques serait à peu près 26 cm plus bas.

Tableau 5.2 Stockage et niveau d'eau dans les réservoirs à la fin du mois de septembre dans le climat futur

	Stockage (hm <sup>3</sup> )		Hauteur de chute (m)	
	Manic 5	Toulnostouc	Manic 5	Toulnostouc
<b>1970-1999</b>				
	32 305	2 369	152,16	176,39
<b>2010-2039</b>				
<b>Moyenne</b>	31 476	2 305	151,72	176,13
<b>Minimum</b>	30 159	2 118	151,02	175,38
<b>Maximum</b>	32 414	2 374	152,22	176,41
<b>2040-2069</b>				
<b>Moyenne</b>	31 511	2 304	151,74	176,13
<b>Minimum</b>	30 368	2 343	151,13	175,44
<b>Maximum</b>	32 688	2 369	152,36	176,39
<b>2070-2099</b>				
<b>Moyenne</b>	31 614	2 301	151,79	176,12
<b>Minimum</b>	30 654	2 146	151,29	175,49
<b>Maximum</b>	32 652	2 378	152,34	176,46

La plage d'incertitude du niveau d'eau du réservoir de Manic 5 à la fin du mois de septembre serait respectivement de 120, 123 et 105 cm pour les trois horizons. Celle du réservoir de Toulnostouc est de 103, 95, 97 cm pour les mêmes périodes. La plage d'incertitude semble diminuer au mois de septembre, qui est la transition entre la saison d'été et celle d'automne. Puisque les apports vont diminuer en été pour l'horizon 2010-2039 et puis augmenter pour les autres horizons, on aurait une augmentation des apports pour l'automne (voir figure 5.7).

Cependant, d'une part, le niveau d'eau le plus bas des réservoirs au printemps va s'accroître, et d'autre part, le niveau d'eau le plus haut en automne va diminuer pour les trois horizons climatiques. La raison de cet abaissement est liée à la diminution du volume du débit de la crue printanière. Les figures 5.7, 5.8 et 5.9 illustrent respectivement les règles de gestion hebdomadaires pour les centrales au fil de l'eau Manic 3, Manic 2 et Manic 1 pour les trois horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 du climat futur

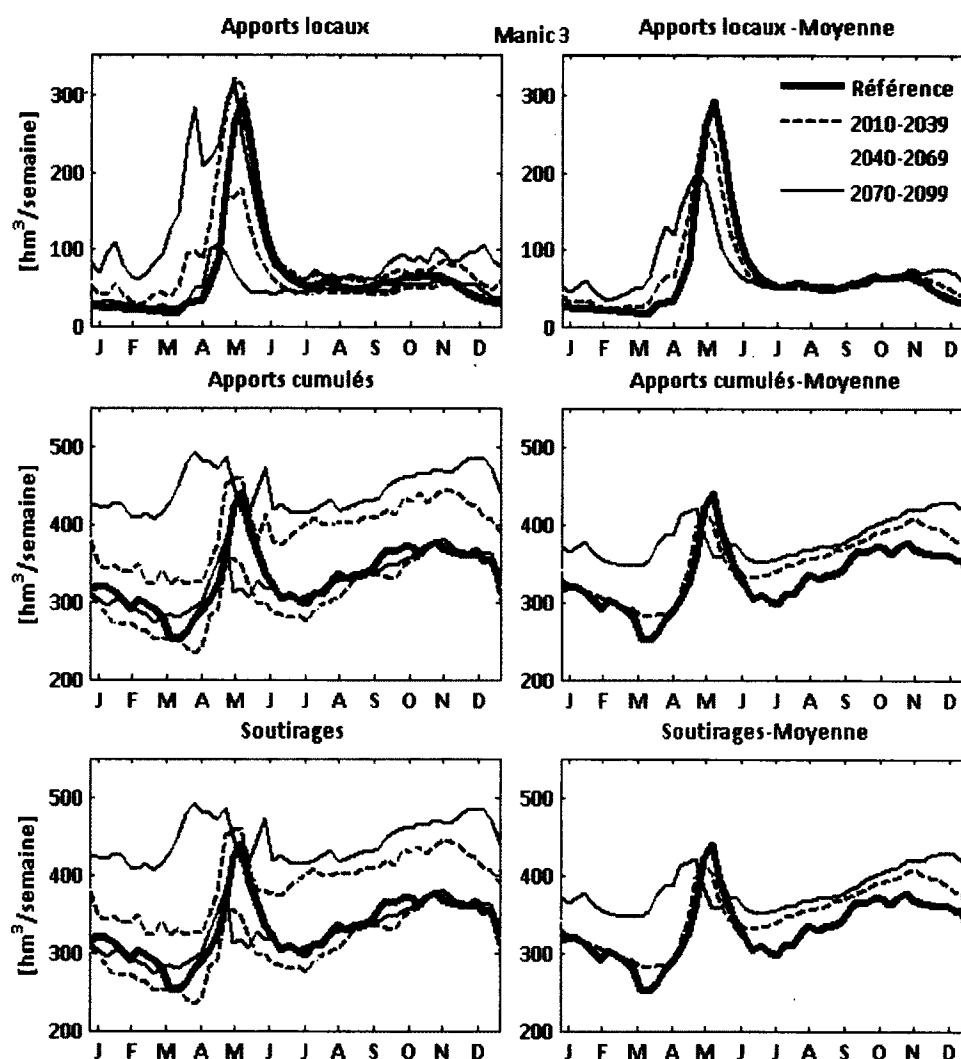


Figure 5.7 Règles de gestion hebdomadaire pour les projections climatiques pour Manic 3 pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099

Les règles de gestions correspondant aux projections du climat futur montrent que les turbinages ou la quantité de soutirage vont aussi augmenter, pour toutes les centrales hydroélectriques (tableau 5.3). On aurait plus de soutirages en hiver par rapport à la période de référence et une diminution au printemps et en été. Il y aurait une augmentation sur une base annuelle.

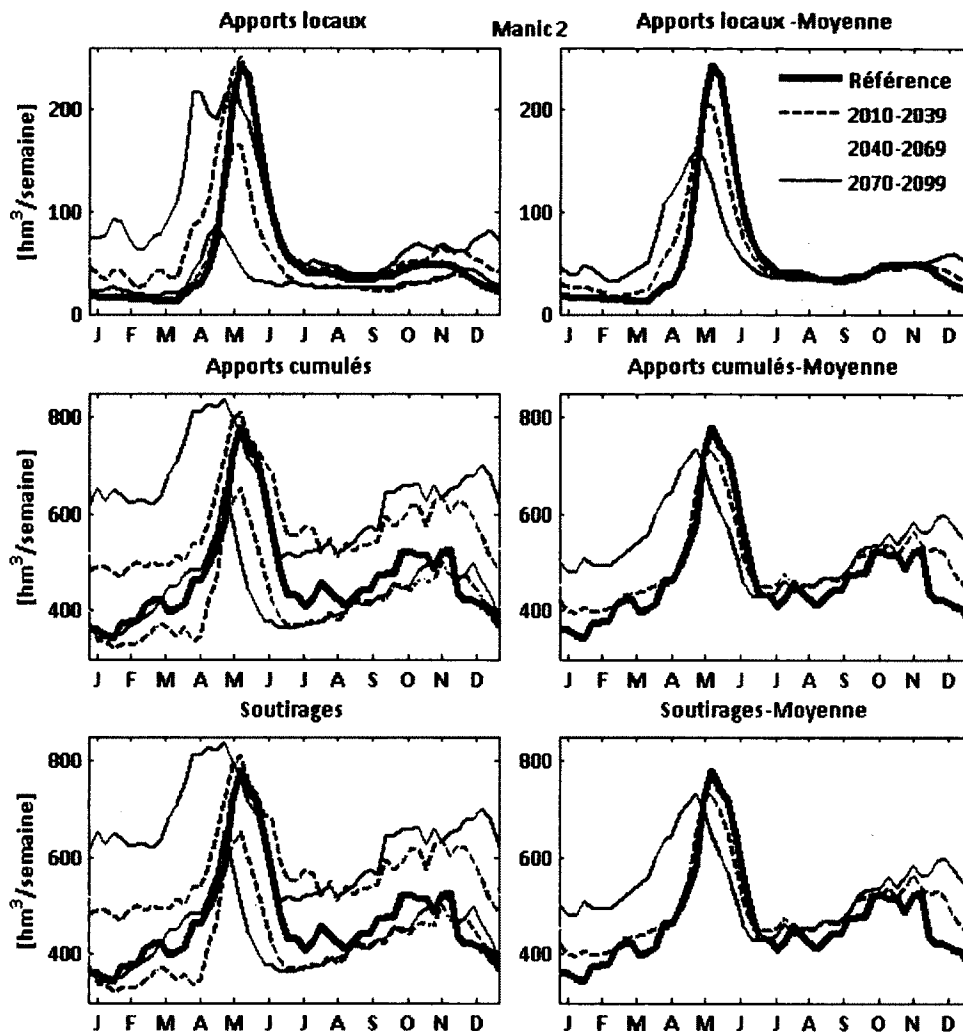


Figure 5.8 Règles de gestion hebdomadaire pour les projections climatiques pour Manic 2 pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099

La centrale de Manic 5 connaîtrait une hausse de soutirages de 5,5, 8,8 et 15,0% pour les trois horizons du climat futur. Les centrales Manic 2 et Manic 1 auraient une légère augmentation des soutirages annuels : 4,8, 8,8 et 13,9% pour les mêmes périodes. Le tableau 5.4 et la figure 5.10 illustrent l'augmentation annuelle moyenne de soutirages pour toutes les centrales hydroélectriques.

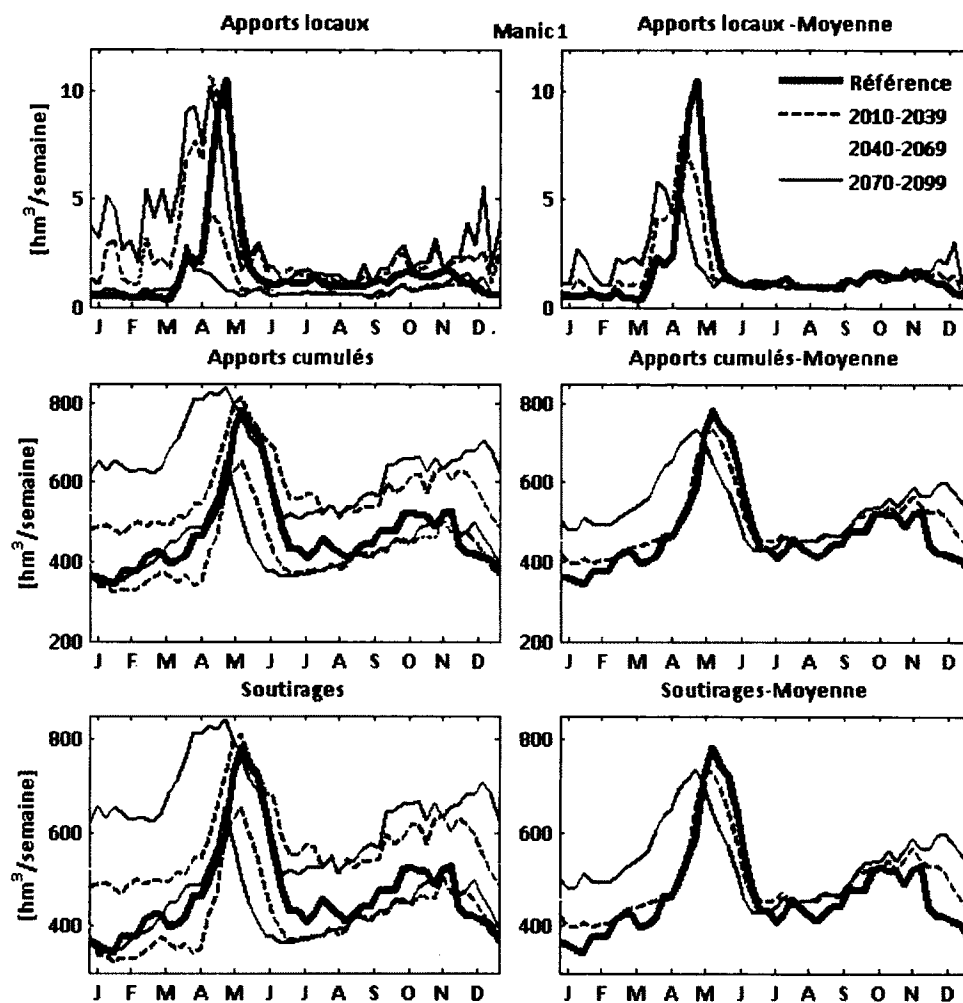


Figure 5.9 Règles de gestion hebdomadaire pour les projections climatiques pour Manic 1 pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099

Tableau 5.3 Soutirages annuels des centrales dans le climat futur (en hm<sup>3</sup>)

	Manic 5	Toulnustouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>1970-199</b>					
<b>Moyenne</b>	13 866,31	4 407,46	17 244,67	24 438,05	24 523,60
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne</b>	14 629,38	4 605,91	18 131,14	25 609,89	25 693,87
<b>Minimum</b>	13 644,86	4 227,16	16 948,92	23 908,25	23 988,86
<b>Maximum</b>	15 931,23	5 019,74	19 664,30	27 749,61	27 834,10
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne</b>	15 081,86	4 843,83	18 773,08	26 588,18	26 676,67
<b>Minimum</b>	13 121,73	4 357,07	16 487,41	23 515,43	23 598,46
<b>Maximum</b>	16 165,37	5 320,21	20 104,63	28 763,10	28 857,78
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne</b>	15 949,06	5 027,27	19 787,68	27 840,73	27 930,15
<b>Minimum</b>	13 856,00	4 537,24	17 400,10	24 838,74	24 927,17
<b>Maximum</b>	18 281,09	5 629,98	22 574,37	31 703,33	31 797,06

Tableau 5.4 Apports annuels (cumulés) aux centrales dans le climat futur (en hm<sup>3</sup>)

	Manic 5	Toulnustouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>1970-199</b>					
<b>Moyenne</b>	13 698,44	4 466,56	17 244,67	24 439,89	24 527,21
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne</b>	14 457,55	4 715,09	18 134,16	25 625,97	25 713,38
<b>Minimum</b>	13 447,59	4 315,39	16 948,92	23 909,93	23 993,14
<b>Maximum</b>	15 759,65	5 141,65	19 706,01	27 844,57	27 939,00
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne</b>	15 091,74	4 918,98	18 775,76	26 599,59	26 691,02
<b>Minimum</b>	13 162,64	4 389,51	16 487,41	23 515,43	23 598,46
<b>Maximum</b>	16 198,05	5 440,22	20 104,63	28 804,89	28 908,15
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne</b>	15 963,58	5 103,10	19 792,47	27 860,12	27 954,29
<b>Minimum</b>	13 843,00	4 604,57	17 400,10	24 851,56	24 941,29
<b>Maximum</b>	18 324,71	5 769,49	22 603,52	31 807,53	31 919,64

Le tableau 5.4 montre la moyenne des apports annuels et la plage d'incertitude pour toutes les centrales hydroélectriques du système. Les apports aux centrales au fil de l'eau Manic 3, Manic 2 et Manic 1 sont les apports cumulés, qui incluent les apports non contrôlés et les soutirages de centrales qui se trouvent en amont. Pour ces centrales, les apports cumulés suivent la tendance de soutirages dans les réservoirs en amont, ce qui signifie plus de production d'hydroélectricité en hiver qu'au printemps et en été. Les figures 5.7, 5.8 et 5.9 montrent comment les apports contrôlés sont plus importants que les apports locaux ou non contrôlés, surtout en hiver et en automne. Toutefois, la plage de l'incertitude, la différence entre les projections climatiques qui prédisent des valeurs maximales et ceux qui donnent des valeurs minimales de soutirages et d'apports cumulés, va aussi augmenter dans le climat futur.

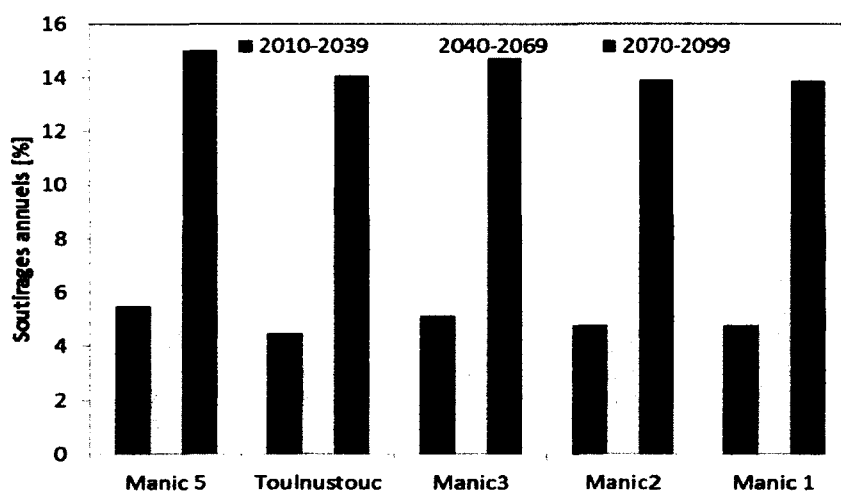


Figure 5.10 Augmentation moyenne annuelle des soutirages pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099.

Avec plus d'apports, il est évident que la production d'hydroélectricité va augmenter pour les centrales-réservoirs. De même, avec un accroissement des apports cumulés pour les centrales au fil de l'eau, leur production suivrait la même tendance à la hausse (tableau 5.5). Néanmoins, on observe une variabilité importante de la production annuelle de tout le système au fil du temps. Cette variabilité est liée à la variation du volume annuel des apports de projections climatiques (figure 5.11). L'augmentation de la production d'hydroélectricité du système sur une base annuelle serait respectivement de 4,8, 8,7 et 14,1% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 par rapport à la période de référence.

Tableau 5.5 Production annuelle d'hydroélectricité des centrales dans le climat futur (en GWh)

Production (GWh/ an)					
	Manic 5	Toulnostouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>1970-199</b>					
<b>Moyenne</b>	5 032,41	1 946,06	4 112,00	4 333,23	2 224,04
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne</b>	5 285,23	2 033,63	4 322,94	4 539,85	2 325,93
<b>Minimum</b>	4 954,83	1 867,67	4 042,27	4 239,92	2 177,97
<b>Maximum</b>	5 719,82	2 213,22	4 685,79	4 913,28	2 507,81
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne</b>	5 444,36	2 138,47	4 475,81	4 713,43	2 412,44
<b>Minimum</b>	4 772,65	1 925,43	3 931,78	4 171,88	2 145,43
<b>Maximum</b>	5 798,30	2 342,62	4 791,90	5 093,47	2 598,00
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne</b>	5 745,59	2 217,96	4 716,01	4 932,95	2 519,54
<b>Minimum</b>	5 040,09	2 006,63	4 149,50	4 404,58	2 260,00
<b>Maximum</b>	6 537,56	2 479,05	5 375,02	5 605,36	2 845,68

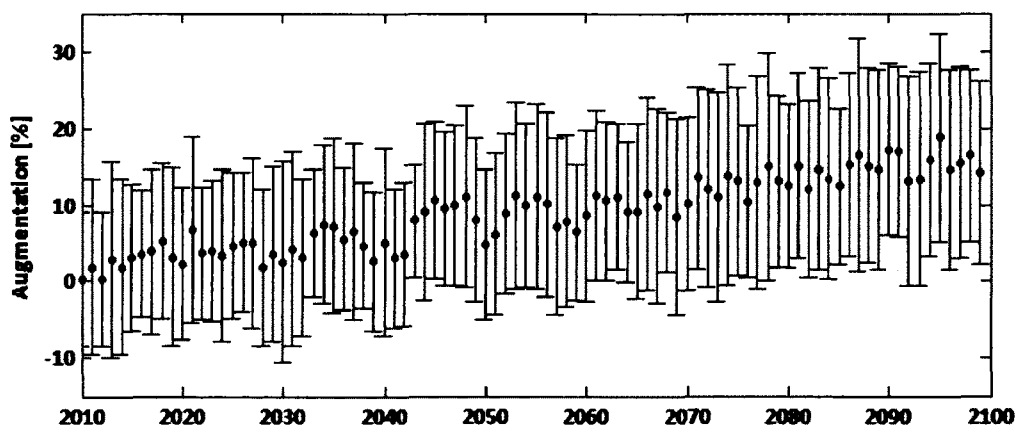


Figure 5.11 Augmentation de la production annuelle d'hydroélectricité du système dans le climat futur pour la période de 2010 à 2099, par rapport à la période de référence

L'augmentation moyenne de la production d'hydroélectricité pour l'horizon 2040-2069 serait respectivement de 8,2, 10,0, 8,9, 8,8 et 8,5% pour les centrales Manic 5, Toulnostouc, Manic 3, Manic 2 et Manic 1. La figure 5.12 montre la densité de probabilité et la fonction de répartition de l'augmentation de la production d'hydroélectricité pour les horizons du climat



futur du système de ressources hydrique de Manicouagan. La densité de probabilité des changements de la production d'hydroélectricité a été calculée par la méthode de l'estimation par noyau (*Kernel density estimation*), qui est une méthode non-paramétrique.

La densité de probabilité de l'augmentation de la production d'hydroélectricité du système pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 a comme espérance respectivement 4,2, 9,4 et 11,8%. Ces espérances de l'augmentation de la production sont comparables aux moyennes de l'augmentation mentionnées au paragraphe précédent. La figure 5.12 montre aussi que l'incertitude augmente aussi avec le temps, et que les densités de probabilité s'aplatissent et s'étalent avec le temps dans le climat futur.

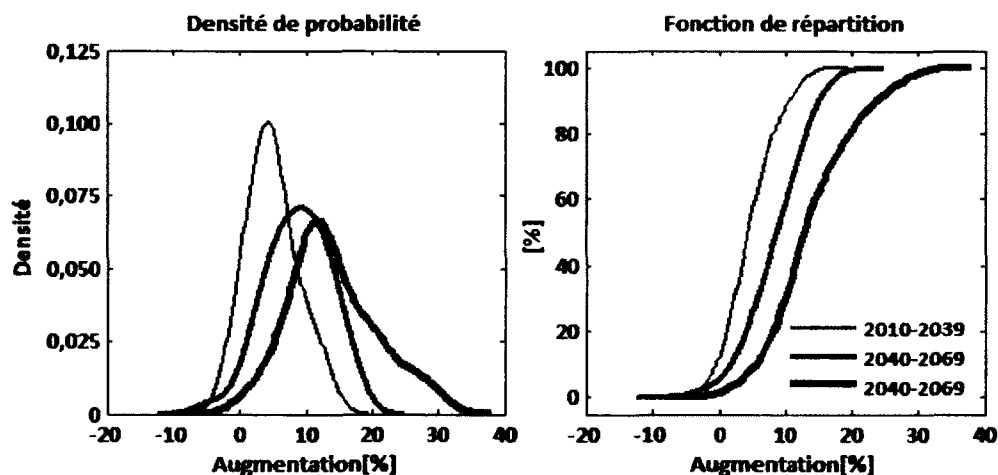


Figure 5.12 Densité de probabilité de l'augmentation de la production d'hydroélectricité dans le climat futur

La fonction de répartition des lois de probabilités de l'augmentation de la production d'hydroélectricité permet de déterminer la probabilité d'intervalle pour certaines valeurs seuil (tableau 5.6). Ainsi, la probabilité d'avoir une augmentation de la production est de 88, 95 et 98% pour les trois horizons du climat futur. Pour une augmentation de la production supérieure à 10%, les probabilités de l'augmentation de la production deviennent respectivement 12, 40 et 69% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. Les changements climatiques apporteront des retombées positives sur la production d'hydroélectricité du système hydrique de la rivière Manicouagan, que l'on pourrait capitaliser par l'amélioration des règles de gestion et la planification de stratégies d'adaptation.

Tableau 5.6 Probabilités de l'augmentation de la production d'hydroélectricité pour certaines valeurs seuil

Augmentation (%) supérieure à	0	5	10	15	20	25
2010-2039	88%	45%	12%	1%		
2040-2069	95%	73%	40%	11%	1%	
2070-2099	98%	92%	69%	38%	17%	8%

Le changement du régime hydrologique occasionnerait une augmentation des déversements non productibles (figure 5.13). Ces déversements ne présentent pas une tendance généralisée, chaque sous-bassin se comportant différemment des autres et la plage d'incertitude étant très importante (tableau 5.7).

Tableau 5.7 Déversements annuels des centrales dans le climat futur,

Déversements (1000 m <sup>3</sup> / an)					
	Manic 5	Toulnostouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>1970-199</b>					
<b>Moyenne</b>	0	44 847	0	1 835	3 605
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne</b>	508	99 667	3 017	16 07	19 505
<b>Minimum</b>	0	17 300	0	0	388
<b>Maximum</b>	17 040	245 705	41 690	94 958	104 900
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne</b>	0	75 402	2 681	11 412	14 356
<b>Minimum</b>	0	28 435	0	0	0
<b>Maximum</b>	0	171 541	32 928	53 832	60 2157
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne</b>	66	74 961	4 788	19 382	24 137
<b>Minimum</b>	0	16 773	0	1	892
<b>Maximum</b>	2 516	158 991	47 154	104 202	122 587

Les règles de gestion des projections climatiques montrent que pour Manic 5, il n'y aurait presque pas de déversements : seulement deux projections climatiques pour l'horizon 2010-2039 et une projection climatique pour l'horizon 2070-2099. Une raison plausible est que le réservoir de Manic 5, qui se trouve en amont du système, a une grande capacité pour retenir beaucoup d'eau sans recourir aux déversements. Par contre, le réservoir de Toulnostouc, dont

le volume est 14 fois plus petit que de celui de Manic 5, aurait des déversements importants. La figure 5.13 montre des déversements annuels de 44,8 hm<sup>3</sup> pour la période de référence.

Pour l'horizon 2010-2039, on observe une augmentation de 122% des déversements annuels à Toulnostouc par rapport à la période de référence. Les déversements deviendraient moins importants pour les autres horizons. Une explication pourrait être la diminution du volume de la crue, et le fait que le réservoir soit maintenu à un niveau plus élevé aux horizons 2040-2069 et 2070-2099 par rapport à l'horizon 2010-2039 (figure 5.6), en hiver et au printemps. Au cours de l'horizon 2040-2069, il y aurait une augmentation de 68% et de 67% pour l'horizon 2070-2099. Pour les centrales Manic 2 et Manic 1, qui se trouvent en aval de Toulnostouc, les déversements deviendraient de plus en plus importants, mais ils seraient moins importants que ceux de Toulnostouc : en moyenne, 19,4 et 24,1 hm<sup>3</sup> de déversements annuels pour l'horizon 2070-2099. On peut penser que c'est à cause des apports non contrôlés qui vont aussi augmenter.

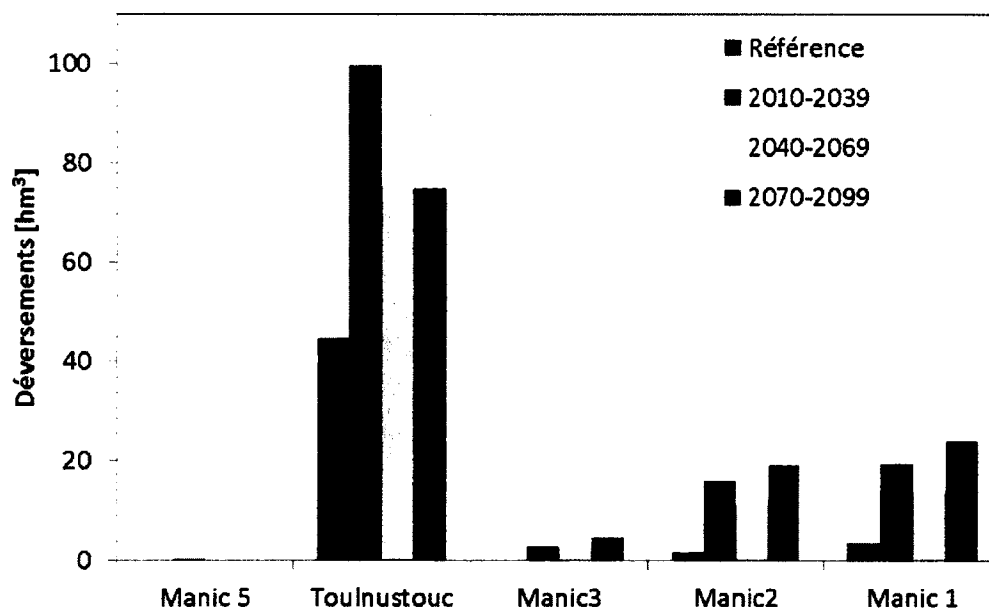


Figure 5.13 Moyenne annuelle des déversements non productibles pour tout le système hydroïque de Manicouagan pour les horizons du climat futur

Les déversements non productibles de Toulnostouc pourraient être expliqués par les caractéristiques physiques du bassin versant du réservoir. En effet le bassin versant de

Toulnostouc est petit et les cours d'eau répondent plus rapidement aux chutes de pluie et à la fonte des neiges. De plus, le réservoir de Toulnostouc a une plus petite capacité que celui de Manic 5, mais il a une plus grande hauteur de chute, ce qui fait que le réservoir est géré à une hauteur élevée pour maximiser la production. Par conséquent, les déversements non productibles sont plus fréquents et ils entraînent des déversements non productibles pour les centrales au fil de l'eau qui se trouvent en aval.

### 5.3.3 Performance du système

L'augmentation des déversements non productibles occasionnerait une réduction de la performance du système dans le climat futur. La performance ou le rendement d'une centrale hydroélectrique est le rapport entre la quantité d'énergie produite par unité de volume d'eau utilisé. La figure 5.14 illustre le rendement du système hydrique de Manicouagan pour les horizons du climat futur. Le rendement moyen pour les horizons 2010-2039, 2140-2169 et 2070-2099 serait respectivement de 0,2084, 0,2084 et 0,2083 KWh/m<sup>3</sup>. Les règles de gestion optimales pour la période de référence (1970-1999) procurent un rendement de 0.2088 KWh/m<sup>3</sup>.

La performance du système va diminuer dans le climat futur rapport à la période de référence, devenant de plus en plus faible d'un horizon à l'autre, c'est-à-dire pour la même quantité d'eau soutirée avec les mêmes installations, il y aurait moins d'énergie produite dans le climat futur que dans le climat de la période de référence. Minville *et al.* [2009] ont obtenu des résultats semblables sur le système hydrique de la rivière Péribonka situé dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean.

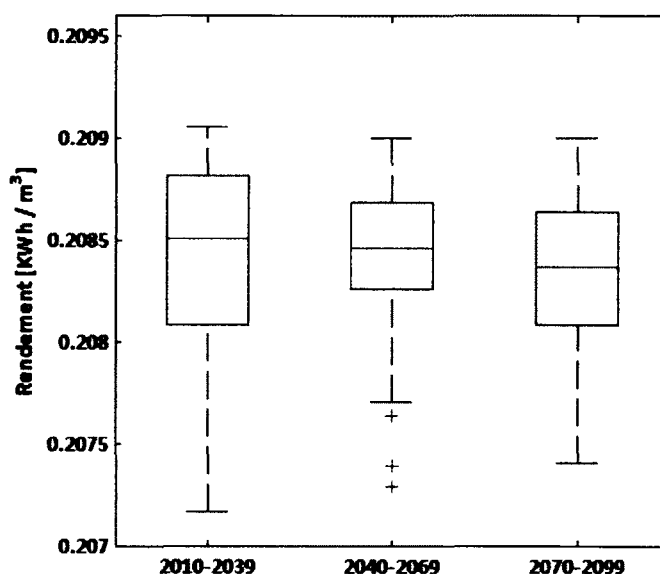


Figure 5.14 Performance du système des ressources hydriques dans le climat futur

La diminution de l'efficacité du système est expliquée par l'augmentation des déversements non productibles, en particulier pour la centrale de Toulmoustou (figure 5.13) et pour les centrales qui se trouvent en aval. Même s'il y a une importante augmentation des soutirages dans le climat futur (figure 5.10), les centrales au fil de l'eau verraient une faible augmentation de la production d'hydroélectricité, car elles ne permettent pas d'équilibrer la hauteur de chute et le débit de soutirage pour une production optimale d'énergie comme les centrales-réservoir. Par conséquent, pour produire plus d'énergie, la seule option consiste à augmenter la quantité de soutirages.

## 5.4 Conclusion

Les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique du bassin de la rivière Manicouagan seraient le devancement et l'atténuation des crues printanières, et l'augmentation du volume total annuel des écoulements. Par conséquent, il en résulterait une augmentation de la production hydroélectrique annuelle du système hydrique de la rivière Manicouagan et un changement des règles de gestion. Le modèle d'optimisation SSDP a été utilisé pour déterminer des règles de gestion hebdomadaires du système hydrique avec les installations existantes dans le climat futur. Les règles de gestion du système ont été adaptées en ajustant le niveau d'eau de réservoirs.

Les résultats montrent aussi que les déversements non productibles vont augmenter pour certaines centrales hydroélectriques, ce qui diminuerait la performance du système hydrique. Chaque centrale hydroélectrique se comporte différemment en fonction des caractéristiques physiques de son bassin versant et de la capacité de production de chaque installation. Les règles de gestion du système hydrique ainsi que les installations existantes devraient être adaptées afin de capitaliser les retombées des changements climatiques. Les résultats doivent être interprétés au sein de leurs incertitudes, d'autant plus que le modèle SSDP ne tient pas compte de la non-stationnarité du climat d'une manière explicite dans sa formulation du problème d'optimisation, car chaque projection des changements climatiques est considérée à part, au lieu de faire partie d'un ensemble de projections climatiques qui prédisent des futurs plausibles.

Avec l'aide d'un algorithme d'optimisation stochastique, il est possible d'évaluer les impacts des changements climatiques sur les systèmes hydriques et de leurs opérations optimales. Certainement, l'évaluation des impacts du changement climatique sur les systèmes hydriques donne un aperçu sur des mesures d'adaptation possibles pour le climat futur et elle devrait être intégrée dans le processus de la planification à long terme et de la gestion des systèmes hydriques. Le prochain chapitre est consacré à une nouvelle méthode d'optimisation qui prend en considération la variabilité saisonnière et la non-stationnarité du climat, qui sont représentées par un éventail de futurs possibles tels que présentés par les différentes projections climatiques, dans la formulation du problème d'optimisation comme sources d'incertitude du climat futur.

# CHAPITRE 6 MODÈLE D'OPTIMISATION DANS UN CLIMAT NON-STATIONNAIRE

## 6.1 Introduction

L'optimisation des ressources en eau dans le climat futur fait face à la non-saisonnalité du climat qui se joint à la variabilité saisonnière des régimes hydrologiques. L'incertitude des écoulements en rivière ou des apports d'eau aux réservoirs varie considérablement à la fois à court et à long terme. Dans le court terme, l'incertitude est liée à la variabilité saisonnière de la température et des précipitations, qui influencent entre autres l'incertitude de la fonte de neige et la crue printanière. À long terme, l'incertitude des apports est liée aux activités humaines, aux changements climatiques ou à la variabilité du climat global associé aux phases des variations du régime océan-atmosphère comme l'ONA (Oscillation Nord-Atlantique), ENSO (*El Niño-Southern Oscillation*) et la Niña. La saisonnalité des régimes hydrologiques et la non-stationnarité du climat sont expliquées par la variation périodique de conditions météorologiques et hydrologiques, comme la température, les précipitations, la fonte de neige et les écoulements (leur moyenne, variance, covariance et autres moments d'ordre supérieur).

L'hypothèse de la stationnarité du climat, suivant laquelle les ressources en eau sont relativement stables sur le moyen terme et que l'expérience hydrologique du passé peut servir comme une perspective pour le futur [Bates *et al.*, 2008], est remise en cause par le changement climatique. Les incertitudes du climat futur et la non-stationnarité [Milly *et al.*, 2008; Pielke Jr., 2009b] des régimes hydrologiques qui en découleront exigent de nouvelles méthodes pour la planification, la gestion et l'optimisation des ressources en eau. Ces méthodes devraient prendre en considération les projections du climat futur, produites par les modèles climatiques [Fowler et Ekström, 2009; Semenov et Stratonovitch, 2010], pour une meilleure intégration des impacts des changements climatiques sur la gestion des ressources en eau. Elles devraient aussi tenir compte des différents scénarios des changements climatiques reflétant entre autres l'incertitude liée aux projections climatiques.

La méthode communément utilisée pour l'optimisation des ressources en eau dans le contexte des changements climatiques du chapitre précédent [Eum et Simonovic, 2010; Minville *et al.*,

2010; Raje et Mujumdar, 2010; Vicuna *et al.*, 2010] consiste à définir des projections de changements climatiques et à évaluer les impacts de ces changements sur les régimes hydrologiques. Par le biais d'un modèle d'optimisation, des règles de gestion optimales sont élaborées pour chaque projection hydrologique. L'inconvénient de cette approche est que la saisonnalité des régimes d'écoulement et la non-stationnarité du climat sont représentées d'une manière implicite, alors qu'elles n'ont pas les mêmes effets sur les régimes hydrologiques. Il faut donc une méthode qui tienne compte de la non-stationnarité du climat futur et de la saisonnalité des apports. Cette méthode serait utilisée pour la planification sur les installations des systèmes hydriques et non pour la gestion quotidienne, car l'incertitude des projections climatiques, et par ricochet sur les projections hydrologiques, est grande pour la gestion quotidienne.

## 6.2 Gestion et planification des systèmes hydriques

La gestion des systèmes hydriques a comme objectif la gestion optimale des installations hydriques dans le court et moyen terme (heures, jours, semaines). Quant à la planification, l'objectif est de planifier, de concevoir et de gérer les infrastructures dans le long terme (dizaines d'années). La gestion quotidienne d'un système hydrique s'intéresse donc à la variation périodique des apports et utilise des prévisions météorologiques et d'apports saisonniers pour représenter un futur incertain. La planification regarde la variation à long terme (la tendance et la variabilité) du volume annuel d'apports et représente le futur incertain des apports par des projections climatiques. Le tableau 6.1 compare la gestion et la planification des systèmes hydriques selon différents indicateurs.

Tableau 6.1 Gestion et planification des systèmes hydriques

Indicateur	Gestion	Planification
Décision	Gestion optimale	Planification de structures hydrauliques
Horizon	Court et moyen terme	Long terme
Météo / climat	Prévision (météo)	Projection (climat)
Apports	Hydrogrammes	Volume annuel
Incertain	Variation saisonnière	Stationnarité ou non
Optimisation	Modèle horizon roulant	Modèles imbriqués
Changements climatiques	Évènements extrêmes	Non- stationnarité



La saisonnalité et la non-stationnarité des régimes d'écoulement, qui sont à deux échelles temporelles différentes, ont été abordées dans les modèles d'optimisation par l'utilisation de deux modèles d'optimisation à deux pas de temps distincts, l'un à court et l'autre à long terme. L'idée est d'utiliser deux modèles d'optimisation imbriqués pour réconcilier la différence entre deux échelles temporelles de variables stochastiques au lieu d'un modèle à horizon roulant d'un seul pas de temps. Vedula et Kumar [1996] se sont servis des modèles intégrés pour une gestion optimale d'un réservoir dont l'eau est destinée à l'irrigation de cultures multiples. L'algorithme a deux phases : dans la première phase, un modèle de programmation linéaire (LP) est utilisé pour partager la quantité d'eau disponible entre toutes les cultures afin d'optimiser le rendement relatif de toutes les cultures pendant une période spécifique. Dans la deuxième phase, un modèle de répartition saisonnière utilise l'algorithme de programmation dynamique stochastique (SDP) pour calculer l'état d'équilibre des règles de gestion du réservoir sur toutes les saisons pour un rendement relatif optimal sur une période d'une année.

Teixeria et Marino [2002] ont adopté l'idée des modèles d'optimisation imbriqués, l'un inter-saisonnier et l'autre intra-saisonnier, pour résoudre un problème de gestion de réservoir et de planification d'irrigation. Dans un problème d'optimisation hydroélectrique, Vicuna *et al.* [2010] ont employé un modèle de programmation non-linéaire à pas de temps mensuel pour représenter les règles de gestion mensuelles et une formulation annuelle avec un modèle de programmation dynamique stochastique par scénarios (SSDP) pour représenter l'incertitude de régime hydrologique des projections climatiques pour l'étude d'impact des changements climatiques sur un régime hydrologique dominé par la neige. Toutefois, la variabilité saisonnière associée au moment de l'occurrence des débits saisonniers et la non-stationnarité du climat ne sont pas explicitement représentées.

En effet, les apports mensuels des projections climatiques sont obtenus par une désagrégation des apports annuels. Cette approximation suppose une stationnarité des apports mensuels dans le climat futur, alors que le changement climatique serait accompagné par le changement de la variabilité du volume d'apports et du moment de l'occurrence de la crue printanière (chapitre 4). De plus, la méthode que Vicuna *et al.* [2010] ont proposée pour calculer les probabilités de transition entre les projections climatiques repose sur l'analyse du biais cumulé entre la

moyenne historique des apports et les apports annuels des projections climatiques. L'utilisation des apports historiques suppose évidemment la stationnarité du régime hydrologique.

Par ailleurs, la méthode d'optimisation avec deux pas de temps utilisés par Teixeira et Marino [2002] et Vicuna *et al.* [2010] est applicable dans le cas de la gestion quotidienne des ressources hydriques. C'est dire qu'avec un modèle inter-saisonnier, on cherche des règles de gestion optimales et on utilise un modèle de désagrégation pour déterminer les règles de gestion intra-saisonniers. Par contre, si la variabilité saisonnière d'apports est aussi importante que le volume annuel d'apports, il faudra représenter les apports saisonniers explicitement au lieu d'utiliser un modèle ou une méthode de désagrégation déterministe.

Le modèle d'optimisation dans le contexte de changement climatique présenté dans ce chapitre aborde le problème de la saisonnalité des régimes d'écoulement et de la non-stationnarité du climat dans un problème d'optimisation par une méthode d'optimisation à deux pas de temps, qui utilise un algorithme de programmation dynamique (DP) pour trouver des règles de gestion hebdomadaires d'apports provenant des projections climatiques. Pour le pas de temps à long terme, la DP est couplée avec l'espérance de la fonction de bénéfice futur des projections hydrologiques, entre deux périodes consécutives de pas de temps à long terme (une année). L'aspect stochastique des apports associé à la non-stationnarité du climat est pris en compte par l'utilisation des projections des apports hebdomadaires du climat futur, et la transition entre les projections climatiques se fait au pas de temps à long terme selon la distribution de leurs apports annuels.

### **6.3 Formulation du modèle d'optimisation**

L'algorithme du modèle d'optimisation proposé dans le contexte du changement climatique a l'avantage des formulations des modèles d'optimisation DP, SDP et SSDP. L'algorithme DP décompose un problème d'optimisation des ressources en eau sur une période d'une année en plusieurs sous-problèmes hebdomadaires simples de telle manière que chaque partie constitue un nouveau problème. L'incertitude des apports est représentée par de scénarios comme dans une formulation SSDP, plutôt que par une description explicite des apports. La fonction

bénéfice futur à la fin de l'année est représentée explicitement comme la formulation d'un modèle SDP, et elle reflète le non-stationnaire des apports du climat futur. Les bénéfices de l'utilisation de l'eau se limitent à la production d'hydroélectricité. L'algorithme utilise deux pas de temps : un pas de temps hebdomadaire (intra-annuel) qui prend en considération la variabilité saisonnière des apports et un pas de temps annuel (interannuel), qui tient compte de la variabilité à long terme du régime hydrologique.

L'objectif de l'algorithme d'optimisation (équation 6.1), est de trouver un compromis entre le maintien de l'eau dans les réservoirs à un certain volume,  $S_{t,a}$  pour répondre à la variabilité à long terme des apports,  $Q_{t,a}$  et la gestion optimale du système hydrique dans le court terme. La variabilité des apports à long terme est influencée par la non-stationnarité du climat ou les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique, alors que les règles de gestion à court terme dépendent de la saisonnalité des apports. En plus, le volume  $S_{t,a}$  affecte la potentialité de la production hydroélectrique pour les prochaines périodes. Les variables d'état sont les volumes de stockage,  $S_{t,a}$  dans les réservoirs et les variables de décision sont les soutirages  $R_{t,a}$  pour chaque période de pas de temps hebdomadaire 't' et de pas de temps annuel 'a'.

$$\max_R E \left[ \sum_{a=1}^A \sum_{t=1}^T B_{t,a}(S_{t,a}, Q_{t,a}(i), R_{t,a}) \right] \quad (6.1)$$

La stochasticité des apports est considérée par l'utilisation des scénarios d'apports des projections climatiques. Toutefois, la transition entre les projections climatiques se fait au pas de temps annuel ou interannuel, 'a', parce qu'au pas de temps hebdomadaire 't', la saisonnalité des apports a une prédominance sur la variabilité du climat. À chaque période de temps annuel 'a', la fonction bénéfice futur est prise comme l'espérance des fonctions bénéfice futur de toutes les projections climatiques. La formulation de cette approche est donnée par les équations 6.2 à 6.13. Les variables d'état sont les volumes de stockage des réservoirs,  $S_{t,a}$  et les variables de décision sont les soutirages  $R_{t,a}$  pour chaque période de pas de temps hebdomadaire 't' et pas de temps annuel 'a' pour chaque centrale hydroélectrique du système. Les équations 6.2 à 6.4 montrent la formulation du modèle pour le pas de temps à court terme.

$$R_{t,a}^* = \underset{R_{t,a}}{\operatorname{argmax}} \{B_{t,a}(S_{t,a}, Q_{t,a}(i), R_{t,a}) + f_{t+1,a}(S_{t+1,a}, i)\} \quad (6.2)$$

$$f_{t,a}(S_{t,a}, i) = B_{t,a}(S_{t,a}, Q_{t,a}(i), R_{t,a}^*) + f_{t+1,a}(S_{t+1,a}, i) \quad (6.3)$$

$$\forall S_{t,a}, Q_{t,a}(i), t = 1, \dots, T, a = 1, \dots, A \text{ et } i = 1, \dots, I \quad (6.4)$$

Où

t	Pas de temps à court terme et T est la période finale
a	Pas de temps à long terme et A est la période finale
$B_{t,a}(\cdot)$	Objective à maximiser pour la période t, de la période a
$f_{t,a}(\cdot)$	Fonction bénéfice futur pour la période t, de la période a
$Q_{t,a}(i)$	Apport hebdomadaire de la projection climatique i, pour la période t, de la période a
$S_{t,a}$	Stockage hebdomadaire pour la période t, de la période a
$R_{t,a}$	Soutirage hebdomadaire pour la période t de la période a.

La fonction de bénéfice  $B_{t,a}(\cdot)$  est donnée par les expressions 6.5 pour un réservoir et 6.6 pour une centrale au fil de l'eau, 'r' représentant une centrale hydroélectrique.

$$B_{t,a}^r = P^r(R_{t,a}^r) \cdot H^r(S_{t,a}^r) \quad (6.5)$$

$$B_{t,a}^r = P^r(R_{t,a}^r) \quad (6.6)$$

Où

$P^r(R_{t,a}^r)$	Effet du soutirage sur la production hydroélectrique, qui tient compte de la performance des installations du centrale r
$H^r(S_{t,a}^r)$	Hauteur de chute du réservoir 'r' en fonction du volume d'eau dans le réservoir

La relation entre les variables d'états et les variables de décision pour le réservoir r est :

$$S_{t+1,a}^r = S_{t,a}^r + Q_{t,a}^r(i) - R_{t,a}^r \quad (6.7)$$

La fonction de bénéfice futur,  $f_{t,a}(\cdot)$  est évaluée par récurrence à partir de la période finale de temps à long terme, A. À l'intérieur de chaque période de pas de temps interannuel, la fonction bénéfice futur est également évaluée par récurrence à partir de la dernière période T. L'équation 6.7 est la contrainte opérationnelle du réservoir.

La transition entre deux périodes consécutives de pas de temps interannuel se fait par la fonction bénéfice futur à long terme  $f_{T,a}(\cdot)$  qui fournit la valeur future au début de la période à long terme par les équations 6.8 et 6.9 (modèle interannuel).

$$R_{T,a}^* = \arg \max_{R_{T,a}} \{B_{T,a}(S_{T,a}, Q_{T,a}(i), R_{T,a}) + f_{a+1}(S_{a+1}, i)\} \quad (6.8)$$

$$f_{T,a}(S_{T,a}, i) = B_{T,a}(S_{T,a}, Q_{T,a}(i), R_{T,a}^*) + f_{a+1}(S_{a+1}, i) \quad (6.9)$$

$$\forall S_{T,a}, Q_{T,a}(i) \quad (6.10)$$

La fonction de bénéfice futur est soumise à l'incertitude du climat futur après chaque période de temps à long terme et elle est ajustée en calculant son espérance avec les fonctions bénéfice futur de tous les scénarios des changements climatiques par l'équation 6.11. En d'autres mots, pour les périodes consécutives de pas de temps à long terme, on introduit l'incertitude associée aux différentes projections climatiques qui représentent la variabilité du climat, dans le problème d'optimisation en attribuant à la fonction bénéfice futur à la fin de la période de pas de temps interannuel une valeur égale aux valeurs des fonctions bénéfice futur pondérées de toutes les projections climatiques au lieu de considérer que la projection actuelle (équation 6.11).

$$f_a(S_a, i) = E_{ji} [f_{1,a}(S_{1,a}, j)] \quad (6.11)$$

$$f_a(S_a, i_a) = \sum_{j=1}^I p(j_{a+1} | i_a) f_{1,a}(S_{1,a}, j_{a+1}) \quad (6.12)$$

$E_{ji}[\cdot]$  est l'espérance de la projection climatique j à la période 'a+1' étant donné la projection climatique 'i' à la période 'a'. En d'autres termes, c'est la probabilité d'être au scénario 'j' à la

période  $a+1$ , étant donné que l'on était à la projection climatique 'i' à la période précédente,  $p(j_{a+1} | i_a)$  (équation 6.12),  $i$  étant l'ensemble des projections climatiques. Cette espérance permet de combiner l'information donnée par toutes les projections climatiques afin de les utiliser pendant l'optimisation plutôt qu'après.

## 6.4 Probabilités de transition

Les probabilités de transition entre les projections climatiques sont des probabilités conditionnelles qui représentent l'incertitude de l'état du système à chaque pas de temps à long terme en fonction des conditions d'apports de ces projections climatiques. L'équation 6.11, qui calcule l'espérance de la fonction bénéfice de chaque projection, a besoin des probabilités de transition entre la projection climatique 'j' au pas de temps 'a +1' et la projection 'i' au pas de temps 'a'. Une technique proposée par Kelman *et al.* [1990] qui utilise le théorème de Bayes pour déterminer ces probabilités de transition entre les projections climatiques, a été utilisée dans le chapitre précédent, dans le problème d'optimisation avec le SSDP. Faber *et al.* [2001] ont évalué différentes manières d'estimer les probabilités de transition des projections climatiques pour un problème de SSDP, en utilisant la probabilité conditionnelle et la régression linéaire des apports de projections climatiques

Pour déterminer les probabilités *a priori* de projections climatiques, l'une des possibilités est d'attribuer le même poids à toutes les projections climatiques [Faber et Stedinger, 2001]. Une autre possibilité est d'utiliser une méthode proposée par Tebaldi et Knutti [2007] pour estimer les poids de modèles d'un ensemble des modèles climatiques en se basant sur la performance de chaque modèle climatique à reproduire le climat actuel : les modèles avec de petits biais devraient être récompensés tandis que les modèles dont la performance à reproduire le climat observé est faible doivent être pénalisés. Les variables utilisées par Tebaldi et Knutti [2007] sont la température et la précipitation.

Les probabilités *a posteriori* dans l'équation de Bayes peuvent être approximées par une régression réalisée à partir des données de prévision de la variable hydrologique du problème d'optimisation [Faber et Stedinger, 2001]. La distribution conditionnelle ainsi obtenue est une distribution normale qui a comme moyenne la prédiction de la régression, et qui a comme

écart type, l'erreur de la régression. Au lieu de la prévision saisonnière des variables hydrologiques, Vicuna *et al.* [2010] ont proposé une méthode de calcul de probabilités de transition entre les projections climatiques pour un problème SSDP en analysant le biais cumulé entre la moyenne historique d'apports et les apports annuels des projections climatiques. L'utilisation des apports historiques présume l'hypothèse de la stationnarité du régime hydrologique.

Dans le contexte des changements climatiques, la non-stationnarité peut être modélisée en utilisant des modèles dynamiques bayésiens (BDM) [Kumar *et al.*, 2010; Kumar et Maity, 2008; West et Harrison, 1997]. Les observations historiques ainsi que les projections du climat futur peuvent être utilisées dans un BDM pour quantifier l'incertitude des changements climatiques. Kumar *et al.* [2008] ont souligné que l'avantage d'un BDM est la quantification de l'incertitude des valeurs prédites et la représentation de toutes les sources d'incertitude par des probabilités. BDM utilise l'information existante ou des observations historiques d'un phénomène pour prévoir le développement futur de ce phénomène; l'information existante représente toute l'information pertinente disponible au départ qui est utilisée pour former le point de vue initial sur le futur [McCuen, 2004; West et Harrison, 1997]. L'information existante est renouvelée chaque fois que l'on a de nouvelles observations.

La probabilité conditionnelle de la projection  $j$  au pas de temps 'a+1' étant donné la projection  $i$  au pas de temps 'a', peut être calculé en utilisant le théorème de Bayes :

$$p(j_{a+1} | i_a) = \frac{p(i_a | j_{a+1})p(j_{a+1})}{p(i_a)} \quad (6.13)$$

Pour déterminer la probabilité de la projection  $i$  au pas de temps 'a', les apports annuels des projections climatiques ont été modélisés par le BDM. Les apports annuels historiques représentent l'information existante sur le système et cette information a été représentée par une loi normale de moyenne  $\mu_0$  et d'écart-type  $\sigma_0$ . Le processus de prévision avec le BDM se résume, selon Kumar *et al.* [2008], comme suit : l'information existante est utilisée pour une première estimation du futur et elle est utilisée comme une distribution *a priori* (équation 6.13), pour la prochaine étape. Pendant cette étape, une nouvelle information est observée, soit une fonction de vraisemblance observée. La distribution *a priori* et la fonction de

vraisemblance observée (équations 6.14 et 6.15), donnent la distribution *a posteriori* (équation 6.16). Le BDM est représenté par les équations suivantes pour la projection *i*:

Information existante sur le système (apports annuels historiques) :

$$(\theta_0^i | D_0^i) \sim N[\mu_0^i, \sigma_0^i] \quad (6.14)$$

Équation des observations (dans le cas actuel, les observations sont les apports annuels) :

$$Q_a^i = F_a^i \theta_a^i + \nu_a \quad \nu_a \sim N[0, V] \quad (6.15)$$

Équation du système:

$$\theta_a^i = \theta_{a-1}^i + \omega_a^i \quad \omega_a^i \sim N[0, W_a^i] \quad (6.16)$$

La distribution *a posteriori*:

$$(\theta_a^i | D_a^i) \sim N[\mu_a^i, \sigma_a^i] \quad (6.17)$$

$D_0^i$	Information initiale sur le système, commune pour toutes les projections climatiques
$D_a^i$	Information disponible, que l'on a sur le système, à la période 'a', pour la projection climatique <i>i</i>
$Q_a^i$	Variable explicative, qui est l'information observée ou l'apport annuel de la projection climatique <i>i</i> , à la période 'a'
$F_a^i$	Paramètre de la variable explicative à la période a pour la projection <i>i</i>
$\theta_a^i$	Variable d'intérêt qui représenté le système de la projection <i>i</i> , à la période 'a',
$\omega_a^i$	Perturbation associée au paramètre de régression, qui est supposée avoir une distribution normale de moyenne nulle et variance $W_a^i$
$\nu_a$	Perturbation associée à l'information observée, qui est censée avoir une distribution normale de moyenne nulle et variance V
$W_a^i$	Variance d'évolution, qui est en fonction du temps
$\mu_a^i, \sigma_a^i$	Paramètres de la distribution <i>a posteriori</i> étant donné l'information sur le système actuellement disponible $D_a^i$



Les variables d'intérêt  $\theta_a^i$  fournissent le moyen par lequel d'information pertinente pour la prévision du futur est résumée et utilisée pour former de nouvelles lois de probabilité des prévisions. La variance de l'évolution,  $W_a^i$ , est utilisée dans l'équation 6.16 du système pour refléter la variance de la perturbation  $\omega_a^i$ . Le paramètre de la variable explicative,  $F_a^i$ , représente la relation entre l'information observée,  $Q_a^i$ , et la variable d'intérêt,  $\theta_a^i$ , que l'on peut considérer comme un facteur de proportionnalité entre la variable explicative (information observée) et la variable d'intérêt.

Pour chaque projection climatique  $i$ , et à chaque pas de temps 'a', on représente le système ou la variable d'intérêt  $\theta_a^i$ , en fonction de la variable d'intérêt au précédent pas de temps,  $\theta_{a-1}^i$ , c'est-à-dire l'information disponible (information accumulée depuis la période a=0) que l'on a sur le système,  $D_{a-1}^i$ , au pas de temps 'a-1' et l'information observée,  $Q_a^i$ . L'information initiale,  $D_0^i$ , provient des apports historiques et elle est commune pour toutes les projections climatiques. En fin de compte, les paramètres  $\mu_a^i$  des distributions  $(\theta_a^i | D_a^i)$  sont les apports modélisés qui décrivent l'évolution système selon l'information observée (apports annuels)  $Q_a^i$  et l'information initiale (apports historiques)  $D_0^i$ .

En considérant les apports modélisés de toutes les projections climatiques  $i$  au pas de temps 'a' comme étant des variables aléatoires indépendantes et identiquement distribuées et en supposant une loi normale, on peut calculer les probabilités des projections,  $p(i_a)$ , pour toutes les projections climatiques  $i$  et pour tous les pas de temps annuels 'a'.

On utilise des classes d'apports annuels modélisés des projections climatiques pour trouver la fonction de vraisemblance  $p(i_a | j_{a+1})$ . Les classes d'apports sont définies à partir des apports annuels modélisés. Les apports annuels modélisés de toutes les projections climatiques sont divisés en  $n$  classes selon une loi normale qui ajuste leur distribution. Puis, les apports modélisés de chaque projection climatique  $i$  et à chaque pas de temps 'a' sont attribués à des classes. Suite à une analyse de fréquence, une matrice des probabilités de transition entre les

classes d'apports de dimensions  $n \times n$  est déterminée. Le nombre de classes  $n$  dépend de la variabilité des apports : plus l'écart-type de la distribution d'apports est important, plus le nombre de classes est grand.

Les classes d'apports permettent de déterminer la tendance d'apports dans le climat futur. Par exemple, si les apports annuels ont une tendance à la baisse, la probabilité de transition d'une classe donnée vers une classe inférieure sera plus grande que la probabilité de transition de cette classe d'apports vers une classe supérieure. Dans le cas contraire, si les apports annuels ont une tendance à la hausse, l'inverse sera observé.

Pour toutes les projections climatiques  $i$  et pour toutes les périodes 'a', on détermine les classes d'apports auxquelles les apports annuels modélisés appartiennent. Ainsi on remplace la fonction de vraisemblance  $p(i_a | j_{a+1})$  par son équivalent  $p(q_a^i | q_{a+1}^j)$ .  $q_a^i$  représente la classe d'apports à laquelle l'apport annuel modélisé de la climatique  $i$  à la période 'a' appartient.

$$p(i_a | j_{a+1}) \approx p(q_a^i | q_{a+1}^j) \quad (6.18)$$

Avec les probabilités de classes des apports annuels et les probabilités des projections,  $p(i_a)$ , on trouve les probabilités conditionnelles  $p(q_a^i | q_{a+1}^j)$ , avec l'équation 6.19.

$$p(q_a^i | q_{a+1}^j) = \frac{p(i_a) p(q_{a+1}^j | q_a^i)}{\sum_{i'=1}^I p(i'_a) p(q_{a+1}^j | q_a^{i'})} \quad (6.19)$$

Où

$p(i_a | j_{a+1})$  Probabilité conditionnelle de la projection  $i_a$ , étant donné la projection  $j_{a+1}$

$p(q_{a+1}^j | q_a^i)$  Probabilité conditionnelle de la classe d'apports  $q_{a+1}^j$ , étant donné la classe d'apports de  $q_a^i$

$p(i'_a)$  Probabilité de la projection  $i'$  à la période a

$p(q_{a+1}^j | q_a^{i'})$  Probabilité conditionnelle de la classe d'apports de  $q_{a+1}^j$ , étant donné la classe d'apports de  $q_a^{i'}$

Les probabilités des classes  $q_a^i$  sont normalisées pour que  $\sum p(q_{a+1}^j | q_a^i) = 1$ . L'équation 6.19 est utilisée dans l'équation 6.13 des probabilités de transition entre les projections climatiques.

## 6.5 Performance de l'algorithme

La performance de l'algorithme est définie comme étant la quantité d'énergie en KWh produit par un m<sup>3</sup> de soutirage (équation 6.20). Ici, le soutirage comprend la quantité d'eau turbinée pour la production d'hydroélectricité et les déversements non productibles pour toutes les centrales hydroélectriques du système. La performance permet de comparer l'efficacité du système pour les horizons du climat futur qui auraient différents régimes hydrologiques. Pour le scénario des changements climatiques  $i$ , l'efficacité 'e' est donnée par l'équation :

$$e(i) = \frac{\sum_{a=1}^A \sum_{t=1}^T B_{t,a}(S_{t,a}, Q_{t,a}(i), R_{t,a})}{\sum_{a=1}^A \sum_{t=1}^T Q_{t,a}(i)} \quad (6.20)$$

Tableau 6.2 Algorithme du modèle optimisation-simulation dans le contexte des changements climatiques

Étape	Pas de temps interannuel	Pas de temps Intra-annuel	Procédure	Commentaires
1 <sup>er</sup> Étape			Probabilités de transition	
	$a = A, \dots, 1$	-	$p(j_{a+1}   i_a) = \frac{p(i_a   j_{a+1})p(j_{a+1})}{p(i_a)}$	Les probabilités de transition entre les projections climatiques avec les apports annuels
2 <sup>e</sup> Étape			Modèle d'optimisation	
	$a = A, \dots, 1$	$t = T, \dots, 1$	$R_{t,a}^* = \underset{R_{t,a}}{\operatorname{argmax}} \{B_{t,a}(S_{t,a}, Q_{t,a}(i), R_{t,a}) + f_{t+1,a}(S_{t+1,a}, i)\}$ $f_{t,a}(S_{t,a}, i) = B_{t,a}(S_{t,a}, Q_{t,a}(i), R_{t,a}^*) + f_{t+1,a}(S_{t+1,a}, i)$	Modèle d'optimisation avec une méthode de programmation dynamique à rebours
	$a$	$t = 1$	$f_a(S_a, i) = \underset{j i}{E} [f_{1,a}(S_{1,a}, j)]$	Transition entre les périodes interannuelles, avec l'espérance de la fonction bénéfice et des stockages
	$a$ $a+1$	$t = T$ $t = 1$		
3 <sup>e</sup> Étape			Modèle de Simulation	
	$a = 1, \dots, A$	$t = 1, \dots, T$	$R_{t,a}^* = \underset{R_{t,a}}{\operatorname{argmax}} \{B_{t,a}(S_{t,a}, Q_{t,a}(i), R_{t,a}) + f_{t+1,a}(S_{t+1,a}, i)\}$ $f_{t,a}(S_{t,a}, i) = B_{t,a}(S_{t,a}, Q_{t,a}(i), R_{t,a}^*) + f_{t+1,a}(S_{t+1,a}, i)$	Modèle de simulation avec une méthode de programmation dynamique avant
	$a$	$t = T$	$S_{1,a+1}^r(i) = S_{T,a}^r(i)$	Transition entre les périodes interannuelles
	$a+1$	$t = 1$		

## 6.6 Résultats et discussion

### 6.6.1 La mise en œuvre de l'algorithme

Un modèle avec une méthode de programmation dynamique à rebours (équations 6.2 à 6.12), a été utilisé pour déterminer les fonctions bénéfice futur de projections climatiques, de l'année 2099 jusqu'au début de la période d'étude, 2010. À début de chaque année, l'espérance de la fonction bénéfice futur d'une projection climatique est calculée avec les fonctions bénéfice futur de toutes les projections climatiques pour l'année en question en utilisant les équations 6.8 à 6.12. Ceci permet d'inclure l'incertitude du régime hydrologique aussi bien que celle du stockage dans le problème d'optimisation à chaque période.

En d'autres termes, au début d'une période (année actuelle), on détermine l'espérance du volume d'eau cible qu'il faut avoir dans le réservoir pour maximiser les bénéfices futurs. À la prochaine période (année précédente), la PD trouve les variables d'état (stockage hebdomadaire), qui donnent une production optimale d'hydroélectricité pour cette période (année précédente) et qui satisfont la contrainte du volume cible au début de la période (année actuelle). Le tableau 6.2 résume les procédures du modèle optimisation-simulation dans le contexte des changements climatiques. Le modèle d'optimisation consiste d'un modèle de programmation dynamique intra-annuel pour déterminer les règles de gestion optimale et d'une transition entre deux périodes interannuelles.

Le volume des réservoirs a été discrétisé en 21 intervalles égaux. Par le calcul de l'espérance de la fonction bénéfice futur à chaque intervalle, on commence par la DP avec une méthode de procédure à rebours à la fin de l'année avec la connaissance de la fonction bénéfice futur à partir de l'année prochaine. En tenant compte de l'incertitude du climat futur, l'algorithme fait le choix entre 'garder l'eau dans les réservoirs à un certain niveau pour la production future' et 'produire plus d'hydroélectricité pour la période actuelle'. Après l'optimisation avec la DP, une simulation est faite par ré-optimisation avec une méthode de procédure avant [Tejada-Guibert *et al.*, 1995] pour simuler la règle de gestion pour les conditions initiales de réservoirs et des apports hebdomadaires.

La saisonnalité est prise en charge par l'algorithme en utilisant des projections d'apports, qui représentent la variabilité saisonnière d'apports pour chaque année. L'utilisation de l'espérance de la fonction bénéfice futur permet de combiner ou d'échanger l'information sur le climat futur de toutes les projections climatiques. Cependant, les règles de gestion hebdomadaire dépendent plus des apports saisonniers, que de la fonction bénéfice futur à la fin de l'année. Les résultats ont été résumés dans trois horizons du climat futur : 2010-2039, 2140-2169 et 2070-2099.

### 6.6.2 Projections des apports

Les projections d'apports hebdomadaires consistent en 38 projections climatiques d'une période de 90 ans (2010-2099) pour chacune des cinq centrales hydroélectriques du système hydrique du bassin versant de la rivière Manicouagan. Les projections d'apports montrent un degré d'incertitude remarquable dont les sources sont, entre autres, les modèles du climat, les scénarios d'émissions de GES, la mise à l'échelle des données des modèles du climat, la structure et la paramétrisation du modèle hydrologique. Toutes ces sources d'incertitude sont encapsulées dans les données d'apports et ne peuvent pas être différenciées. La représentation probabiliste de toutes ces sources d'incertitude dans le problème d'optimisation permet de déduire un intervalle de fiabilité des résultats au lieu de déterminer une solution absolue du problème. Le tableau 6.3 et la figure 6.1 montrent la variabilité des apports annuels non-contrôlés dans le climat futur.

Le tableau 6.3 représente l'incertitude des apports annuels avec les valeurs moyennes de toutes les projections d'apports aussi bien que la plage d'incertitude dans laquelle se trouvent les apports de toutes les projections. Dans le climat futur, les apports auraient une tendance à la hausse. Ainsi les apports à Manic 5 pour la période 2010-2039 varient entre 13 560,60 et 16 865,21 hm<sup>3</sup> par année avec une moyenne de 15 347,52 hm<sup>3</sup> par année. L'intervalle montre comment varient les apports annuels, mais ne donne aucune information sur la variation d'apports à l'intérieur de cet intervalle.

Tableau 6.3 Apports non contrôlés aux centrales dans le climat futur

Apports annuels (hm <sup>3</sup> / an)					
	Manic 5	Toulnostouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>1970-199</b>					
<b>Moyenne</b>	13 615,83	4 445,68	3 368,95	2 733,67	87,38
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne</b>	15 347,52	4 939,40	3 641,60	2 858,39	88,04
<b>Minimum</b>	13 560,60	4 406,54	3 341,34	2 650,26	80,03
<b>Maximum</b>	16 865,21	5 396,53	3932,61	3168,75	99,08
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne</b>	16 063,92	5 130,18	3 811,04	2 967,16	92,79
<b>Minimum</b>	14 044,02	4 705,76	3 440,42	2 548,90	77,95
<b>Maximum</b>	18 616,60	5 969,51	4 304,29	3 302,52	107,70
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne</b>	16 274,46	5 217,60	3 788,52	2 967,92	96,69
<b>Minimum</b>	12 527,53	3 805,08	2 714,21	1 904,87	65,17
<b>Maximum</b>	19 194,04	6 714,65	4 423,06	3 709,08	128,76

La plage d'incertitude devient de plus en plus importante avec le temps, mais aussi la valeur minimale diminue et la valeur maximale s'accroît. Par exemple la plage d'incertitude des apports de Manic 5 est de 1 517,7, 4 572,6 et 6 666,5 hm<sup>3</sup> par année respectivement pour la période 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. Comme cette plage ne donne aucune information sur la distribution d'apports, on ne peut pas tirer de conclusion sur les valeurs extrêmes, si elles s'intensifient ou si c'est seulement quelques projections qui sont différentes des autres. La figure 6.1 présente la plage d'incertitude des apports hebdomadaires non contrôlés de tout le système, ainsi que les courbes des valeurs médianes et de l'écart interquartile. L'écart interquartile est la différence entre le 3<sup>e</sup> quartile, qui sépare les 75% inférieurs des données et le 1<sup>er</sup> quartile, qui sépare les 15% inférieurs des données.

Si on compare la plage d'incertitude et les écarts interquartiles, ou l'intervalle dans lequel 50% des projections se trouvent, de chaque horizon du climat futur, on constate que ce sont seulement quelques projections qui correspondent aux cas extrêmes. Ce serait donc inapproprié de considérer seulement la moyenne sans regarder aussi la distribution des

données, car les valeurs extrêmes ont une grande influence sur la moyenne. En revanche, l'écart interquartile augmente aussi avec le temps, mais pas autant que la plage d'incertitude.

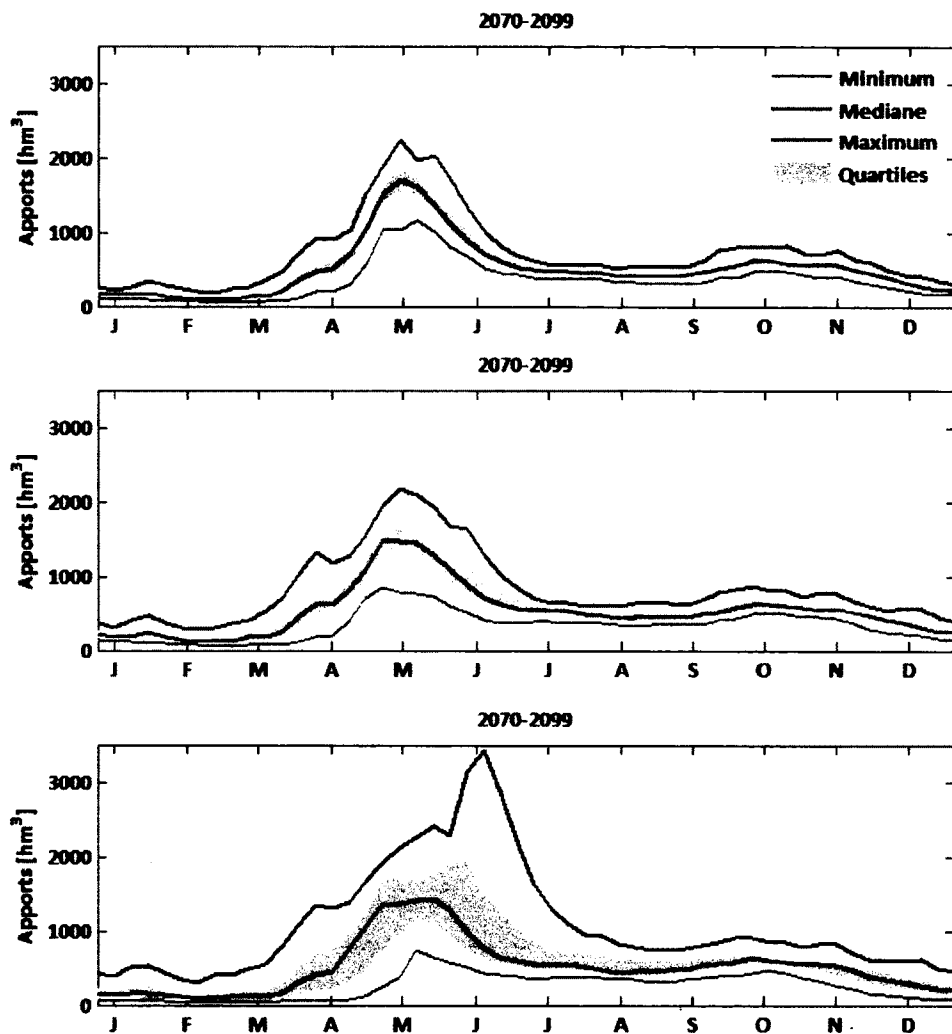


Figure 6.1 Apports hebdomadaires non contrôlés pour toutes les centrales dans le climat futur

La distribution des apports au sein de la plage d'incertitude permet de bien représenter l'incertitude des apports dans le climat futur en mettant l'accent sur la variabilité des apports selon les différentes projections climatiques



### 6.6.3 Probabilités de transition

Les probabilités de transition ont été calculées en trois étapes. À la première étape, les apports annuels des projections climatiques pour la période 2000-2099 ont été modélisés avec un modèle dynamique bayésien (équations 6.14 à 6.17). À la deuxième étape, avec l'hypothèse que les apports modélisés sont des variables aléatoires indépendantes et identiquement distribuées et qu'ils peuvent être représentés par une loi normale, les apports modélisés ont été divisés en classes afin de déterminer la probabilité conditionnelle d'une classe d'apports étant donné une autre classe  $p(q_{a+1}^j | q_a^i)$ , dans l'équation 6.19. À la troisième étape, les apports modélisés ont été utilisés pour trouver les distributions de probabilités afin de déterminer la probabilité des projections climatiques pour chaque année,  $p(i_a)$  et  $p(j_{a+1})$  dans l'équation 6.13.

Les figures 6.2 et 6.3 montrent les probabilités de transition entre les classes d'apports annuels, la probabilité d'une classe (axe des Y) étant donné une autre classe (axe des X). La figure 6.2 montre six classes, et on remarque que les classes 4 et 3 ont plus de probabilités d'occurrence que les autres. Ceci se traduit par le fait que, durant la période de 2010-2099, le régime hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan aurait une tendance à garder ses apports annuels dans un intervalle central, et de temps en temps de se déplacer vers des cas extrêmes: des inondations (classes 6 et 5) et des sécheresses (classes 1 et 2). La probabilité de passer d'une année très sèche (classe 1) à une année très humide (classe 6) est nulle ou presque nulle, mais on pourrait passer facilement d'un cas extrême à un cas moins extrême ou vice versa, par exemple de la classe 1 à 2 et de la classe 6 à 5.

Cependant, les classes 3 et 4 ont plus de probabilités d'occurrence qui ne sont pas comparables aux autres classes, ce qui laisse croire que les apports annuels ne vont pas beaucoup varier dans le climat futur. Pour vérifier cette constatation, on a augmenté le nombre de classes de six à huit (figure 6.3).

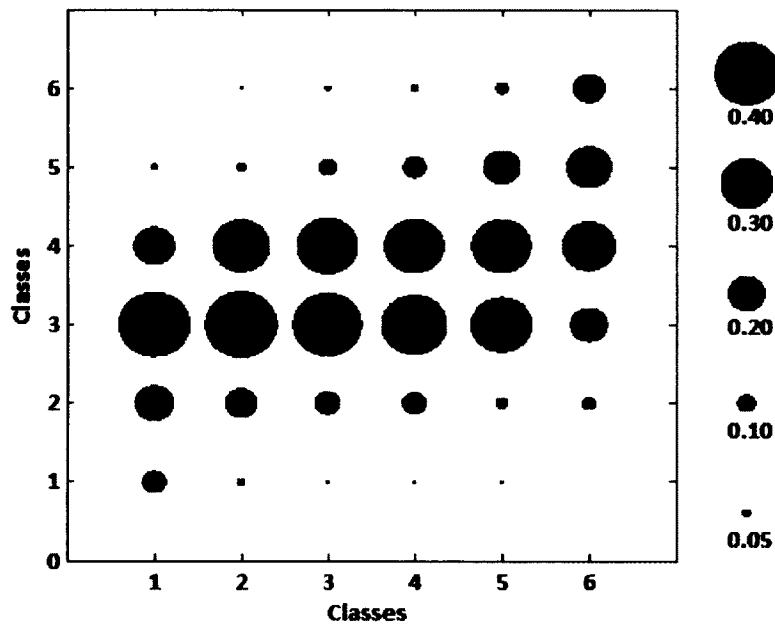


Figure 6.2 Probabilités de transition entre six classes des apports annuels des toutes les projections climatiques pour la période de 2000-2099

La figure 6.3 permet les mêmes constatations sur les cas extrêmes que pour le cas précédent, mais les probabilités des classes 3 et 4 pour le premier cas ont été distribuées en quatre classes : 3, 4, 5 et 6. On remarque la tendance à la hausse du régime hydrologique de la zone d'étude. La probabilité d'occurrence de la classe 4 étant donné les classes inférieures (1, 2 et 3) est plus importante que les probabilités d'occurrence des classes (1, 2 et 3) étant donné la classe 4. De plus, on aurait plus de probabilité de passer aux classes 4 ou 5 que l'inverse. Pour les cas extrêmes, il y aurait plus de probabilité de passer à une classe d'apports moins sévère que de rester ou passer à une classe d'apports plus sévère. Par exemple, au lieu de rester dans les classes 8 ou 1, on aurait plus de chance de passer aux classes plus ou moins favorables 7 et 2.

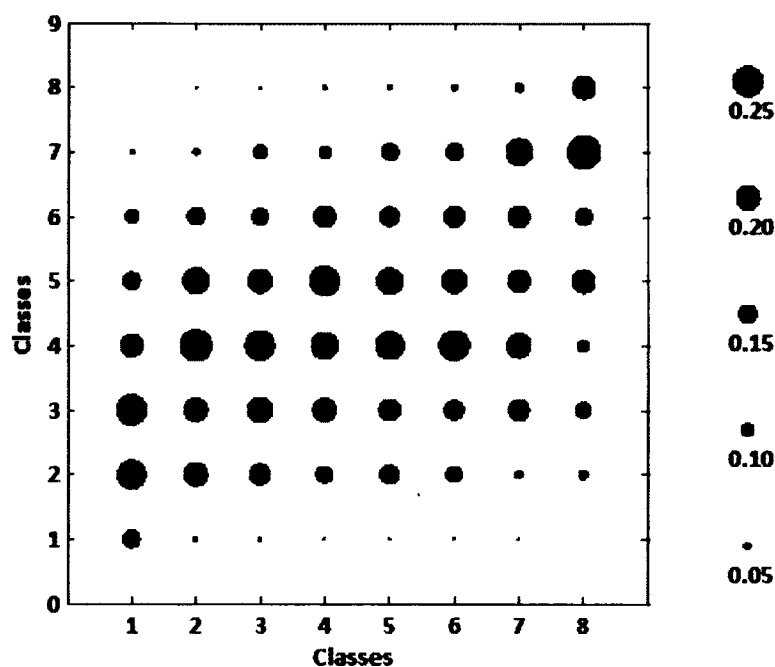


Figure 6.3 Probabilités de transition entre huit classes des apports annuels des toutes les projections climatiques pour la période de 2000-2099

Les probabilités des projections climatiques ( $p(i_a)$  et  $p(j_{a+1})$ ) dans l'équation 6.14) varient d'une année à l'autre selon la distribution des apports des projections climatiques à chaque période. Les figures 6.4 (a), (b) et (c) montrent respectivement les probabilités de projections climatiques pour les années 2024 à 2026, 2054 à 2056 et 2084 à 2086, que l'on a choisi arbitrairement. La ligne en pointillés représente le cas d'équiprobabilité des projections climatiques.

Si on suppose une situation d'équiprobabilité, la probabilité d'une projection climatique serait  $1/38$  (0,0263). Mais sur la figure 6.4, on remarque qu'il y a des cas où les probabilités de projections climatiques sont nulles ou presque nulles : projection 32 en 2024, 2025 et 2026, projections 2 et 30 en 2055 et projection 19 en 2084 et 2086. Comme une loi normale a été utilisée pour ajuster la distribution des apports annuels des projections climatiques, les projections climatiques avec une probabilité nulle ou presque nulle représentent des régimes hydrologiques extrêmes, et elles seraient surévaluées si on avait accordé à ces projections, la même probabilité.

Les probabilités d'une projection climatique pour des années consécutives sont complètement différentes dans certains cas. Par exemple, la probabilité de la d'une projection climatique 13 passe de zéro pour l'année 2024 à 0,04 pour l'année 2025 pour enfin revenir à zéro pour l'année 2026. Cette situation montre l'évolution des probabilités des projections climatiques, qui sont estimées par rapport aux apports des autres projections climatiques pour chaque année et non de l'évolution des apports de cette projection.

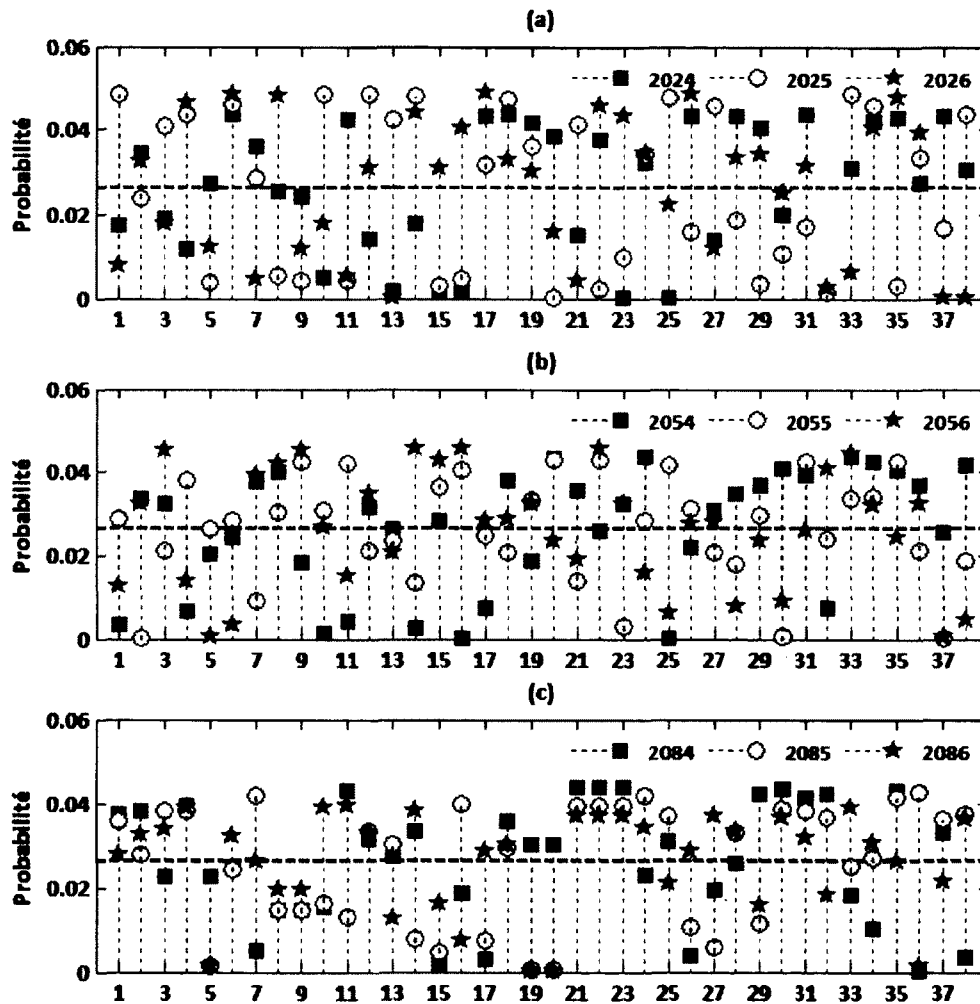


Figure 6.4 Probabilités de projections climatiques pour trois périodes du climat futur 2024-2026, 2054-2056 et 2084-2086

Sur la figure 6.4, on remarque aussi que plus le temps avance, plus le nombre des projections climatiques avec une probabilité 'nulle' ou 'presque nulle', diminue. Cela ne signifie pas que

les cas extrêmes diminuent, mais plutôt qu'en avançant dans le climat futur, la différence entre la prédiction des projections climatiques ou la plage d'incertitude s'amplifie. Par conséquent, la dispersion ou la variabilité des apports devient de plus en plus importante et on tend vers une situation d'équiprobabilité ou une tendance à une centralisation des probabilités.

En outre, pour la période 2084-2086, les projections d'un même MCG ont presque la même probabilité : par exemple, les projections climatiques 1, 2 et 3 font partie d'un même MCG, ainsi que les projections climatiques 21, 22 et 23. Ici, l'incertitude de la structure interne des MCG prime sur l'incertitude des scénarios d'émissions de GES, alors que pour les autres périodes 2024-2026 et 2054-2056, les projections climatiques qui appartiennent à la même famille des scénarios d'émissions de GES ont des probabilités comparables.

#### 6.6.4 Patron de la demande

Le patron de la demande d'énergie électrique, typique pour le Québec et le Canada, est caractérisé par une forte demande d'énergie en hiver, principalement pour le chauffage (figure 6.5). Cependant, les apports les plus importants se produisent au printemps. Par exemple, la demande énergétique en hiver et l'été sont respectivement 30,8% et 20,5%, tandis que 56,1% des apports dans le bassin versant de la rivière Manicouagan sont au printemps.

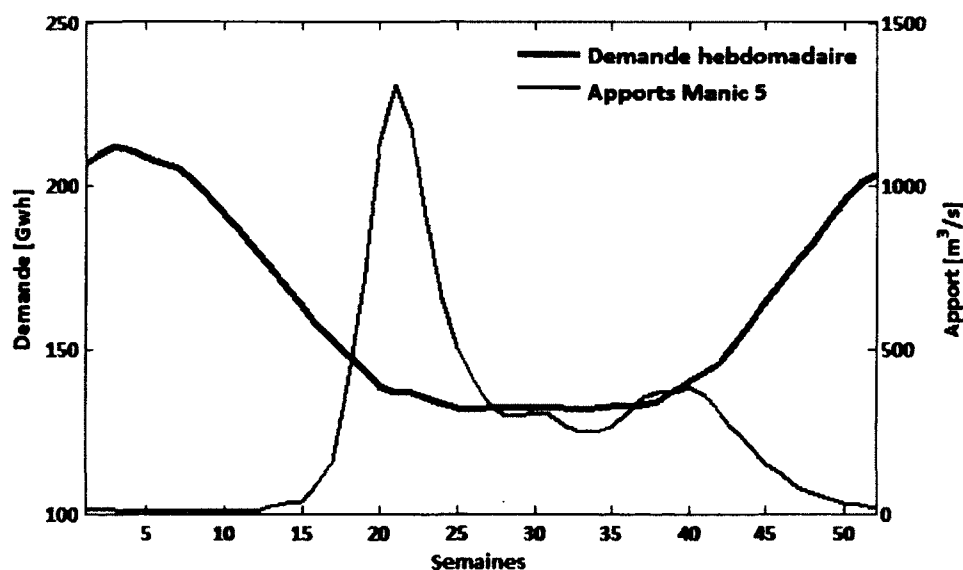


Figure 6.5 Patron de la demande et la moyenne des apports historiques de Manic 5

Les contraintes de la demande énergétique du problème d'optimisation sont restées les mêmes au cours de la période d'optimisation (2010-2099). D'après une étude de Lafrance et Desjarlais [2006] sur l'impact des changements climatiques sur la demande énergétique au Québec, la demande pour le chauffage pendant l'hiver diminuerait dans le climat futur alors que la demande pour la climatisation pendant l'été augmenterait (tableau 6.4), ce qui aurait un effet sur la gestion des réservoirs. Cependant ces changements causeraient un léger changement du patron de la demande, car la grande partie de la demande resterait toujours en hiver. Il demeurerait donc plus avantageux de produire plus d'hydroélectricité pendant l'hiver que l'été.

Tableau 6.4 Impact des changements climatiques sur le chauffage et la climatisation dans le secteur résidentiel [Lafrance et Desjarlais, 2006]

Horizon	Sur la demande totale d'énergie (%)			Sur la demande totale d'électricité (%)		
	Chauffage	Climatisation	Net	Chauffage	Climatisation	Net
2030	-11,0	4,4	-6,7	-8,6	5,5	-3,1
2050	-15,2	8,3	-6,9	-12,3	10,0	-2,3

### 6.6.5 Le problème d'optimisation

Les opérations du système hydrique de la rivière Manicouagan ont été optimisées pour des règles de gestion hebdomadaires sur une période de 90 ans. Le système (figure 2.4) consiste en deux centrales hydroélectriques avec réservoir en parallèle, soit Manic 5 et Toulmoustou et trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau, soit Manic 3, Manic 2 et Manic 1, dont les apports dépendent plus des soutirages en amont que des apports non contrôlés.

L'objectif du problème d'optimisation est de trouver des règles de gestion hebdomadaires qui maximisent la production d'hydroélectricité dans le climat futur, c'est-à-dire de gérer le système hydrique en tenant compte non seulement de la variation saisonnière des apports aux centrales hydroélectriques, mais aussi de la variation annuelle du volume des apports.

Un scénario plausible pourrait être une année sèche qui suit une année normale ou humide. Dans ce cas, il serait avantageux de garder l'eau dans les réservoirs à la fin de l'année humide pour une production ultérieure au lieu de maximiser la production actuelle. Ce scénario

devient plus intéressant dans le cas d'une alternance des périodes humides et sèches, où le problème est de trouver une solution optimale globale qui maximiserait la production totale sur toute la période, car les pertes sur la période sèche pourraient être plus importantes que les gains additionnels sur la période humide.

Dans un contexte de changement climatique, les modèles du climat fournissent de l'information sur l'état possible d'un climat futur. À l'aide de modèles hydrologiques, on détermine un ensemble des projections des apports du climat futur que l'on peut utiliser pour établir des règles de gestion associées à chaque projection climatique. Dans le chapitre précédent, on a déterminé des règles de gestion de chaque projection climatique avec le modèle SSDP. Chaque projection a été évaluée distinctement des autres et les résultats ont été agrégés pour donner une vue d'ensemble des règles de gestion du climat futur. Cette méthode permet d'établir l'impact du changement climatique sur la gestion des ressources en eau, mais elle n'est pas efficace pour développer des stratégies d'adaptation, car elle représente la non-stationnarité du climat d'une manière implicite et les projections climatiques sont considérées comme étant équiprobables.

La méthode développée dans ce chapitre tient compte de la variabilité des apports saisonniers de chaque projection climatique avec le modèle DP ainsi que l'incertitude du stockage des réservoirs au début de chaque année. L'algorithme d'optimisation a été testé avec les contraintes opérationnelles des réservoirs en maximisant simplement la production d'hydroélectricité. L'algorithme d'optimisation a aussi été testé avec les contraintes de demande énergétique, afin de le contraindre à maximiser la production d'hydroélectricité tout en suivant un patron de demande spécifique (figure 6.5). Le fait d'introduire les contraintes de demande dans le modèle d'optimisation avait comme objectif de tester la robustesse de l'algorithme et non de forcer le système hydrique à produire la quantité exacte d'énergie spécifiée par le patron de demande. Les paramètres d'évaluation du modèle sont le stockage des réservoirs, les soutirages aux centrales hydroélectriques, la production d'hydroélectricité, les déversements non productibles et la performance du système.

## 6.6.6 Les règles de gestion

### 6.6.6.1 Stockage

En général, le stockage des réservoirs pour les règles de gestion optimales suit la variabilité saisonnière des apports. D'une part, le stockage diminue pendant l'hiver pour anticiper la crue printanière, d'autre part, la crue printanière remplit les réservoirs au printemps et les réservoirs sont maintenus à un niveau d'eau élevé pendant l'été et l'automne pour la production hivernale, lorsque les débits en rivières seront faibles.

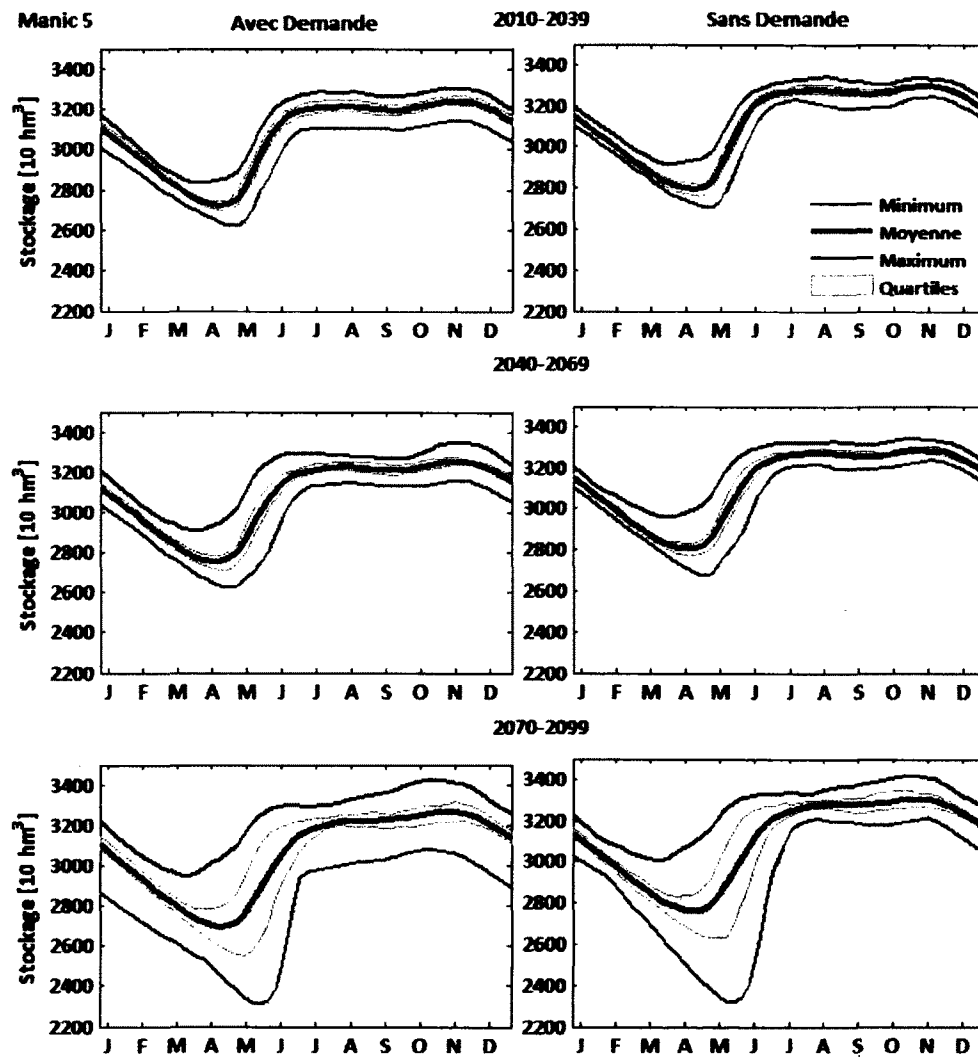


Figure 6.6 Stockage hebdomadaire du réservoir de Manic 5 pour les horizons du climat futur, avec et sans les contraintes sur la demande énergétique



La tendance à la hausse des apports fait qu'il y aurait plus de production d'hydroélectricité dans le climat futur, mais l'incertitude s'accroît avec le temps. Les figures 6.6 et 6.7 illustrent le stockage hebdomadaire de réservoirs de Manic 5 et de Toulnostouc, pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099, avec ou sans la considération des contraintes de la demande. La moyenne du volume de stockage pour toutes les projections climatiques ainsi que les écarts interquartiles (25 et 75%) des stockages sont représentés. De plus, la plage d'incertitude de stockage est aussi illustrée par les projections qui ont le stockage minimal et maximal.

La variabilité des apports saisonniers se traduit par la réduction du volume de stockage pour les réservoirs Manic 5 et Toulnostouc pendant l'hiver et le remplissage par la crue printanière. À la fin de l'automne, une autre crue rehausse le niveau d'eau dans les réservoirs après un déclin du stockage qui a eu lieu pendant l'été.

Le stockage chute de nouveau au cours de l'hiver et le cycle recommence. Cette saisonnalité des apports est accompagnée par une variabilité du volume des apports d'une année à l'autre et d'un horizon à l'autre. Sur les figures 6.6 et 6.7, cette variation est représentée par l'incertitude du stockage. La plage d'incertitude sur le stockage varie suivant les saisons. Au printemps, la plage est grande à cause de l'incertitude de la fonte de neige qui produit la crue printanière. Cette plage d'incertitude augmente avec le temps et on remarque une grande variabilité de stockage pour l'horizon 2070-2099.

Si on compare la plage d'incertitude du niveau d'eau dans les réservoirs (tableau 6.5) avec celle obtenue avec le modèle SSDP (tableau 5.2), on remarque que cette plage a diminué de 16, 13 et 12% pour le réservoir de Toulnostouc pour les trois horizons. La plage d'incertitude du niveau d'eau du réservoir Manic 5 a diminué de 49 et 48% pour les deux premiers horizons, mais elle augmente de 10% pour l'horizon 2070-2099. Dans tous les cas, les réservoirs sont gérés plus haut si la saisonnalité des régimes d'écoulement et de la non-stationnarité du climat sont abordées d'une manière explicite dans le problème d'optimisation que si les projections climatiques sont traitées différemment (chapitre 5).

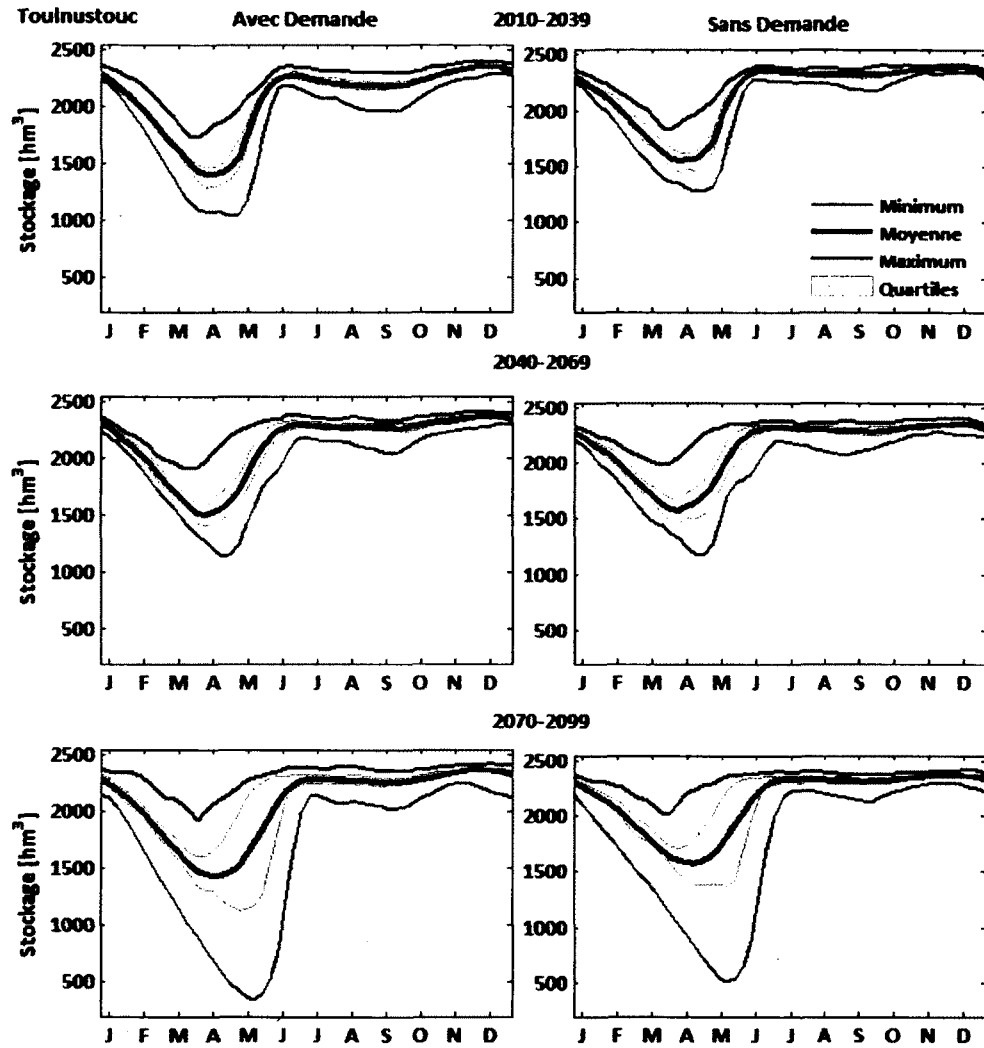


Figure 6.7 Stockage hebdomadaire du réservoir de Toulustouc pour les horizons du climat du futur, avec et sans les contraintes sur la demande énergétique

Les contraintes de la demande d'énergie sont aussi une source importante d'incertitude comme le montrent les figures 6.6 et 6.7. Comme une grande partie de la demande se trouve en hiver, la gestion à long terme du système doit prendre une décision sur le stockage au printemps pour une production qui serait réalisée l'hiver suivant. Cette décision dépend non seulement de la crue printanière actuelle, mais aussi du volume d'apports ou tout simplement de la crue printanière de l'année prochaine. Les règles de gestion sans les contraintes de la demande d'énergie affichent une plus petite plage d'incertitude et un petit écart interquartile, car on

contraint le système de produire plus d'hydroélectricité pendant la période où il y a moins d'apports, ce qui amplifie l'incertitude initiale provenant des projections des apports.

L'intégration de la non-stationnarité du climat dans le problème d'optimisation permet d'interpréter les résultats par leurs distributions et non par leurs valeurs nominales. Si on compare l'écart interquartile et la plage d'incertitude, on remarque que plus de 50% des projections climatiques représentent une petite partie de toute la plage d'incertitude. Par exemple, pour Tournustouc à l'horizon 2070-2099, le stockage varie de moins de 500 hm<sup>3</sup> jusqu'à 2 400 hm<sup>3</sup>. Mais pour 50% des projections climatiques, cette variation est de 1 100 à 2 300 hm<sup>3</sup> (figure 6.7). Une grande partie de la plage d'incertitude est occupée par des cas extrêmes avec certaines projections qui prédisent de faibles apports.

Les règles de gestion des réservoirs Manic 5 et Tournustouc se comportent différemment à cause de leurs capacités. Les tableaux 6.5 et 6.6 présentent le stockage et le niveau d'eau de ces deux réservoirs à la fin du mois de septembre pour les trois horizons du climat futur. La fin du mois de septembre correspond au début de l'année hydrologique. Le stockage de Manic 5 à la fin du mois de septembre diminue de 0,11% pour l'horizon 2040-2069 par rapport à l'horizon 2010-2039 et il augmente de 0,74% à l'horizon 2070-2099. Le réservoir de Tournustouc montre un déclin du stockage de 1,33% pour l'horizon 2040-2069 par rapport à l'horizon 2010-2039 et de 0,17% pour l'horizon 2070-2099 dans le cas où on ne tient pas compte des contraintes sur la demande énergétique.

Si les contraintes de la demande sont considérées, la hauteur de chute moyenne de Manic 5 à la fin du mois de septembre passe respectivement de 151,99 m pour l'horizon 2010-2039 à 152,08 m et 152,21 m pour les horizons 2040-2069 et 2070-2099. En termes de stockage, c'est une augmentation de 0,52 et 1,26% du volume de stockage. D'un autre côté, la hauteur de chute moyenne de Tournustouc passe de 175,68 m pour l'horizon 2010-2039 à 175,99 m et 175,96 m pour les autres horizons. C'est une augmentation de 3,37 et 3,0% du volume d'eau stockée dans le réservoir. L'augmentation du stockage à la fin de septembre, lorsque la demande est incluse, est expliquée par le fait que l'on peut conserver plus d'eau à l'automne en prévision de la demande énergétique à satisfaire à l'hiver.

La plage d'incertitude du volume de stockage augmente aussi avec le temps. Le stockage minimal diminue et le stockage maximal à la fin du mois de septembre augmente pour les deux réservoirs avec ou sans les contraintes sur la demande. C'est l'horizon 2070-2099 qui affiche la plus grande variation de la plage d'incertitude de stockage, soit 3 406 et 304 hm<sup>3</sup> respectivement pour Manic 5 et Toulouste. Les plages d'incertitude sont de 1 447 et 254 hm<sup>3</sup> pour l'horizon 2040-2069 et 1 662 et 305 hm<sup>3</sup> pour l'horizon 2070-2099, lorsque la contrainte sur la demande est prise en considération. L'incertitude initiale provenant des projections des apports est amplifiée par le déplacement de la production hydroélectrique de la période où on a plus d'apports vers une période de faibles apports.

Tableau 6.5 Stockage et niveau d'eau dans les réservoirs à la fin du mois de septembre dans le climat futur, avec les contraintes sur la demande

	Stockage (hm <sup>3</sup> )		Hauteur de chute (m)	
	Manic 5	Touloustouc	Manic 5	Touloustouc
<b>2010-2039</b>				
<b>Moyenne (min / max)</b>	31 989 (30 985 / 32 647)	2 197 (1 996 / 2 301)	151,99 (151,46 / 152,34)	175,68 (174,83 / 176,12)
<b>2040-2069</b>				
<b>Moyenne (min / max)</b>	32 157 (31 258 / 32 705)	2 271 (2 097 / 2 351)	152,08 (151,61 / 152,37)	175,99 (175,27 / 176,31)
<b>2070-2099</b>				
<b>Moyenne (min / max)</b>	32 392 (30 569 / 33 975)	2 263 (2 047 / 2 351)	152,21 (151,24 / 153,04)	175,96 (175,05 / 176,31)

Tableau 6.6 Stockage et niveau d'eau dans les réservoirs à la fin du mois de septembre dans le climat futur, sans les contraintes sur la demande

	Stockage (hm <sup>3</sup> )		Hauteur de chute (m)	
	Manic 5	Touloustouc	Manic 5	Touloustouc
<b>2010-2039</b>				
<b>Moyenne (min/max)</b>	32 616 (31 877 / 33 025)	2 323 (2 192 / 2 402)	152,32 (151,93 / 152,54)	176,20 (175,65 / 176,52)
<b>2040-2069</b>				
<b>Moyenne (min/max)</b>	32 577 (31 954 / 33 151)	2 292 (2 161 / 2 365)	152,30 (151,97 / 152,61)	176,07 (175,51 / 176,34)
<b>2070-2099</b>				
<b>Moyenne (min/max)</b>	32 857 (31 733 / 33 915)	2 319 (2 166 / 2 375)	152,45 (151,86 / 153,01)	176,18 (175,56 / 176,41)

### 6.6.6.2 Soutirages

Les soutirages varient selon la capacité des réservoirs et le type de centrales. Le réservoir de Manic 5 a une grande capacité par rapport à celui de Tounustouc et les soutirages des centrales au fil de l'eau de Manic 3, Manic 2 et Manic 1 dépendent essentiellement des soutirages des réservoirs qui se trouvent en amont (figure 6.8, 6.9, 6.10, 6.11, 6.12 et 6.13).

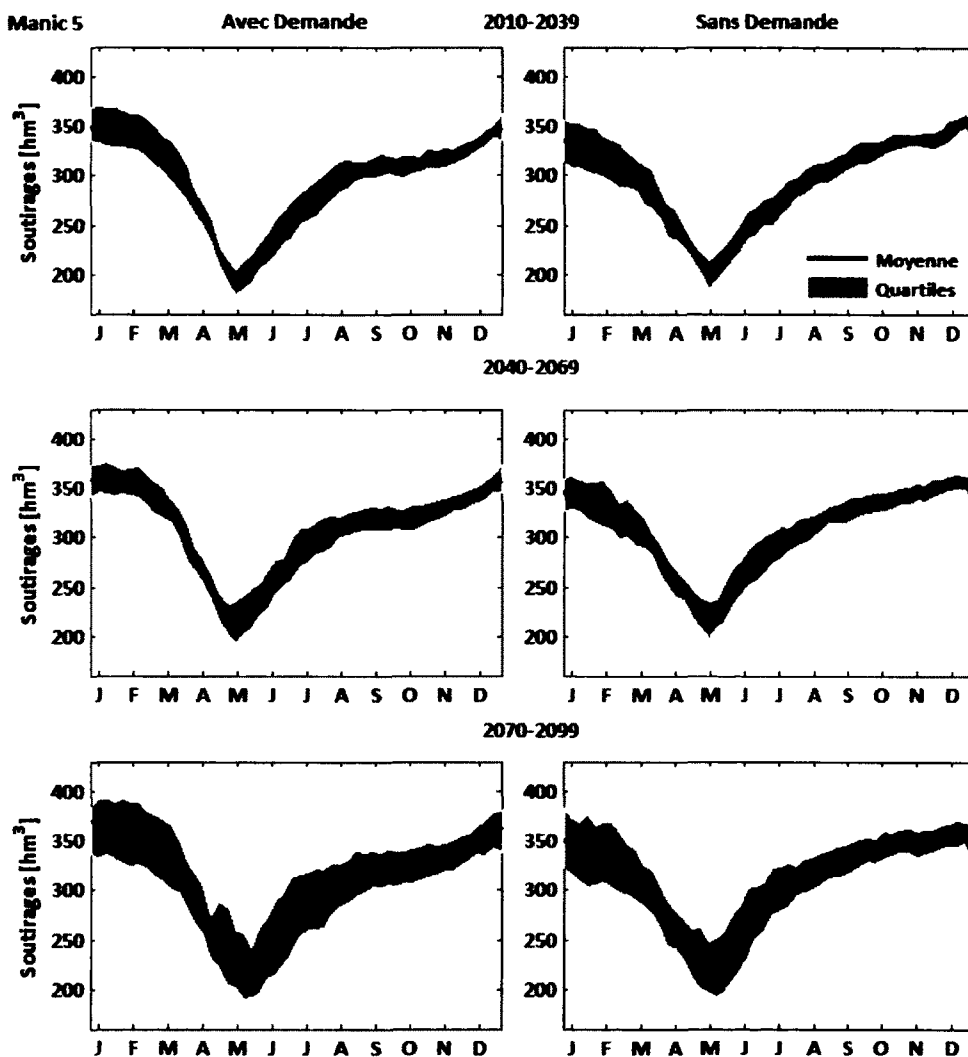


Figure 6.8 Soutirages hebdomadaires de Manic 5 dans le climat futur

Comme le réservoir de Manic 5 est le principal réservoir du système hydrique, il n'y a pas une grande différence entre l'allure des courbes de soutirages des règles de gestion avec et sans les contraintes sur la demande pour Manic 5, sauf le degré d'incertitude qui est plus grand et les

soutirages qui sont plus importants en hiver si les contraintes de la demande sont tenues en considération. Le volume de soutirage minimal est à la fin de l'hiver et le volume s'accroît pour arriver à la valeur maximale au début de l'hiver. Le volume de soutirage minimal augmente avec le temps, car les apports vont augmenter dans le climat futur.

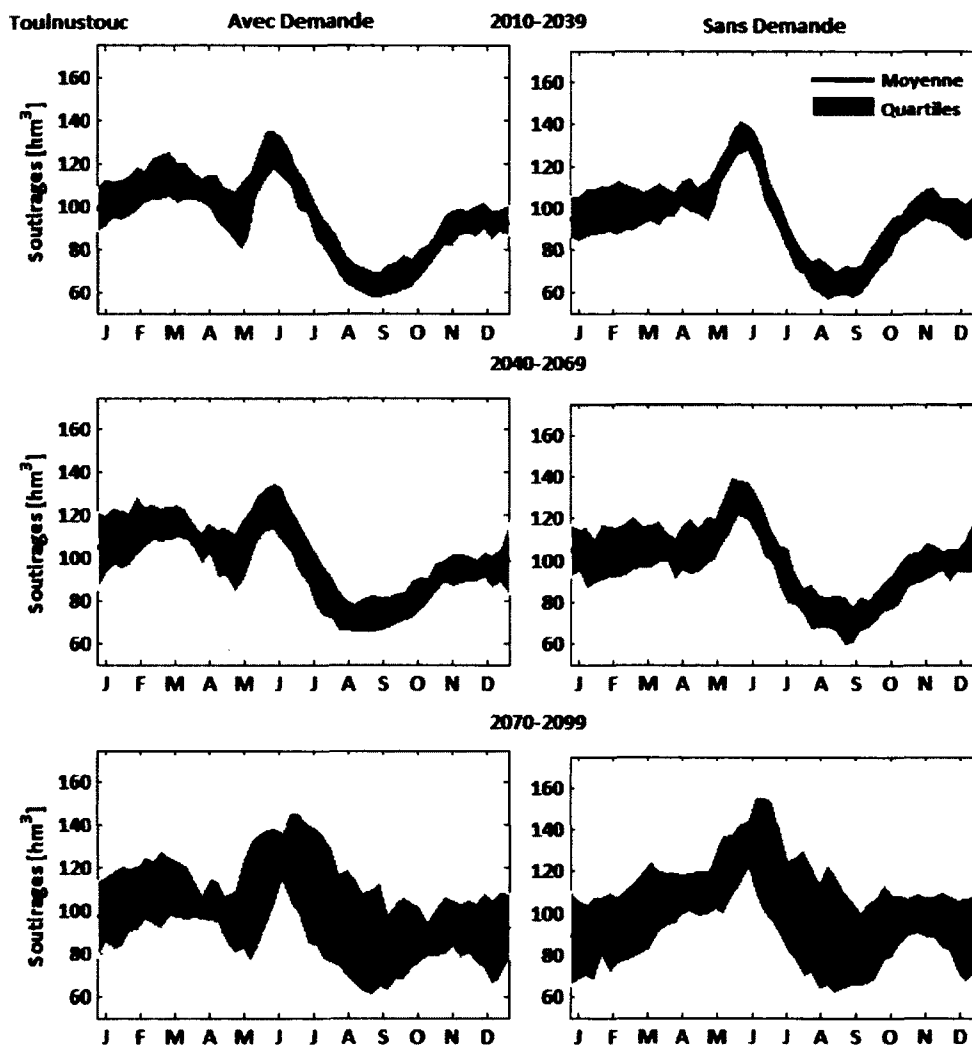


Figure 6.9 Soutirages hebdomadaires de Toulnostouc dans le climat futur

Contrairement à Manic 5, les soutirages des règles de gestion du réservoir de Toulnostouc varient remarquablement dans le climat futur d'un horizon à l'autre et selon que les contraintes de la demande sont utilisées ou non. En hiver, il y a plus de soutirages avec les contraintes sur la demande afin de satisfaire la demande. En été, il y a peu de changements, car la demande

n'est pas contraignante. Les courbes de soutirages s'aplatissent avec le temps et elles montrent bien l'impact du changement du régime hydrologique dans le climat futur, surtout pour l'horizon 2070-2099. Le volume de soutirage minimal, qui est à la fin de l'été, va augmenter, mais le volume maximal diminue à cause d'une faible crue printanière.

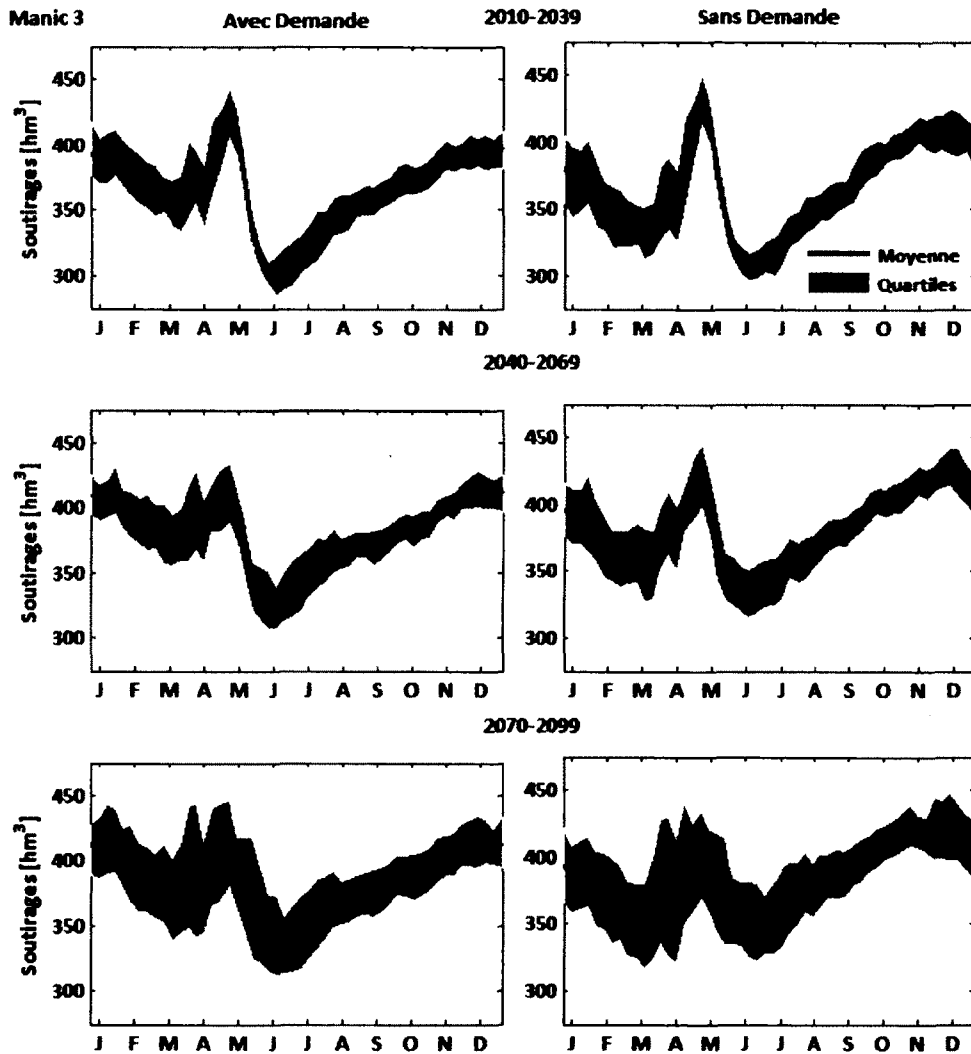


Figure 6.10 Soutirages hebdomadaires de Manic 3 dans le climat futur

Les soutirages de Manic 3, une centrale au fil de l'eau, sont très influencés par les soutirages de Manic 5, mais comme les apports non contrôlés vont devenir de plus en plus importants dans le climat futur, l'allure de la courbe de soutirages change d'un horizon à l'autre, surtout



en été. On observe une augmentation des soutirages en hiver et en été et une diminution au printemps et un aplatissement des courbes de soutirages.

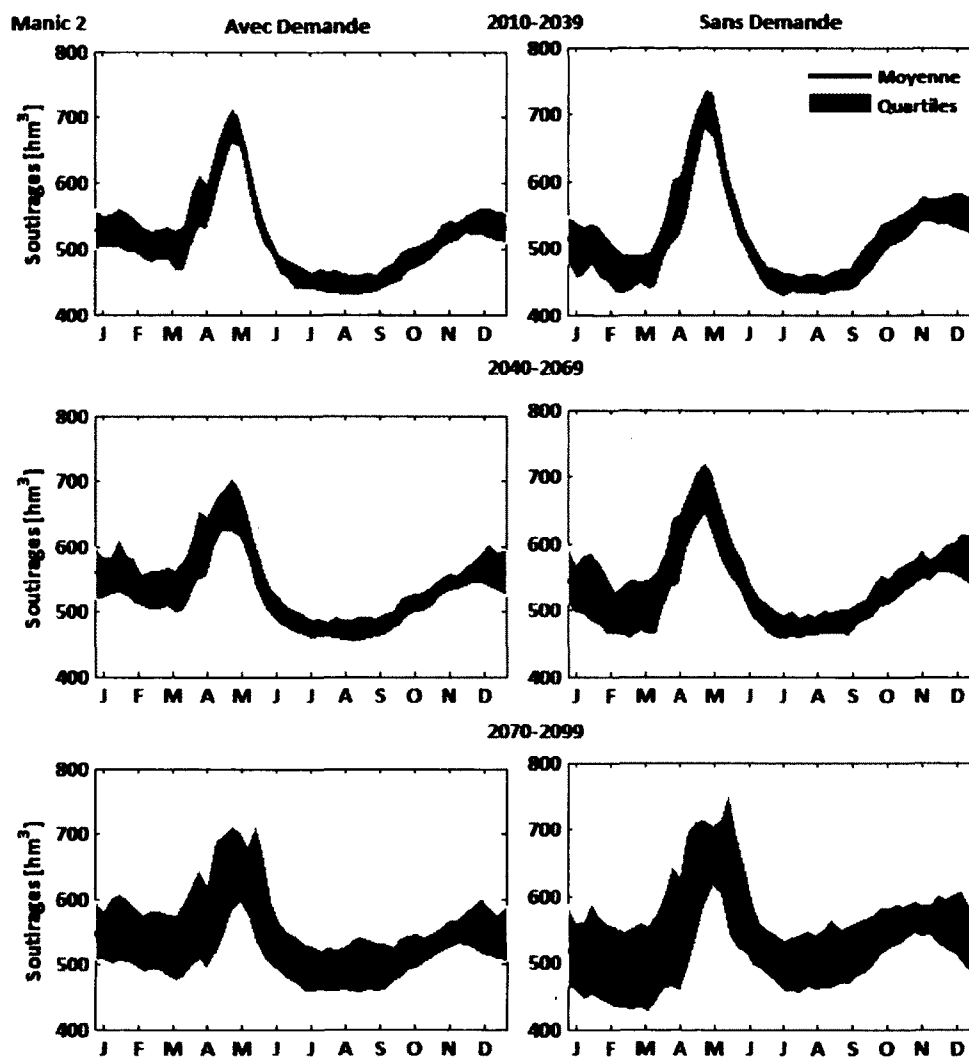


Figure 6.11 Soutirages hebdomadaires de Manic 2 dans le climat futur

Les sources d'incertitude des soutirages de Manic 3 sont les plus importantes par rapport aux autres centrales, car la quantité des apports contrôlés et celle des apports non contrôlés sont comparables (figure 5.7), ce qui fait que les règles de gestion de Manic 5 et le régime hydrologique du sous-bassin de Manic 3 sont tous reflétés dans les courbes de soutirage de Manic 3. Les courbes de soutirage de Manic 2 et Manic 1 sont semblables à celle de Toulouste. Le changement du régime hydrologique du climat futur va réduire l'écart entre

les soutirages maximaux et minimaux, mais l'incertitude des soutirages augmente avec le temps. Les contraintes sur la demande énergétique font que les courbes de soutirages ont une faible concavité après la crue automnale, alors que sans les contraintes sur la demande on remarque un déclin important des soutirages.

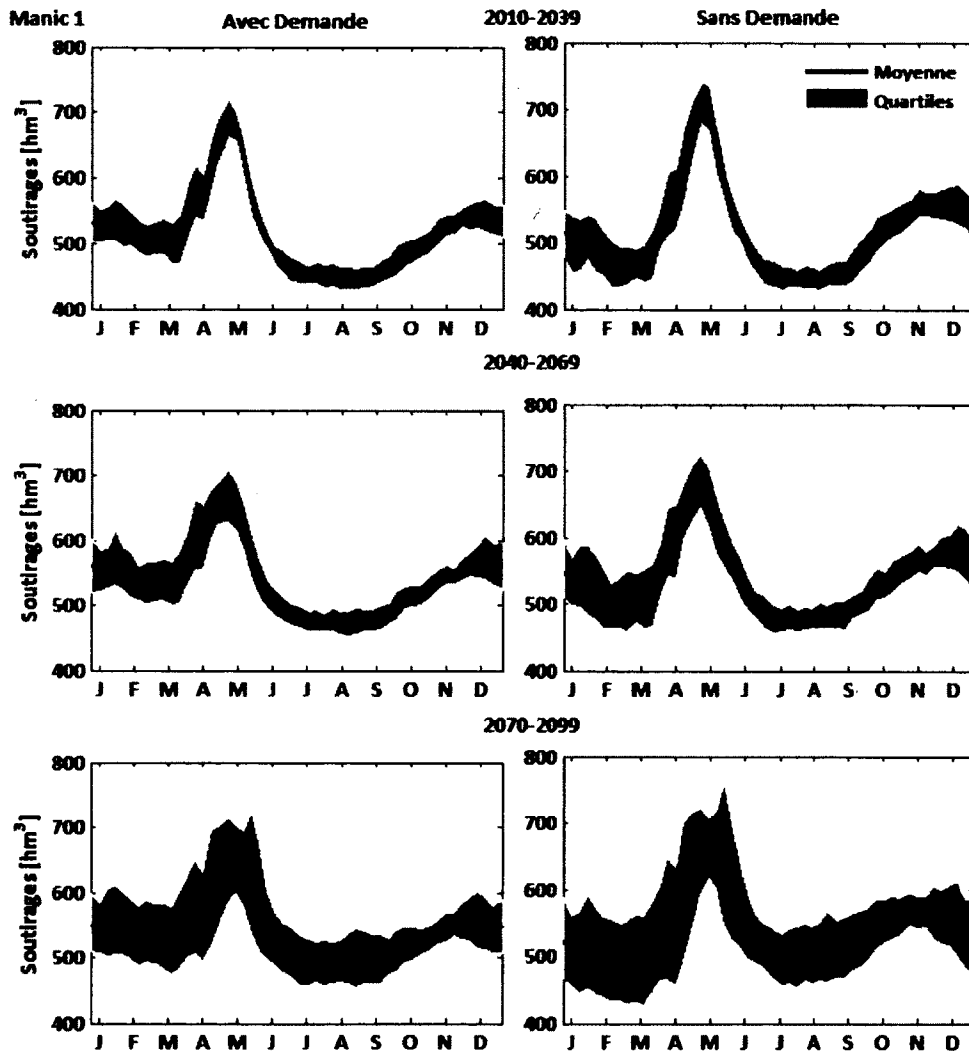


Figure 6.12 Soutirages de Manic 1 dans le climat futur

Les tableaux 6.7 et 6.8 présentent les soutirages annuels de toutes les centrales hydroélectriques pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099, avec ou sans la considération des contraintes de la demande.

Tableau 6.7 Soutirages annuels des centrales dans le climat futur, avec les contraintes sur la demande

	<b>Soutirages annuels (hm<sup>3</sup>/ an)</b>				
	<b>Manic 5</b>	<b>Toulnostouc</b>	<b>Manic 3</b>	<b>Manic 2</b>	<b>Manic 1</b>
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne</b> <b>(min/ max)</b>	15 357,45 (13 474,65/16 793,68)	4 940,40 (4385,19 / 5 397,37)	18 999,06 (16 816,0 / 20 712,19)	26 797,68 (23 932,82 / 29 173,92)	26 885,23 (24 014,83 / 29 264,60)
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne</b> <b>(min/ max)</b>	16 063,27 (14 112,05 / 18 645,92)	5 126,93 (4 700,54 / 5 965,61)	19 874,30 (17 686,88 / 22 950,23)	27 968,41 (25 248,40 / 32 218,37)	28 060,90 (25 338,64 / 32 326,06)
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne</b> <b>(min/ max)</b>	16 272,44 (12 568,90 / 19 167,36)	5 206,55 (3 842,50 / 6 686,60)	20 059,15 (15 283,10 / 23 468,64)	28 246,34 (21 055,43 / 33 366,00)	28 341,70 (21 119,95 / 33 473,18)

Tableau 6.8 Soutirages annuels des centrales dans le climat futur, sans les contraintes sur la demande

	<b>Soutirages annuels (hm<sup>3</sup>/ an)</b>				
	<b>Manic 5</b>	<b>Toulnostouc</b>	<b>Manic 3</b>	<b>Manic 2</b>	<b>Manic 1</b>
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne</b> <b>(min/ max)</b>	15 356,50 (13 526,92 / 16 799,34)	4 939,77 (4 404,49 / 5 396,97)	18 998,10 (16 868,27 / 20 729,01)	26 796,25 (23 981,80 / 29 201,61)	26 884,10 (24 065,09 / 29 294,59)
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne</b> <b>(min/ max)</b>	16 063,77 (14 041,57 / 18 655,04)	5 131,02 (4 704,05 / 5 967,89)	19 874,81 (17 616,40 / 22 959,34)	27 973,10 (25 180,23 / 32 230,37)	28 065,55 (25 269,66 / 32 336,22)
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne</b> <b>(min/ max)</b>	16 280,09 (12 616,62 / 19 160,98)	5 206,04 (3 843,48 / 6 688,36)	20 064,53 (15 330,83 / 23 503,67)	28 249,62 (21 079,18 / 33 262,70)	28 345,05 (21 144,34 / 33 373,06)

Si on considère les soutirages au niveau de tout le système hydrique, on remarque que les règles de gestion optimales suivent la tendance de la saisonnalité des apports si les contraintes de la demande ne sont pas considérées et qu'elles suivent la tendance du patron de la demande dans le cas où on ignore les contraintes (figure 6.13).

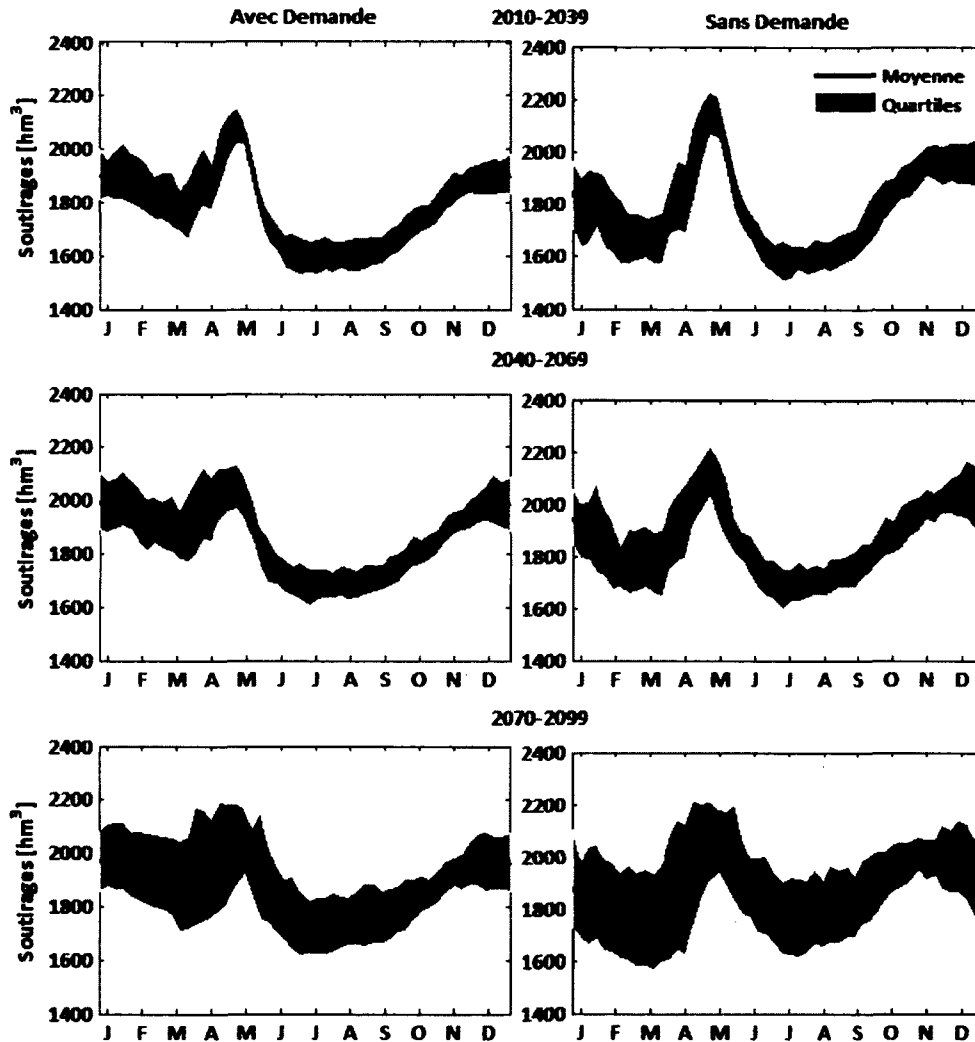


Figure 6.13 Soutirages du système dans le climat futur

Pour le cas où les contraintes de la demande sont ignorées, les courbes ont deux sommets : l'un correspond à la crue printanière et l'autre à la crue automnale. Pour l'autre cas, on a aussi deux sommets, l'un en janvier lorsque la demande est la plus importante et l'autre au printemps à cause de la crue printanière. Toutefois le sommet causé par la crue printanière est

moins prononcé pour le cas où les règles de gestion sont soumises aux contraintes de la demande énergétique, car on produit une grande partie pendant l'hiver, mais aussi il faut tenir compte des années suivantes au cas où les apports seraient faibles.

L'incertitude des soutirages est plus importante en hiver et augmente sur toute l'année avec le temps. L'horizon 2070-2099 affiche d'importantes variations des interquartiles de soutirages hebdomadaires tout au long de l'année, jusqu'à 200 hm<sup>3</sup>. La plage d'incertitude des soutirages annuels pour Manic 5 est de 3 319 hm<sup>3</sup> pour l'horizon 2010-2039. Elle devient 4 554 hm<sup>3</sup> pendant l'horizon 2040-2069, pour culminer à 6 598 hm<sup>3</sup> durant l'horizon 2070-2099 (tableau 6.8). Pour Manic 2 qui se trouve un peu plus loin en aval, la plage d'incertitude des soutirages annuels est de 5 241, 6 970 et 12 311 hm<sup>3</sup> pour les trois horizons respectifs du climat futur.

#### 6.6.6.3 Production d'hydroélectricité

La production d'hydroélectricité dans le climat futur suit la tendance à la hausse des soutirages, sauf que la production est relative au type d'installation et à la capacité de chaque centrale hydroélectrique. Avec des règles de gestion adaptées, toutes les centrales connaîtraient une augmentation de la production, comme le montrent les figures 6.14 et 6.15.

Les résultats du modèle d'optimisation montrent qu'il y aurait une augmentation de la production d'hydroélectricité dans le climat futur d'un horizon à l'autre, avec ou sans les contraintes de la demande (figure 6.14). Il y aurait une augmentation de la production de 5,7% de l'horizon 2010-2039 à l'horizon 2040-2069. De l'horizon 2040-2069 à l'horizon 2070-2099, l'augmentation serait de 1,0%, lorsque la production d'énergie est soumise aux contraintes de la demande énergétique.

La production hebdomadaire arrive à son maximum au mois de janvier, en accord avec la courbe du patron de la demande (figure 6.5). La valeur minimale de la production est au mois de juin. La courbe de la production pour l'horizon 2010-2039 a un autre sommet en cohérence avec les soutirages pour l'horizon 2010-2039, qui correspond à la crue printanière. Ce deuxième sommet devient de plus en plus faible à mesure que l'on avance dans le climat futur.

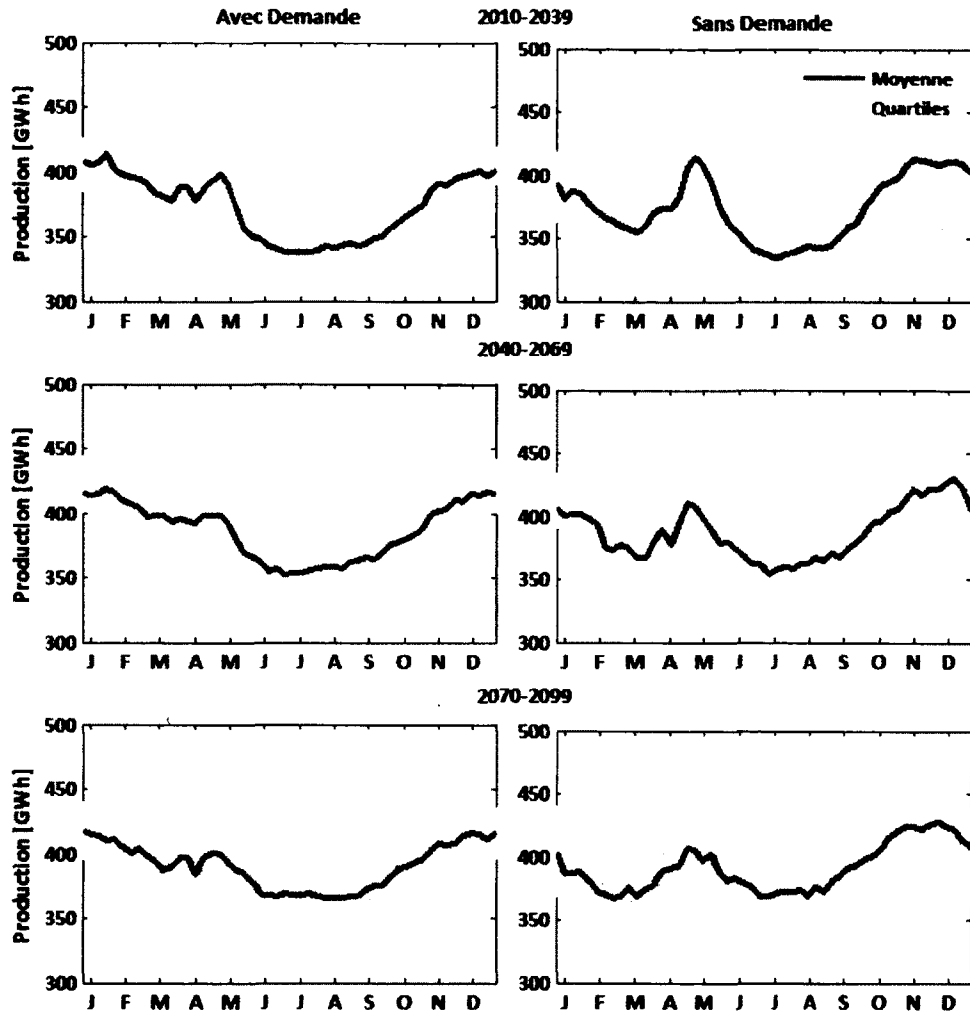


Figure 6.14 Production hebdomadaire pour tout le système avec et sans les contraintes sur la demande pour les horizons du climat futur

Ce changement des règles de gestion peut être expliqué par le changement du régime hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan. Dans le climat actuel, la production hivernale est davantage conditionnée par le volume des soutirages que par la hauteur de chute du réservoir. Comme les apports hivernaux sont faibles pour satisfaire la demande, il faut soutirer plus d'eau. Après les crues, les réservoirs sont à leur plus haut niveau et on profite d'une hauteur de chute élevée pour produire davantage avec des soutirages moindres.

Comme les apports hivernaux vont augmenter dans le climat futur, et que la crue printanière serait moins importante, on pourrait maintenir une hauteur de chute plus élevée pendant l'hiver et soutirer moins d'eau pour satisfaire à la demande pendant l'hiver. Les figures 6.6 et 6.7 illustrent bien comment la hauteur de chute obtenue par des règles de gestion optimales va changer dans le climat futur.

Lorsque les contraintes de la demande sont ignorées, les courbes de la production hebdomadaire montrent deux sommets qui persistent même dans le climat futur. On produit plus d'électricité après les crues printanière et automnale, et la production diminue quand les apports deviennent faibles. Cependant, à cause de la non-stationnarité, c'est-à-dire la variation à long terme du volume annuel des apports, les règles de gestion changent et la différence entre la production maximale et la production minimale se rétrécit, mais l'incertitude s'accroît.

Sans les contraintes sur la demande, la saisonnalité du régime hydrologique a plus d'influence sur la production d'hydroélectricité à court terme pour les règles de gestions optimales que la non-stationnarité du régime hydrologique. La production varie selon les apports hebdomadaires. Néanmoins, la quantité d'énergie produite dans le climat futur dépendrait davantage du régime hydrologique. La figure 6.15 montre la tendance à la hausse de la production annuelle d'hydroélectricité de tout le système hydrique Manicouagan ainsi que celle des quatre principales centrales pour la période 2010-2099. Cette tendance reflète celle des apports annuels du système hydrique.

La production annuelle va augmenter dans le climat futur. Si on regarde d'une année à l'autre, on remarque bien l'importance de la gestion à long terme des systèmes hydriques. La variation annuelle des apports est si forte que la gestion des ressources hydriques à court terme ne permet pas d'anticiper la variation des régimes hydrologiques d'une année à l'autre, à cause du réchauffement climatique et d'autres aléas climatiques. Il faut donc intégrer la gestion des ressources en eau à long terme dans la gestion quotidienne des systèmes hydriques.

La production annuelle des centrales dans le climat futur avec et sans les contraintes sur la demande, ainsi que la plage d'incertitude sont présentées aux tableaux 6.9 et 6.10. Même si les

règles de gestion changent avec les contraintes sur la demande, il y a une petite différence entre la production annuelle avec et sans les contraintes sur la demande de quelques dizaines de GWh/an. L'algorithme parvient donc à maximiser la production avec le même volume d'apports, quelles que soient les contraintes imposées. La plage d'incertitude de la production annuelle devient plus importante avec le temps, mais il n'y a pas de grande différence selon que les contraintes sur la demande sont considérées ou pas.

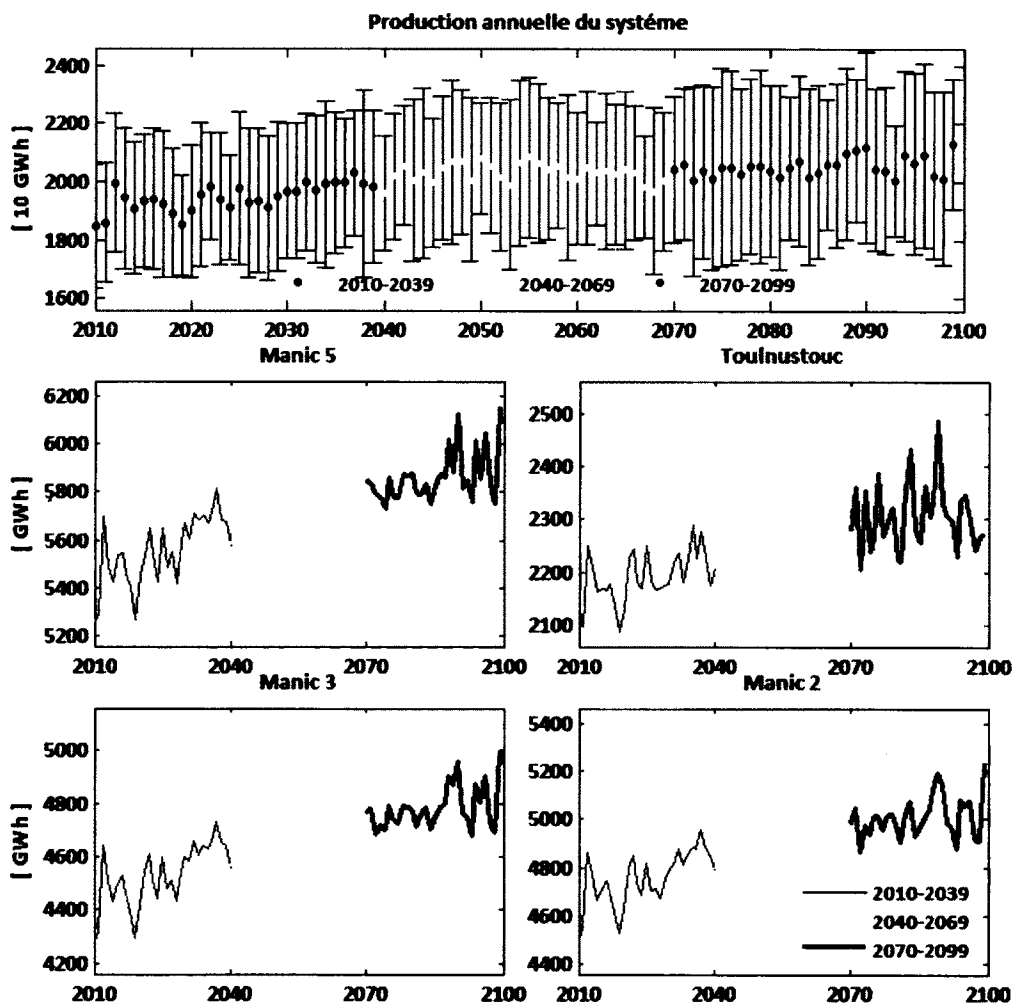


Figure 6.15 Production annuelle dans le climat futur



Tableau 6.9 Production annuelle des centrales dans le climat futur, avec les contraintes sur la demande

	Production annuelle (GWh /an)				
	Manic 5	Toulnostouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	5 543,43 (4 886,54/ 6 036,35)	2 184,47 (1 940,78 / 2 387,76)	4 529,68 (4 009,65 / 4 936,27)	4 753,63 (4 245,85 / 5 171,84)	2 434,88 (2 183,22 / 2 640,06)
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	5 787,64 (5 107,78 / 6 666,39)	2270,44 (2 082,93 / 2 636,71)	4737,87 (4 217,15 / 5 466,76)	4961,06 (4 479,78 / 5 711,51)	2 537,75 (2 300,13 / 2 907,13)
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	5 849,28 (4 553,82 / 6 826,51)	2302,23 (1 700,92 / 2 942,97)	4780,90 (3 645,71 / 5 587,15)	5 009,28 (3 737,68 / 5 903,00)	2 560,99 (1 930,50 / 2 994,81)

Tableau 6.10 Production annuelle des centrales dans le climat futur, sans les contraintes sur la demande

	Production annuelle (GWh /an)				
	Manic 5	Toulnostouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	5 554,44 (4 925,31 / 6 041,73)	2 189,60 (1 956,80 / 2 392,40)	4 529,39 (4 022,47 / 4 939,13)	4 753,55 (4 255,44 / 5 177,35)	2 434,20 (2 187,28 / 2 642,75)
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	5 794,92 (5 096,81 / 6 669,37)	2 273,35 (2 083,00 / 2 638,18)	4 737,60 (4 199,96 / 5 467,79)	4 961,52 (4 467,08 / 5 713,51)	2 537,06 (2 292,59 / 2 907,82)
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	5 861,33 (4 604,23 / 6 826,80)	2 305,02 (1 705,04 / 2 946,25)	4 782,02 (3 656,92 / 5 595,90)	5 009,71 (3 741,90 / 5 885,50)	2 560,43 (1 931,01 / 2 988,03)

#### 6.6.6.4 Déversements non productibles

Comme les apports vont augmenter dans le climat futur, il est fort probable que la quantité de déversements non productibles va aussi augmenter [Minville *et al.*, 2009]. Les déversements non productibles représentent des soutirages potentiels qui ne sont pas utilisés pour générer de l'hydroélectricité. Ces déversements sont liés aux contraintes opérationnelles des installations comme le volume maximal du réservoir ou le débit maximal d'équipements de la centrale hydroélectrique. Les déversements non productibles engendrent une diminution de la performance du système et occasionnent une perte de la productivité pour les compagnies d'hydroélectricité.

Les tableaux 6.11 et 6.12 donnent un aperçu des impacts de l'évolution du climat sur les déversements non productibles du système hydrique de la rivière Manicouagan avec des règles de gestions optimales dans le climat futur. La centrale de Tournustouc connaîtrait des déversements importants pour les trois horizons du climat futur. L'horizon 2040-2069 aurait moins de déversements par rapport aux autres horizons. Les centrales Manic 2 et Manic 1 qui se trouvent en aval de Tournustouc verraient aussi des déversements plus importants par rapport à Tournustouc pour l'horizon 2010-2039 et moins élevés pour les autres horizons.

La quantité des déversements non productibles devient considérable à l'horizon 2070-2099. Même les centrales Manic 5 et Manic 3 en souffrent, alors que ce n'est pas le cas pour les deux premiers horizons. Les résultats de déversements ont une incertitude remarquable. Pour toutes les centrales et pour tous les horizons du climat futur, le déversement annuel minimal est nul. De plus, les contraintes de la demande accentuent l'incertitude. Par exemple, la plage d'incertitude des déversements annuels de Manic 1 est de 17,7 hm<sup>3</sup> pour l'horizon 2010-2039. Elle devient 5,5 hm<sup>3</sup> pendant l'horizon 2040-2069 et 151,5 hm<sup>3</sup> durant l'horizon 2070-2099, lorsque les contraintes de demandes sont prises en considération. Sans les contraintes de la demande, la plage d'incertitude de Manic 1 est de 7,5, 5,5 et 206,3 hm<sup>3</sup> pour les trois horizons respectifs du climat futur.

Tableau 6.11 Déversements annuels des centrales dans le climat futur, avec les contraintes sur la demande

	Déversements annuels (1000 m <sup>3</sup> / an)				
	Manic 5	Touloustouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	0 ( 0 / 0 )	880 ( 0 / 6 374 )	39 ( 0 / 1 503 )	1 089 ( 0 / 13 127 )	1 575 ( 0 / 17 696 )
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	( 0 / 0 )	556 ( 0 / 4 884 )	0 ( 0 / 0 )	544 ( 0 / 352 )	839 ( 0 / 5 515 )
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	301 ( 0 / 11 435 )	17 209 ( 0 / 90 833 )	2 122 ( 0 / 41 827 )	6 606 ( 0 / 129 944 )	7 930 ( 0 / 151 533 )

Tableau 6.12 Déversements annuels des centrales dans le climat futur, sans les contraintes sur la demande

	Déversements annuels (1000 m <sup>3</sup> / an)				
	Manic 5	Touloustouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
<b>2010-2039</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	0 ( 0 / 0 )	388 ( 0 / 285 )	0 ( 0 / 5 186 )	402 ( 0 / 7 546 )	603 ( 0 / 7 546 )
<b>2040-2069</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	0 ( 0 / 0 )	370 ( 0 / 3 255 )	0 ( 0 / 3 217 )	266 ( 0 / 5 551 )	599 ( 0 / 5 551 )
<b>2070-2099</b>					
<b>Moyenne (min/ max)</b>	1 157 ( 0 / 42 886 )	16 407 ( 0 / 78 343 )	5 241 ( 0 / 94 947 )	10 520 ( 0 / 187 861 )	11 779 ( 0 / 206 271 )

La figure 6.16 montre que les déversements non productibles pour tout le système hydrique de Manicouagan sont concentrés à la fin de l'hiver et au début du printemps pour l'horizon 2010-2039. Les contraintes sur la demande font que l'on a plus de déversements. Au début du printemps, la demande devient moins importante (figure 6.5) et on a moins de soutirages, mais en même temps arrive la crue printanière. S'il n'y a pas de contraintes sur la demande, on soutirera plus d'eau. Toutefois, comme la demande est faible, il faut donc stocker l'eau ou parfois avoir recours aux déversements.

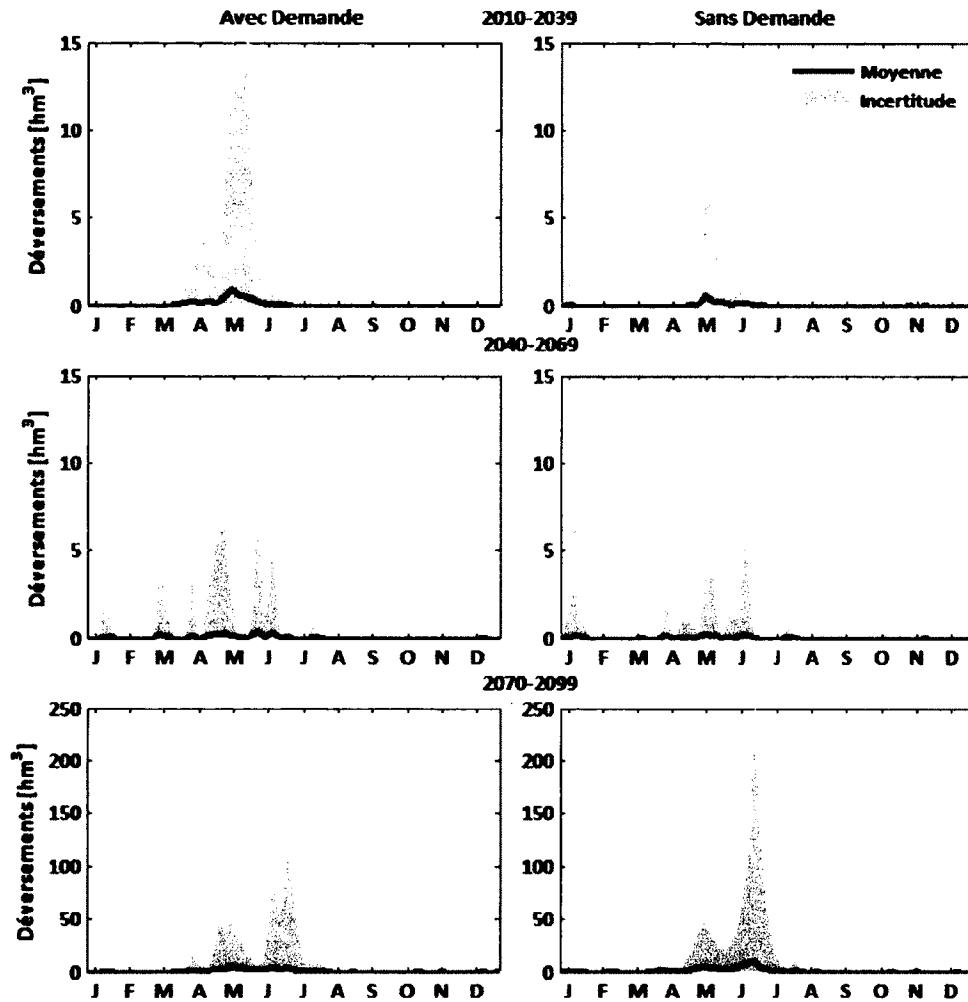


Figure 6.16 Déversements totaux du système pour le climat futur

À l'horizon 2070-2099, les déversements non productibles se produisent au printemps et au début de l'été et ils deviennent plus importants que pendant les autres horizons. L'adaptation

des règles de gestion optimales est la cause du changement du moment de l'occurrence des déversements non productibles.

### 6.6.7 Performance du système hydrique

La performance ou l'efficacité d'une centrale hydroélectrique exprime la quantité d'énergie produite par unité de volume d'eau utilisé. La figure 6.17 présente la performance du système hydrique de Manicouagan pour les trois horizons du climat futur, avec ou sans les contraintes de la demande. L'efficacité du système avec les installations existantes va diminuer dans le climat futur. Cela signifie que dans le climat futur, pour une quantité d'eau donnée on produirait moins d'énergie.

Le rendement moyen est respectivement de 0,2093, 0,2091 et 0,2090 KWh/m<sup>3</sup> pour 2010-2039, 2140-2169 et 2070-2099, lorsque les contraintes de la demande d'énergie ne sont pas prises en considération. On remarque une baisse progressive d'efficacité du système. Si les contraintes de la demande d'énergie sont considérées, l'efficacité du système pour le climat futur est quasiment la même avec une légère baisse, comme pour le cas sans les contraintes sur la demande : 0,2091, 0,2090 et 0,2089 KWh/m<sup>3</sup> pour les trois horizons du climat futur.

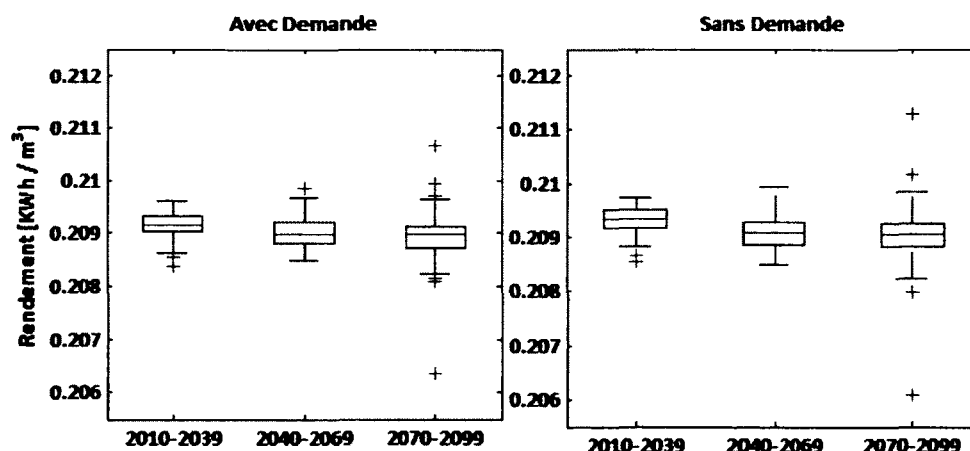


Figure 6.17 Performance du système hydrique de Manicouagan dans le climat futur, avec et sans les contraintes sur la demande

La baisse de l'efficacité d'un horizon à l'autre est environ 0,0001 KWh/m<sup>3</sup>. Cependant, vu la quantité de soutirages annuels du système, cette baisse d'efficacité se transformerait en une

importante perte à long terme. La baisse d'efficacité est une conséquence directe de l'augmentation des déversements non productibles, en particulier pour le réservoir Toulnostouc, qui a une petite capacité par rapport à Manic 5. Cela peut être aussi observé sur les figures 6.6 et 6.7. L'incertitude des règles de gestion de Toulnostouc est plus élevée que celle de Manic 5 pour tous les horizons du climat futur. Les déversements de Toulnostouc ont également un impact sur l'efficacité des centrales qui se trouvent en aval, à savoir Manic 2 et Manic 1.

### 6.6.8 Comparaison des méthodes d'optimisation

La performance du système est aussi importante pour évaluer le gain d'avoir représenté la non-stationnarité du climat d'une manière explicite dans le problème d'optimisation. On peut donc comparer la méthode de programmation dynamique (DP), qui suppose une équiprobabilité des projections climatiques et cette nouvelle méthode d'optimisation à long terme du système hydrique (Long Term Dynamic Programming LT-DP) qui combine la programmation dynamique et l'espérance des bénéfices futurs.

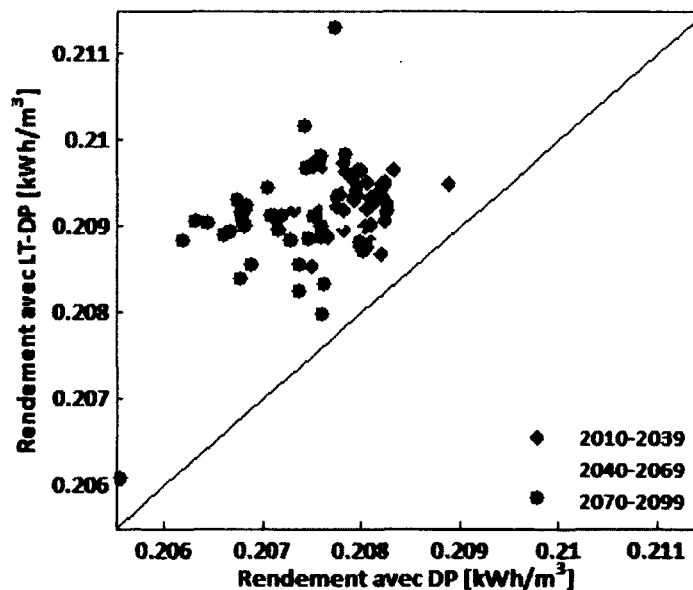


Figure 6.18 Corrélation de la performance du modèle DP et celle du LT-DP

Le nuage de points (figure 6.18) montre le degré de corrélation entre la performance du système hydrique de Manicouagan avec le modèle DP et la performance de la méthode

proposée, LT-DP, pour trois horizons du climat futur 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099, avec les mêmes projections d'apports. Chaque point représente la performance de deux méthodes d'optimisation pour la même projection climatique du régime hydrologique dans le climat futur.

La nouvelle méthode donne un rendement plus grand que celle de la méthode DP tout court. Pour une combinaison de 38 projections climatiques et trois horizons du climat futur, tous les cas sont favorables à la méthode de LT-DP. De plus, en moyenne, le rendement du système avec la méthode DP est 0,2080, 0,2075, 0,2072 KWh/m<sup>3</sup> pour les trois horizons du climat futur, tandis que le rendement du système avec la nouvelle méthode est respectivement 0,2093, 0,2091, 0,2090 KWh/m<sup>3</sup>. Le gain de rendement est attribuable au fait que la méthode LT-DP représente la non-stationnarité du climat d'une manière explicite. La méthode proposée est donc un outil d'adaptation prometteur.

Toutefois, la nouvelle méthode présente deux cas extrêmes avec un rendement de 0,2061 et de 0,2113 pour l'horizon 2070-2099, ce qui n'est pas le cas de la DP. Comme discuté dans la partie 6.3.3, plus on avance dans le climat futur, plus la dispersion ou la variabilité des prédictions devient importante. Il est donc possible que certaines projections climatiques affichent des cas extrêmes des apports. La projection qui a un volume d'apport élevé, possède un rendement plus faible en raison du volume élevé de déversements non productifs, tandis que la projection qui montre un grand rendement correspond à une projection qui montre un faible volume des apports. La performance de la nouvelle méthode d'optimisation pourrait être améliorée si, à l'intérieur d'une année, au lieu d'utiliser une méthode déterministe de DP, on utilisait une méthode stochastique plus performante, comme la SSDP ou la SDP. Cette approche demande cependant plus de temps de calcul.

## 6.7 Conclusion

L'optimisation des ressources hydriques dans le climat futur doit traiter le problème de la non-saisonnalité du climat ainsi que la variabilité saisonnière des régimes hydrologiques. Une méthode d'optimisation de la production hydroélectrique dans le contexte du changement climatique a été développée. L'algorithme d'optimisation prend en considération la variabilité

saisonnaire des apports aux centrales hydroélectriques dans un climat non-stationnaire, pour la planification et la gestion des systèmes hydriques à long terme.

L'objectif de l'algorithme d'optimisation est de trouver un compromis entre la production hebdomadaire optimale d'hydroélectricité et la gestion à long terme du système hydrique pour répondre à la variabilité à long terme des apports et la gestion du système hydrique dans le court terme. En d'autres termes, il s'agit de choisir entre la production actuelle et la production ultérieure, étant données les projections d'apports dans le climat futur. Cette méthode pourrait être utilisée pour la planification des systèmes hydriques. L'utilisation d'un ensemble de modèles du climat permet d'inclure les incertitudes du climat futur dans le problème d'optimisation et de produire des probabilités de transition entre les projections climatiques. L'algorithme proposé produit à long terme des règles de gestion hebdomadaires pour le climat futur. Les résultats montrent qu'il y aurait une augmentation de la production d'hydroélectricité grâce à l'augmentation des apports saisonniers et annuels dans le climat futur. Cependant, le changement climatique réduirait le rendement du système hydrique, avec plus de déversements non productibles.



# CHAPITRE 7 STRATÉGIES D'ADAPTATION

## 7.1 Introduction

Les changements climatiques auraient d'importants impacts sur les régimes hydrologiques et les systèmes hydriques. L'étude des impacts des changements climatiques réalisée sur le bassin versant de la rivière Manicouagan dans les chapitres précédents laisse présager que les changements climatiques résulteraient en une hausse moyenne de l'hydraulicité des cours d'eau qui alimentent les centrales hydroélectriques. Avec l'adaptation des règles de gestion au climat futur non stationnaire, le changement du régime hydrologique serait accompagné par une augmentation de la production d'hydroélectricité. Cependant, la performance du système avec l'installation existante se verrait à la baisse, car il y aurait plus de déversements non productibles. Pour une société hydroélectrique, les déversements non productibles signifient une perte de revenus, et cette perte pourrait être réduite ou évitée si des mesures d'adaptation structurales aux changements climatiques étaient mises en place pour une production optimale d'hydroélectricité.

Ce chapitre s'intéresse aux stratégies d'adaptation structurale des systèmes hydriques aux changements climatiques. Les mesures d'adaptation structurale consistent ici à augmenter la capacité des installations existantes par la modification des certaines parties des installations du système. Deux stratégies d'adaptation structurale ont été analysées, à savoir la mise à niveau et la revalorisation des installations. La mise à niveau comprend l'ajout de groupes alternateur-turbine supplémentaires aux centrales hydroélectriques. Quant à la revalorisation, on remplace seulement certaines parties des groupes turbines-alternateurs. Les mesures d'adaptation ont mis l'accent sur la réduction des déversements non productibles afin de maximiser la production d'hydroélectricité et d'améliorer la performance du système. Il y a d'autres possibles stratégies d'adaptation structurales d'un système hydrique, mais qui demandent plus d'investissement que les deux stratégies analysées. Ces stratégies sont : l'augmentation la capacité de stockage de réservoirs, le transfert de l'excès d'eau vers d'autres bassins versants, ou la construction de nouvelles centrales hydroélectriques.

Comme les travaux de construction d'ouvrages hydrauliques et les équipements des centrales hydroélectriques nécessitent d'importants investissements, une analyse financière a permis de déterminer la pertinence et la rentabilité des investissements nécessaires pour chacune des stratégies d'adaptation du système hydrique et de choisir la meilleure alternative et de déterminer le moment le plus opportun pour faire ces modifications. L'un des critères d'évaluation est que l'investissement devrait être récupéré dans une période qui ne dépasse pas la durée de vie d'un groupe turbine-alternateur.

## **7.2 Stratégies d'adaptation pour un système hydrique**

L'adaptation des règles de gestion aux changements climatiques pourrait être insuffisante à cause d'un important changement de l'hydraulicité des cours d'eau surtout pour les régions dominées par la neige. C'est le cas du système hydrique de la rivière Manicouagan. Les résultats du chapitre précédent ont montré que les changements climatiques réduiraient le rendement de ce système, avec plus de déversements non productibles dans le climat futur. Il est donc nécessaire de faire recours aux mesures d'adaptation structurale, qui modifient les installations des centrales hydroélectriques par une augmentation de la capacité des installations en ajoutant de nouvelles unités turbines-alternateur ou en remplaçant certaines parties des installations par des équipements plus performants. Les deux types de stratégies d'adaptation structurale des installations des centrales hydroélectriques sont la revalorisation et la modernisation (mise à niveau).

L'un des objectifs d'adaptation du système hydrique consiste à minimiser les déversements non productibles des centrales hydroélectriques, car ils représentent des pertes pour les compagnies d'hydroélectricité. La quantification de déversements donne une idée des modifications à apporter aux installations existantes. L'autre objectif est le coût d'investissement pour l'analyse coûts-avantages pour les différentes stratégies d'adaptation et pour déterminer le moment opportun pour la mise en œuvre des modifications. Les stratégies d'adaptation des centrales hydroélectriques nécessitent des coûts d'investissement élevés. Une analyse de la rentabilité économique d'investissement de diverses stratégies d'adaptation devrait être réalisée afin de déterminer le meilleur choix.

La mise en place des mesures d'adaptation du système hydrique devrait répondre à trois questions : 'Est-il nécessaire d'investir dans les mesures d'adaptation structurale pour adapter le système hydrique au régime hydrologique du climat futur ?'. Si oui, 'Quelles seraient les modifications à apporter au système ?'. La dernière question est 'Quand est ce qu'il faut investir dans ces mesures d'adaptation ?'. De plus, s'il existe déjà une planification de la modernisation du système hydrique, les stratégies d'adaptation devraient tenir compte de cette planification.

### **7.3 Revalorisation et la mise à niveau des centrales hydroélectriques**

Selon le rapport du bureau de réclamation du ministère de l'intérieur des États-Unis [Bureau of Reclamation *et al.*, 2007], la revalorisation des installations hydroélectriques est l'une des meilleures façons d'améliorer la productivité des centrales hydroélectriques, en les équipant de capacités supplémentaires, ou en l'amélioration de la performance d'équipements installés, afin d'utiliser la totalité de l'énergie potentielle de l'eau disponible. La revalorisation des unités turbines-alternateurs existantes est le moyen le plus immédiat, rentable et acceptable pour contribuer à répondre à la demande énergétique croissante [Bureau of Reclamation *et al.*, 2007]. La revalorisation et la mise à niveau des centrales assurent une amélioration de la performance du système hydrique.

La revalorisation d'une centrale hydroélectrique consiste en l'amélioration de la performance d'équipements ou au remplacement de certaines parties des groupes turbines-alternateurs avec des équipements plus performants. Les équipements visés sont l'alternateur, la turbine et autres équipements d'alimentation tels que la conduite forcée (partie accessible) et le transformateur. Un rembobinage de l'alternateur pourrait apporter une augmentation maximale de 15% de la capacité des groupes turbines-alternateurs [Bureau of Reclamation *et al.*, 2007].

Si on peut avoir une augmentation de 15% tout simplement en rembobinant l'alternateur, alors l'installation d'un nouvel alternateur accompagnée de la revalorisation d'autres composantes d'une centrale hydroélectrique (turbines, conduite forcée, etc.) donnera une augmentation de la capacité de production d'installation supérieure à 15%. La revalorisation d'une centrale

hydroélectrique peut être réalisée en remplaçant la turbine par une autre plus efficace : afin de produire plus d'énergie avec la même quantité d'eau, en adaptant l'alternateur et d'autres équipements pour accepter la capacité supplémentaire de la turbine ou en remplaçant la turbine par une autre qui a une capacité d'écoulement supérieure. L'alternateur, le transformateur et les autres composantes de la centrale hydroélectrique devraient également être adaptés.

Une alternative à la revalorisation est la modernisation (mise à niveau) de la centrale hydroélectrique. La revalorisation des groupes turbines-alternateurs se limite souvent à une augmentation marginale de la capacité de production de la turbine ou de l'alternateur à cause des limitations physiques des installations existantes comme la capacité d'écoulement de la conduite forcée. Quant à la mise à niveau, l'ajout d'un ou plusieurs groupes turbines-alternateurs permet d'augmenter la capacité d'écoulement de la centrale par l'ajout d'une nouvelle conduite forcée et la modification des structures de contrôle d'écoulement (prise d'eau, canal d'évacuation, etc.).

## **7.4 Modèle d'optimisation et stratégies d'adaptation**

Les centrales hydroélectriques peuvent être modifiées dans le but d'en augmenter la production. Les modifications peuvent être classées en deux familles : la mise à niveau (modernisation) et la revalorisation. La modification d'une centrale hydroélectrique dans un modèle d'optimisation consiste à modifier la courbe de production de cette centrale (voir 5.5.4). La courbe de production caractérise la relation entre le débit de soutirage ( $Q_{réf}$ ) de la turbine et l'énergie générée par l'alternateur ( $P_{réf}$ ), associée à une hauteur de chute de référence du réservoir.

### **7.4.1 Mise à niveau des centrales hydroélectriques**

Dans un modèle d'optimisation des systèmes des ressources hydriques, l'un des moyens de la mise à niveau (la modernisation) d'une centrale hydroélectrique est l'ajout d'un ou plusieurs groupes turbines-alternateurs. Ces nouveaux groupes pourraient avoir une même ou différente caractéristique que celle des groupes installés selon les circonstances. La figure 7.1 montre une courbe de la production de référence ( $P_{réf}$ ) en fonction du débit de référence ( $Q_{réf}$ ) d'un scénario de la mise à niveau d'une centrale de trois unités par l'ajout d'une nouvelle unité. La

capacité de production ( $P_{\max}$ ) et la capacité d'écoulement ( $Q_{\max}$ ), de toute la centrale hydroélectrique sont augmentées.

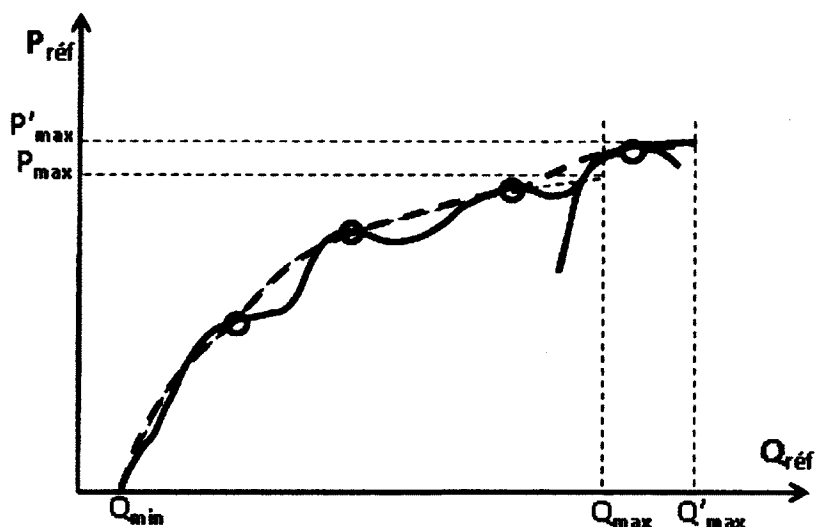


Figure 7.1 Courbe de production après la mise à niveau d'une centrale hydroélectrique

L'avantage de la mise à niveau d'une centrale hydroélectrique est que les unités existantes continuent à produire lors des travaux de construction, alors que pendant la revalorisation, on doit arrêter la production pour certaines unités. Toutefois les coûts d'investissement pour la mise à niveau sont plus élevés que ceux de la revalorisation. Une analyse de la rentabilité économique de toutes les alternatives permettrait de déterminer la meilleure stratégie d'adaptation des centrales hydroélectriques.

#### 7.4.2 Revalorisation des centrales hydroélectriques

La revalorisation ou la mise à niveau d'installations d'une centrale hydroélectrique dans un modèle d'optimisation consiste à changer sa courbe de production. La revalorisation d'une centrale hydroélectrique est accomplie par la modification des meilleurs points d'efficacité locale (figure 5.4). La courbe de production d'une centrale qui résulte de la revalorisation des groupes turbines-alternateurs est obtenue par la modification des meilleurs points d'efficacité locale de la courbe de production de la centrale hydroélectrique avec ou sans la modification de la capacité d'écoulement des turbines (figures 7.2 et 7.3).

La figure 7.2 montre une courbe de la production de référence ( $P_{\text{réf}}$ ) en fonction du débit de référence ( $Q_{\text{réf}}$ ) d'un scénario de la revalorisation de trois turbines d'une centrale de 3 unités. La courbe inférieure représente la situation existante et la courbe supérieure est obtenue après l'amélioration de la performance des turbines. Après la modification de la courbe, on produit plus d'hydroélectricité avec la même quantité d'eau, mais la capacité d'écoulement des unités reste la même. La production maximale ( $P_{\text{max}}$ ) a augmenté, mais la capacité d'écoulement ( $Q_{\text{max}}$ ) de la centrale reste inchangée. Il y a aussi une possibilité de modifier seulement quelques unités.

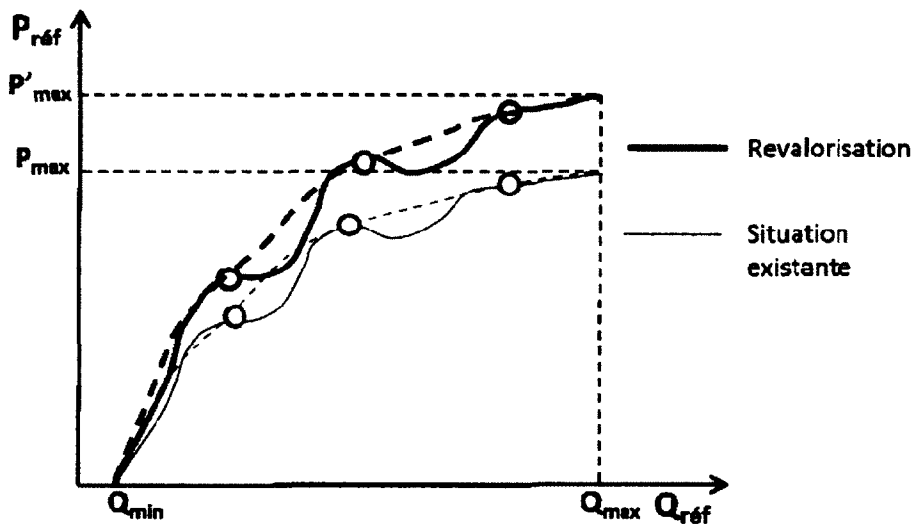


Figure 7.2 Courbe de production après la revalorisation des groupes turbines-alternateur

Si la revalorisation des groupes turbines-alternateur est accompagnée d'une modification de la capacité d'écoulement des turbines, non seulement la production maximale ( $P_{\text{max}}$ ) augmente, mais la courbe de production ( $Q_{\text{max}}$ ) (figure 7.2) aussi augmente. Ce choix de type de revalorisation implique la modification des structures de contrôle de l'écoulement.

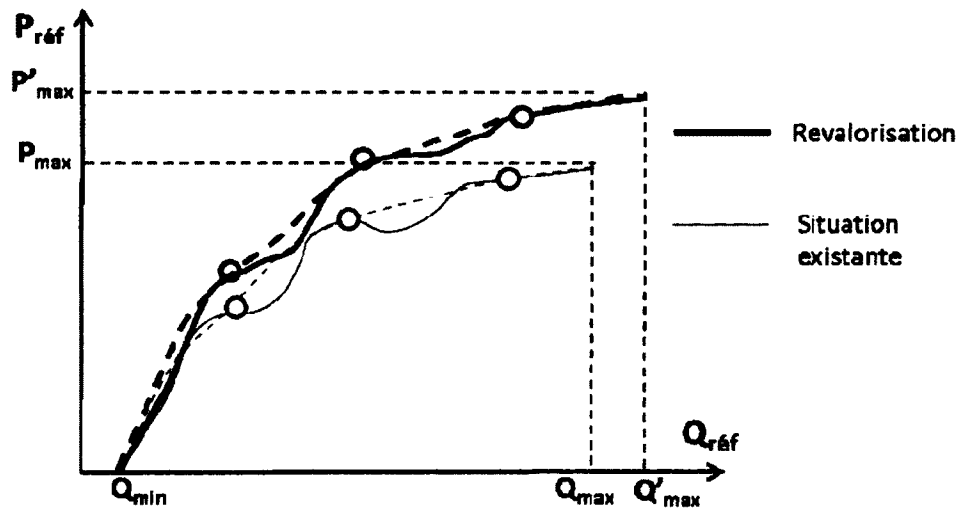


Figure 7.3 Courbe de production après la revalorisation d'une centrale hydroélectrique

De plus, la revalorisation d'une centrale implique aussi l'arrêt de la production pendant les travaux pour certaines unités ou pour toute la centrale. Cette perte de production devrait être considérée dans l'évaluation financière de l'investissement.

## 7.5 Rentabilité économique d'investissement

Le développement des stratégies d'adaptation consiste à trouver le meilleur moment pour mettre en œuvre des mesures d'adaptation du système des ressources hydriques de telle façon que l'investissement soit remboursé à partir de l'énergie supplémentaire produite par le système. L'hypothèse est que les investissements nécessaires pour les mesures d'adaptation structurale soient au minimum récupérés à partir de l'énergie supplémentaire produite; sinon, seules des mesures d'adaptation non-structurale devraient être mises en œuvre. En comparant la production d'énergie du système avec les règles de gestions optimales des installations existantes et les règles de gestions optimales pour les mesures d'adaptation structurale proposées, une décision pourrait prise pour déterminer si investir dans le projet d'adaptation structurale vaudrait la peine.

L'analyse de flux de trésorerie est utilisée pour évaluer la rentabilité économique des projets d'adaptation structurale. Les projets d'infrastructure impliquent l'affectation de ressources

pour l'achat des actifs, en vue d'en retirer un supplément de profit. Lors de l'évaluation de la rentabilité globale ou financière du projet, les investisseurs doivent évaluer les flux de trésorerie futurs attendus par rapport à l'investissement initial. La mesure de la rentabilité économique d'un investissement consiste à comparer les recettes d'exploitation de l'investissement avec les dépenses d'exploitation du projet.

Les formulations de l'analyse de flux de trésorerie et de la rentabilité d'investissement ont été tirées du livre "Project Financing: Asset-Based Financial Engineering", seconde édition [Finnerty, 2007] et de la publication en ligne "Gestion des investissements – rentabilité économique" [Antraigue et Januario, 2009]

### 7.5.1 Flux de trésorerie

Le flux de trésorerie associé à un projet d'investissement est divisé en quatre catégories principales: l'investissement initial, la capacité d'autofinancement de l'exploitation, la valeur résiduelle nette de l'investissement et les flux nets de trésorerie générés par le projet.

#### 7.5.1.1 L'investissement initial

Selon leur impact dans la stratégie d'une entreprise, on peut distinguer plusieurs catégories d'investissements productifs d'un projet. L'investissement de remplacement a pour objectif de remplacer ou de renouveler les équipements. L'investissement de capacité a pour objectif d'augmenter la production ou d'améliorer la productivité. L'investissement initial inclut les coûts de construction, d'acquisition d'équipement, de l'accroissement du besoin en fonds de roulement d'exploitation et d'autres coûts induits.

$$C_0 = -I_0 - \text{BFRE} - (1 - \tau) E_0 \quad (7.1)$$

Où

$C_0$	Investissement initial
$I_0$	Coût d'acquisition d'équipement
BFRE	Besoin en Fonds de Roulement d'Exploitation
$E_0$	Autres coûts induits au cours de l'année 0
$\tau$	taux d'imposition



### 7.5.1.2 Capacité d'autofinancement

La capacité d'autofinancement (CAF) mesure l'ensemble des ressources internes d'une entreprise. La capacité d'autofinancement est égale aux recettes nettes d'exploitation après impôt. Elle se calcule en ajoutant au résultat net l'ensemble des charges nettes. La CAF est évaluée chaque année pendant la durée de vie de l'investissement. Deux méthodes sont applicables:

*Méthode additive de calcul de la CAF*

$$CAF = CF - CE - \tau \cdot (CF - CE - A) \quad (7.2)$$

$$CAF = (1 - \tau)(CF - CE - A) + A \quad (7.3)$$

Où

CAF	Capacité d'autofinancement
CF	Chiffre d'affaires
CE	Charges d'exploitation
A	Dotations aux amortissements
$\tau$	taux d'imposition

*Méthode soustractive de calcul de la CAF*

$$CAF = CF - CE - \tau \cdot (CF - CE) \quad (7.4)$$

$$CAF = (1 - \tau)(CF - CE) \quad (7.5)$$

### 7.5.1.3 La valeur résiduelle nette

C'est la valeur de revente de l'investissement à la fin de la période d'utilisation, après déduction de l'impôt et elle représente une recette pour la dernière année.

$$VR = (1 - \tau) \cdot PRV + \tau \cdot VCT + BFRE \quad (7.6)$$

Où

VCT	Valeur Comptable Nette
BFRE	Besoin en Fonds de Roulement d'Exploitation
PRV	Prix de revente

### 7.5.2 La rentabilité économique

Le choix d'investir dans un projet parmi plusieurs se porte sur l'investissement qui procure le meilleur résultat, c'est-à-dire la meilleure rentabilité économique. La mesure de la rentabilité économique d'un investissement porte sur l'évaluation des flux nets de trésorerie qu'il génère. L'objectif est de trouver des projets dont la valeur est plus grande que leur coût, c'est-à-dire des projets qui ont une valeur actualisée nette (VAN) positive.

#### 7.5.2.1 Délai de Récupération du Capital Investi

Le délai de récupération du capital investi (DRCI) est la durée nécessaire pour récupérer les fonds investis dans un projet. Le DRCI mesure le temps qu'il faut pour accumuler des recettes nettes d'exploitation, équivalentes au montant des capitaux investis. Il peut être calculé à partir de données actualisées ou non.

#### 7.5.2.2 Valeur Actuelle Nette

La valeur actuelle nette (VAN) d'un investissement est une représentation de la valeur des flux de trésorerie de l'investissement, actualisés au taux de rentabilité. Un investissement est rentable si sa valeur actuelle nette des recettes nettes d'exploitation est positive.

La VAN est préférable au taux de rentabilité interne lorsqu'il faudra choisir entre deux investissements.

$$VAN = -C_0 + \frac{R_1}{(1+t_n)} + \frac{R_2}{(1+t_n)^2} + \dots + \frac{R_T}{(1+t_n)^n} \quad (7.7)$$

Où

$C_0$	Investissement initial
$t_n$	Taux d'actualisation nominal
$R$	Recette nette ou flux nets de trésorerie

Critères d'appréciation de la rentabilité du projet

$VAN > 0$  investissement rentable

$VAN = 0$  taux d'actualisation = taux de rentabilité

$VAN < 0$  investissement non rentable

### 7.5.2.3 Taux de rentabilité interne ou TRI

Une autre méthode d'évaluation d'un projet proposé est le Taux de rentabilité interne (TRI). Le TRI d'un investissement est le taux d'actualisation de cet investissement dont la valeur actuelle nette est nulle (équation 7.8 et figure 7.4). Le TRI permet d'évaluer le risque de l'investissement. S'il est supérieur au taux de rentabilité exigé par le projet, il y a création de valeur, sinon l'investissement n'est pas financièrement viable.

$$-C_0 + \frac{R_1}{(1+TRI)} + \frac{R_2}{(1+TRI)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+TRI)^n} = 0 \quad (7.8)$$

Souvent la VAN et le TRI conduisent aux mêmes conclusions sur la rentabilité d'investissement, mais lorsqu'il faut choisir entre différentes alternatives d'investissements qui sont mutuellement exclusives, le critère de la VAN est plus fiable que celui du TRI.

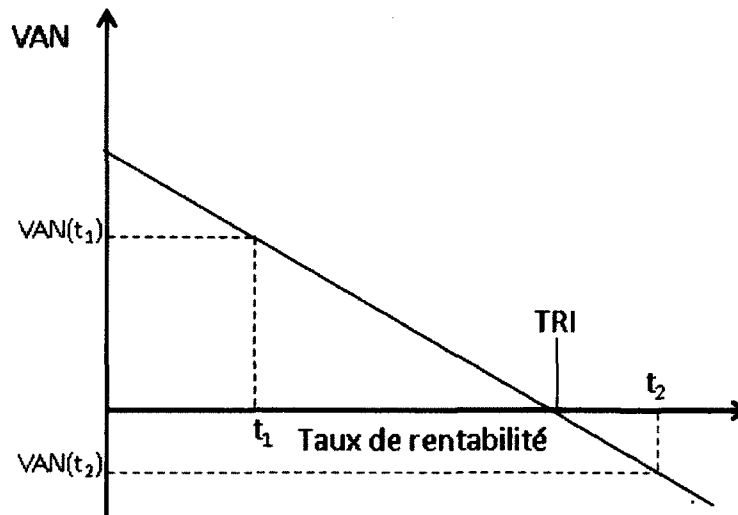


Figure 7.4 Relation entre VAN et TRI

## 7.5.3 Projections des flux de trésorerie pour les stratégies d'adaptation

### 7.5.3.1 Production d'électricité

Les mesures d'adaptation structurale ont pour but d'augmenter la capacité des installations. Le chiffre d'affaires correspond au revenu qui provient du gain de la production après la mise en

œuvre des mesures d'adaptation du système hydrique. Il est égal à la différence entre la production d'électricité après et avant la mise en œuvre des mesures d'adaptation. Pour une période  $t$ , le chiffre d'affaires attendu après l'adaptation du système est :

$$CF_t = E[c_t(P'_{adp,i} - P'_i)] \quad (7.9)$$

Avec

$CF_t$	Chiffre d'affaires à la période $t$
$E[.]$	Espérance de la production
$c_t$	Coût unitaire de l'hydroélectricité en \$/ GWh
$P'_{adp,i}$	Production d'électricité après l'adaptation en GWh
$P'_i$	Production d'électricité avant l'adaptation en GWh
$i$	Projection climatique $i$ , dans le cas où il y a plusieurs projections de la production d'hydroélectricité

### 7.5.3.2 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est utilisé pour déprécier les flux futurs et déterminer leur valeur actuelle. Le taux d'actualisation permet de ramener sur une base comparable les coûts et les bénéfices qui sont échelonnés sur plusieurs périodes [Montmarquette et Scott, 2007]. Dans leur étude sur le taux d'actualisation pour l'évaluation des investissements publics au Québec, Montmarquette et Scott [2007], ont suggéré que le taux d'actualisation nominal du gouvernement du Québec doit être de 8% et le taux d'actualisation réel doit être de 6%. Le taux d'actualisation réel est utilisé pour estimer les coûts et les bénéfices en monnaie constante alors que le taux d'actualisation nominal incorpore l'inflation (équation 7.10).

$$1 + t_r = \frac{1 + t_n}{1 + t_i} \quad (7.10)$$

Avec

$t_r$	Taux d'actualisation réel
$t_n$	Taux d'actualisation nominal
$t_i$	Taux d'inflation à long terme

Le taux d'inflation est une augmentation du niveau des prix, exprimé en pourcentage annuel. L'inflation érode le pouvoir d'achat des revenus et des investissements.

Au Canada, l'inflation est généralement mesurée par l'Indice des Prix à la Consommation (IPC). L'IPC est un indicateur de la variation des prix à la consommation. Pour l'établir, on compare au fil du temps le coût d'un panier fixe de biens et services achetés par les consommateurs [Statistique Canada, 2012]. Puisque le panier comprend des biens et services d'une quantité et d'une qualité constante ou équivalente, l'indice reflète uniquement la fluctuation pure des prix. De 1993 à 2011, la moyenne annuelle de l'IPC a augmenté d'environ 1,89% [Statistique Canada, 2012].

Tableau 7.1 Indice des prix à la consommation [Statistique Canada, 2012]

Année	IPC	Inflation (%)	Année	IPC	Inflation (%)
1993	85,6	1,90	2003	102,8	2,80
1994	85,7	0,12	2004	104,7	1,85
1995	87,6	2,22	2005	107,0	2,20
1996	88,9	1,48	2006	109,1	1,96
1997	90,4	1,69	2007	111,5	2,20
1998	91,3	1,00	2008	114,1	2,33
1999	92,9	1,75	2009	114,4	0,26
2000	95,4	2,69	2010	116,5	1,84
2001	97,8	2,52	2011	119,9	2,92
2002	100,0	2,25			

### 7.5.3.3 Prix d'électricité

Une méthode simple a été utilisée pour estimer le prix de l'hydroélectricité. Cette méthode utilise le tarif de vente pour différentes classes d'utilisateurs au lieu d'une méthode plus complexe qui utilise la valeur de l'hydroélectricité. La valeur de l'hydroélectricité varie selon l'offre et la demande, la saison, la production des centrales thermiques, etc. Le prix d'électricité qui a été utilisé est donc le coût de vente d'électricité exprimé en \$/ MWh. Il a été estimé sur la base des prix d'Hydro-Québec au mois de mai 2012 pour les différentes classes d'utilisateurs soient résidentiels et industriels (tableau 7.2). En 2009, la répartition de la consommation d'électricité par secteur était 34,4% pour le secteur résidentiel, 20,8% pour le secteur tertiaire tandis que la consommation électrique pour le secteur industriel était de 44,8% [Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2012].

Tableau 7.2 Coût d'électricité pour différentes classes des utilisateurs [Hydro-Québec, 2012]

Classe	\$/ MWh	Utilisateurs	Consommation supérieure à
Résidentiel et agricole	64,15	3 321 000	
Petite puissance	68,15	295 000	100 KW
Moyenne puissance	38,25	13 000	50 KW pour les douze derniers mois
Grande puissance	29,70	250	5 000 KW

La figure 7.5 montre l'évolution de la consommation d'électricité par secteur de 1984 à 2009. La figure 7.6 illustre l'historique de prix de vente moyen de l'électricité selon les secteurs de consommation de 1985 à 2009. Ce prix correspond au revenu moyen (revenu divisé par les ventes) et ne comprend pas les taxes provinciales et fédérales à la consommation [Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2012b].

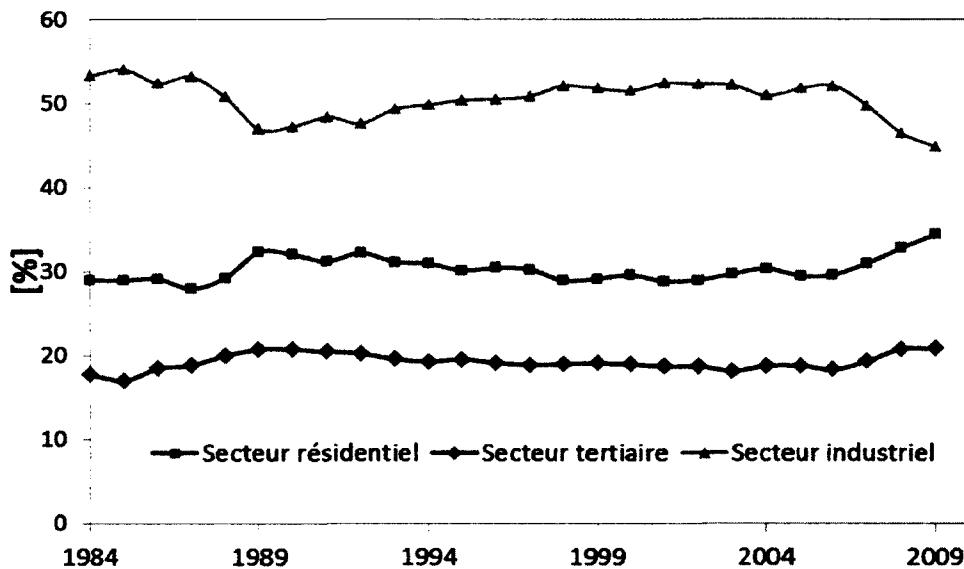


Figure 7.5 La consommation d'électricité par secteur (1984-2009) [Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2012]

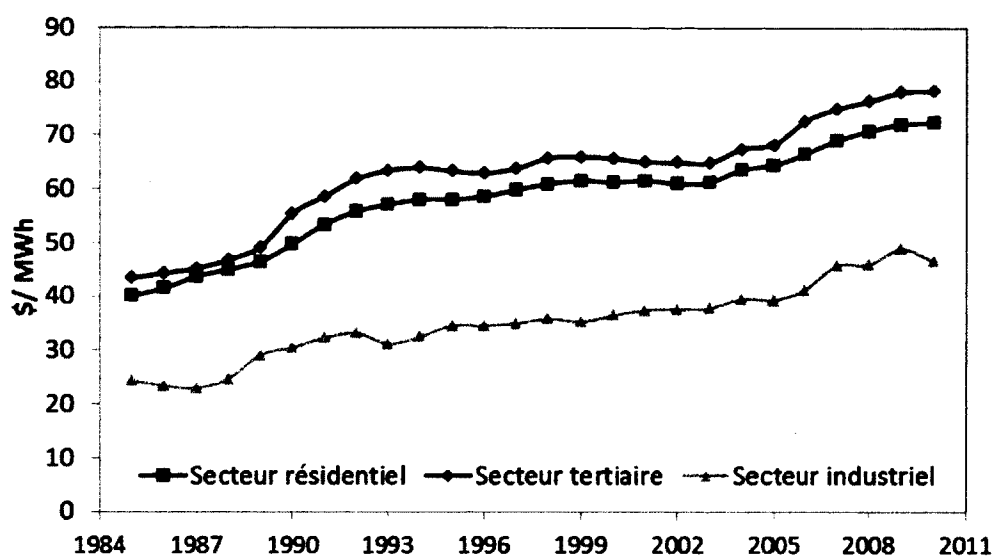


Figure 7.6 Le prix de vente moyen de l'électricité selon les secteurs de consommation (1985-2010) [Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, 2012b]

#### 7.5.3.4 Estimation de l'investissement initial et des coûts d'exploitation et de maintenance

Les coûts de construction et les coûts d'exploitation comprennent les coûts pour la mise à jour ou la revalorisation des installations des centrales hydroélectriques. Hall *et al.* [2003] ont élaboré des méthodes d'estimation des coûts de construction et d'exploitation et de maintenance, basés sur la capacité de production hydroélectrique et ils ont développé des outils pour estimer le coût de développement, de construction, d'exploitation et d'entretien, pour la modernisation et la revalorisation des centrales hydroélectriques.

L'étude de Hall *et al.* [2003] a été utilisée par le bureau de réclamation du département de l'Intérieur des États Unis pour évaluer le potentiel d'augmenter la production d'hydroélectricité des systèmes des ressources hydriques [Bureau of Reclamation *et al.*, 2007] et pour concevoir et développer de nouveaux systèmes [Bureau of Reclamation, 2011]. Le but de ces études était de fournir des informations aux municipalités et aux promoteurs privés sur la rentabilité de projets de développement hydroélectrique.

Avec les données historiques des centrales hydroélectriques, Hall *et al.*, [2003] ont constaté que la plupart des coûts de construction ont une corrélation avec la capacité de production des

centrales hydroélectriques. Les données historiques pour les coûts fixes et les coûts variables d'exploitation et de maintenance montrent aussi une bonne corrélation avec la capacité de production des centrales hydroélectriques et avec la capacité ajoutée. L'ajustement de courbe par la méthode des moindres carrés a montré que la relation entre la capacité d'une centrale hydroélectrique et ses coûts de construction et d'exploitation peut être représentée par une fonction puissance de la forme  $A \cdot [capacité]^B$ . La capacité de production est la seule variable indépendante. Le coefficient A et l'exposant B sont à déterminer pour différents coûts (construction, maintenance).

#### Estimation des coûts de construction

Les coûts de construction d'une centrale hydroélectrique sont donnés par l'équation 7.11. Le tableau 7.3 donne les paramètres de l'équation et le coefficient de détermination  $R^2$  pour différents types de sites.

$$C_0 = A \cdot [capacité]^B \quad (7.11)$$

Où

capacité

Capacité de la centrale hydroélectrique en MW

Tableau 7.3 Paramètres de l'équation des coûts de construction pour l'année 2002

[Hall *et al.*, 2003]

	Coefficient (A)*	Exposant (B)	R <sup>2</sup>
Sites non aménagés	3 300 000	0,90	0,81
Barrages sans centrale	2 200 000	0,81	0,74
Barrages avec centrale	1 400 000	0,81	-

\* le coefficient A est en USD de 2002

#### Estimation des coûts de revalorisation

Les coûts de turbines et d'alternateurs sont exprimés en fonction de la capacité de la turbine, ou de l'alternateur, la hauteur de chute ou la vitesse de rotation (voir les équations 7.12 et 7.13). Le tableau 7.4 donne les paramètres de ces équations. Aux coûts des turbines et des alternateurs, on ajoute 20% des coûts des turbines pour d'autres équipements et travaux mécaniques et 35% des coûts des alternateurs pour d'autres équipements et travaux électriques [Bureau of Reclamation, 2011].



$$C_0^1 = A \cdot [\text{capacité}]^B \cdot [H]^C \quad (7.12)$$

$$C_0^2 = A \cdot [\text{capacité}]^B [V]^C \quad (7.13)$$

Avec

$C_0^1$	Coûts d'une turbine
$C_0^2$	Coûts d'un alternateur
Capacité	Capacité en MW
H	Hauteur de chute en pi
V	Vitesse de rotation en rpm

Tableau 7.4 Paramètres de l'équation des coûts de turbines et d'alternateur pour l'année 2002  
[Hall *et al.*, 2003]

	Coefficient (A)*	Exposant (B)	Exposant (C)
Turbine Francis	3 000 000	0,71	-0,42
Turbine Kaplan	4 000 000	0,72	-0,38
Turbine Bulbe	6 000 000	0,86	-0,63
Alternateur	3 000 000	0,65	-0,38

\* le coefficient A est en USD de 2002

#### Coûts d'exploitation et de maintenance

L'équation 7.14 et le tableau 7.5 donnent les coûts d'exploitation et de maintenance d'une centrale hydroélectrique en fonction de sa capacité.

$$M = A \cdot [\text{capacité}]^B \quad (7.14)$$

Tableau 7.5 Paramètres de l'équation des coûts d'exploitation et de maintenance pour l'année 2002 [Hall *et al.*, 2003]

	Coefficient (A)	Exposant (B)	R <sup>2</sup>
Coûts fixes	24 000	0.75	0,60
Coûts variables	24 000	0.80	0,67

\* le coefficient A est en USD de 2002

#### 7.5.3.5 Flux net de trésorerie pour l'adaptation

Le flux net de trésorerie pour les mesures d'adaptation structurale est obtenu par l'équation 7.7, soit la valeur actuelle nette (VAN) d'un investissement. Les recettes  $R_t$  dans l'équation 7.7, pour la période  $t$  sont calculées avec l'équation 7.15 ci-dessous. Les différents termes de cette équation sont obtenus à partir des équations 7.11 à 7.14.

$$R_t = (1 - \tau)[E[c_t(P'_{adp,i} - P'_i)] - M_t - A_t] + A_t \quad (7.15)$$

Avec

$P'_{adp,i}$	Production d'électricité après l'adaptation en GWh
$P'_i$	Production d'électricité avant l'adaptation en GWh
$M_t$	Coûts d'exploitation et de maintenance
$A_t$	Dotations aux amortissements
$\tau$	taux d'imposition
$R_t$	Recettes nettes à la période t

Si le taux d'imposition est ignoré d'autant plus que le coût unitaire de l'hydroélectricité  $c_t$  est hors taxes, l'équation 7.15 devient

$$R_t = E[c_t(P'_{adp,i} - P'_i)] - M_t \quad (7.16)$$

L'équation 7.16 sert à calculer la valeur nette des flux net de trésorerie pour les mesures d'adaptation structurales et permet d'en déduire le moment opportun. Deux méthodes ont été utilisées pour déterminer le moment opportun. La première méthode considère le moment le plus opportun comme étant une variable qui fait partie des sources d'incertitude pour une simulation de Monte Carlo. À la fin, on obtient une distribution du moment opportun. Pour la deuxième méthode, un intervalle du temps de l'adaptation du système hydrique est prédéfini et on évalue chaque année pour les autres sources d'incertitude avec une simulation de Monte Carlo et on en déduit une distribution du moment opportun optimal, qui maximise le flux net de trésorerie. Les formulations de ces deux méthodes sont les suivantes (équations 7.17 à 7.22) :

#### *Première méthode*

On suppose qu'à la période de référence  $t_0$ , on fait un placement pour fructifier l'équivalent du coût de revalorisation des installations pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation, pour une période égale à  $t_{adp} - t_0$ , où  $t_{adp}$  est le moment où on instaure la stratégie d'adaptation. En même temps, il y aurait une perte de production que l'on aurait durant cette

période due à l'absence de mesures d'adaptation. La variable temporelle  $t$  varie entre la  $t_0$  et  $t_f$  qui comprend le temps d'adaptation,  $t_{adp}$  et la durée de vie de groupes turbines-alternateurs,  $t_v$ . L'objectif est de déterminer  $t_{adp}$ , c'est-à-dire le moment opportun, avec la simulation Monte Carlo en gardant les autres variables comme sources d'incertitude.

Pour  $t_0 \leq t < t_{adp}$

$$R_t = C_0 \cdot r^{t-t_0} - E[c_t(P'_{adp,i} - P'_i)] \quad (7.17)$$

$t$	Variable temporelle
$t_{adp}$	Temps d'adaptation
$t_0$	Période de référence
$r$	Taux d'intérêt pour un placement équivalent à l'investissement initial

Pour  $t = t_{adp}$

$$R_t = -C_0 - E[c_t \cdot \alpha \cdot \sum P'_i(n)] - C'_0 \quad (7.18)$$

$\alpha$	Facteur de la durée des travaux de construction, $0,5 \leq \alpha \leq 1$
$n$	Nombre de groupes arrêtés durant les travaux. L'arrêt d'un groupe engendre une perte de production pour une période entre 6 et 12 mois
$C'_0$	Valeur résiduelle de groupes turbines-alternateurs à remplacer

Pour  $t_{adp} < t \leq t_f$ , avec  $t_f = t_{adp} + t_v$ , on applique l'équation 7.16.  $t_v$  est la durée de vie de groupes turbines-alternateurs.

### *Deuxième méthode*

On suppose qu'il existe une année à laquelle la mise en œuvre des mesures d'adaptation maximiserait la VAN de l'investissement sur la période d'étude. Cette année est tenue comme étant le moment opportun optimal. On suppose aussi qu'il y a une possibilité de faire une deuxième adaptation du système au cas où la période la durée de vie d'un groupe turbine-alternateur arrive à la fin de la période utile avant la fin de l'échéance (période d'étude).

La variable temporelle  $t$  varie entre le temps d'adaptation,  $t_{adp}$  et  $t_f$  qui comprend le temps d'adaptation maximal,  $t_{adp}^{\max}$  et la durée de vie de groupes turbines-alternateurs,  $t_v$ . Le temps d'adaptation optimal est dans l'intervalle  $t_0 \leq t^* \leq t_{adp}^{\max}$ .  $t^*$  est le temps d'adaptation qui maximise la VAN de l'investissement.

Pour  $t = t_{adp}$ , on applique l'équation 7.18 ci-dessus.

Pour  $t > t_{adp}$  et si  $t_{adp} + t_v \geq t_{adp}^{\max}$ , on applique l'équation 7.16,  $t_{adp}^{\max}$  est le temps d'adaptation maximal.

Pour  $t > t_{adp}$  et si  $t_{adp} + t_v \leq t_{adp}^{\max}$ , on applique l'équation 7.18.

À  $t = t_{adp} + t_v$ , on fait une deuxième adaptation de la centrale  $n$  et pour  $t$  on utilise l'équation 7.16. Le moment opportun optimal  $t^*$  est obtenu avec l'équation :

$$t^* = \underset{t}{\operatorname{arg\,max}} \{VAN(t_{adp})\} \quad (7.19)$$

$t^*$  Temps d'adaptation optimal

## 7.6 Résultats et discussion

### 7.6.1 Cas d'étude du système hydrique de Manicouagan

Les stratégies d'adaptation aux changements climatiques ont été appliquées au système hydrique du bassin versant de la rivière Manicouagan. Le système hydrique comprend 5 centrales hydroélectriques : deux centrales-réservoirs et trois centrales au fil de l'eau. L'analyse d'impact des changements climatiques sur la production d'hydroélectricité (chapitre 6), a montré qu'il y aurait une augmentation de la production d'hydroélectricité grâce à l'augmentation des apports annuels dans le climat du futur, mais le système hydraulique verrait son rendement baisser en raison des déversements non productibles accrus.

Les mesures potentielles d'adaptation des installations hydroélectriques ont été analysées afin de déterminer les stratégies d'adaptation possibles qui pourraient être réalisées pour les

---

centrales électriques. Trois mesures d'adaptation ont été identifiées, à savoir la mise à niveau des centrales, la revalorisation des groupes turbines-alternateur sans l'altération de la capacité d'écoulement des turbines, ainsi que la revalorisation des groupes turbines-alternateur accompagnée par la modification de la capacité d'écoulement des turbines. Même si la revalorisation des groupes turbines-alternateur sans changement de leur capacité d'écoulement permet d'augmenter la production, cette variante a été rejetée, car elle ne résout pas le problème des déversements non productibles.

Avec cinq centrales hydro-électriques du système hydrique du bassin versant de la rivière Manicouagan, différentes options d'adaptation ont été analysées afin de déterminer les centrales qui devraient être adaptées pour réduire les déversements et améliorer la performance du système. La mise à niveau a été accomplie par l'augmentation de la capacité des centrales par l'ajout d'un, deux ou trois groupes turbines-alternateurs pour certaines centrales. Concernant la revalorisation, le nombre de groupes turbines-alternateurs adaptés dépend du nombre total de groupes de chaque centrale (tableau 2.1).

Un modèle d'optimisation-simulation dans le contexte des changements climatiques (chapitre 6) a été utilisé pour déterminer la production d'hydroélectricité dans le climat du futur pour chaque option de mesures d'adaptation. Le gain de production d'hydroélectricité de chacune des options a été évalué par rapport à la production de règles de gestion optimale pour les installations existantes sans les contraintes de demande. La figure 7.7 montre la performance du système hydrique avec les règles de gestion optimales selon les résultats du chapitre 6. Le gain de production a été utilisé dans les équations 7.16 et 7.17 pour évaluer la rentabilité des mesures d'adaptation structurale.

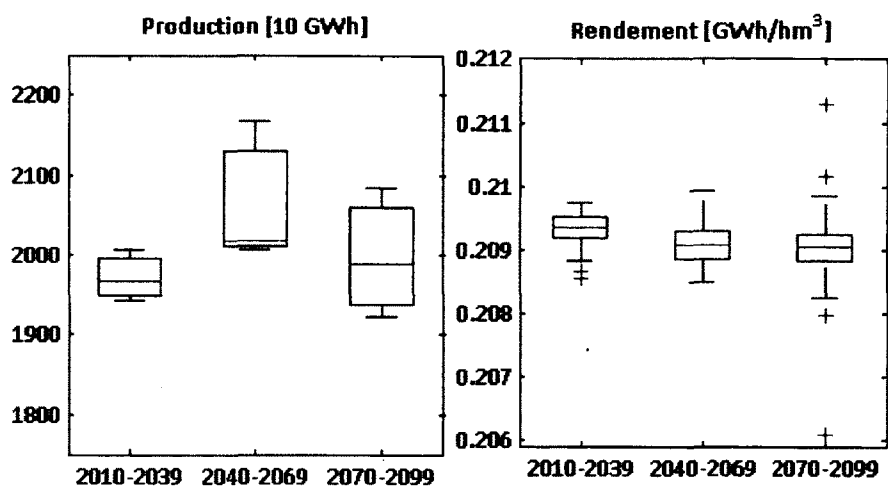


Figure 7.7 Performance du système hydrique de Manicouagan avec les règles de gestion optimales pour les installations existantes

La valeur actuelle nette d'investissement, le taux de rentabilité interne et le délai de récupération du capital investi sont des critères qui ont été utilisés pour déterminer la rentabilité des stratégies d'adaptation. La source de revenu est la vente de l'électricité et les charges d'exploitation sont principalement les coûts d'exploitation et de maintenance de nouvelles installations, la perte de production pendant les travaux de construction et la valeur résiduelle d'équipements à remplacer dans le cas de revalorisation de centrales. Les coûts de construction comprennent la réalisation de travaux de génie civil ou les coûts de nouvelles turbines et de nouveaux alternateurs. Le coût des transformateurs et des lignes de transmission n'ont pas été considérés, en supposant que le gain de production ne nécessiterait pas de nouvelles lignes de transmission. Si on tient compte de la répartition de la consommation par secteur pour les 5 dernières années (tableau 7.2 et figure 7.5), le prix d'électricité moyen revient en 2012 à \$ 45,20/ MWh.

Comme les paramètres économiques sont soumis aux différentes sources d'incertitude, la simulation de Monte Carlo a été utilisée pour l'analyse de risque d'investissement dans l'adaptation des centrales hydroélectriques. Le processus d'analyse de risque comprend quatre étapes [Hacura *et al.*, 2001]. La première étape consiste à l'élaboration d'un modèle conceptuel du problème. Ici le modèle de flux de trésorerie a été choisi. Dans la prochaine étape, on détermine les sources d'incertitude et leurs distributions de probabilité. Dans la troisième

étape, on fait la vérification et la validation du modèle pour s'assurer que toutes les données d'entrée et de distributions de probabilité sont vraiment représentatives du système modélisé. Finalement, on effectue des expériences, c'est-à-dire que l'on génère un grand nombre de scénarios.

### **7.6.2 Mise à niveau du système de ressources hydriques de Manicouagan**

La mise à niveau du système a porté sur les centrales de Tournustouc, Manic 3, Manic 2 et Manic 1 pour la période 2010-2069. Le tableau 6.10 montre les déversements non productibles du système hydrique de Manicouagan avec les installations existantes. On voit que la centrale hydroélectrique de Tournustouc et les deux centrales qui se trouvent en aval, Manic 2 et Manic 1, ont de déversements plus importants par rapport à Manic 5 et Manic 3. Même si la centrale de Manic 5 a des déversements à l'horizon 2070-2099, elle a été ignorée afin de limiter les coûts d'investissement initial. De plus, l'analyse est limitée par la durée de vie d'une centrale hydroélectrique, car la période à laquelle une centrale hydroélectrique est économiquement utile est normalement de 50 ans.

Le tableau 7.6 présente les différentes stratégies d'adaptation analysées pour la mise à niveau du système hydrique et de la revalorisation des installations existantes. La mise à niveau et la revalorisation des centrales Tournustouc et Manic 2 sont prioritaires par rapport aux autres centrales. La modification des centrales Manic 3 et Manic 1 ne peut pas se faire sans la mise à niveau ou la revalorisation de Tournustouc et Manic 2 alors que le contraire est possible (stratégies 2 et 10 du tableau 7.6). Toutefois, différentes options ont été investiguées.

L'objectif de la mise à niveau était d'augmenter la performance du système en réduisant les déversements non productibles. Le tableau 7.7 montre l'augmentation du débit maximal ( $Q_{\max}$ ) la production maximale ( $P_{\max}$ ) de courbes de productions de chaque centrale avec l'ajout d'un, deux ou trois groupes turbines-alternateurs. Les groupes ajoutés à chaque centrale ont les mêmes caractéristiques que celles qui sont installées. Différentes combinaisons ont été faites pour trouver de meilleures options qui participeraient à l'analyse financière. Les figures 7.8 à 7.12 illustrent 5 options de mise à niveau du système des ressources hydriques de la rivière Manicouagan.

Tableau 7.6 Stratégies d'adaptation structurale analysées

N°	Manic 5	Toulnostouc	Manic 3	Manic 2	Manic 1
Nombre de groupes existants					
	12	2	6	8	3
Mise à niveau : ajout de nouveaux groupes turbines-alternateurs					
1	0	1	1	1	1
2	0	2	0	2	0
3	0	2	1	2	1
4	0	3	2	3	2
5	1	2	1	2	1
Revalorisation des groupes existants					
6	0	1	1	2	1
7	0	2	1	4	1
8	0	2	0	4	0
9	0	2	2	4	2
10	0	1	0	2	0

Tableau 7.7 Changements en pourcentage de la capacité de soutirage et de la capacité de production après la mise à jour des centrales

	1 groupe		2 groupes		3 groupes	
	Qmax	Pmax	Qmax	Pmax	Qmax	Pmax
Manic 5	9,8	8,3	19,6	16,7	25,4	31,7
Toulnostouc	40,1	50,0	80,3	100,0	120,4	150,0
Manic 3	12,5	14,0	28,5	28,0	44,6	42,0
Manic 2	10,0	12,5	20,0	25,0	30,0	37,5
Manic 1	35,0	33,3	70,0	66,7	105,0	100,0

**Stratégie d'adaptation 1**

L'ajout d'un groupe turbine-alternateur aux centrales Toulnostouc, Manic 3, Manic 2 et Manic 1 (figure 7.8) résulte en une amélioration du rendement du système des ressources hydriques, qui est liée à la diminution des déversements non productibles à ces centrales. Le rendement relatif augmente pour les trois horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 du climat futur. Le rendement relatif est le ratio entre le rendement du système après la mise à niveau et le rendement moyen du système de chaque horizon du climat futur avant la mise à niveau (figure 7.7). Un rendement relatif supérieur à '1' correspond à gain de la productivité du système. La production d'hydroélectricité après la mise à niveau est aussi comparée à la production moyenne du système de chaque horizon climatique.



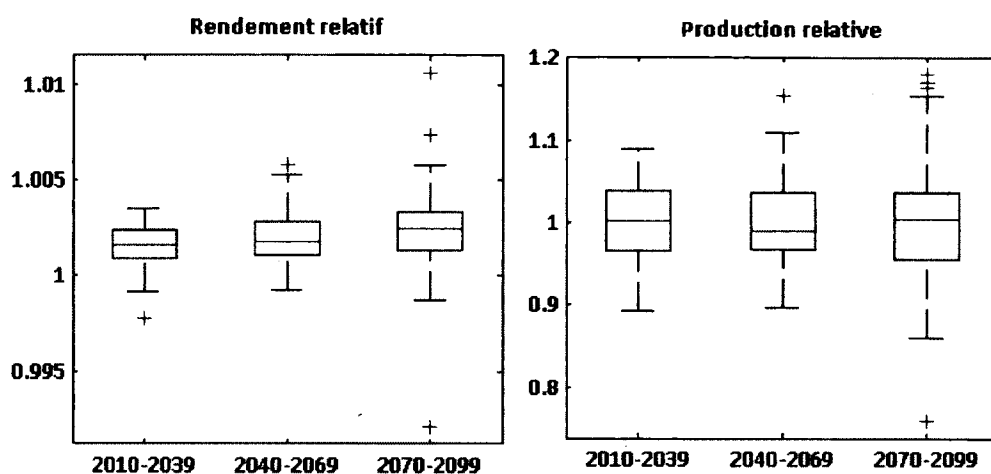


Figure 7.8 Mise à niveau avec l'ajout d'un groupe turbine-alternateur aux centrales Tournustouc, Manic 3, Manic 2 et Manic 1

L'ajout d'un groupe turbine-alternateur aux centrales Tournustouc, Manic 3, Manic 2 et Manic 1 entraînerait une amélioration de la performance du système. La figure 7.8 montre que le rendement relatif est plus de 1, donc moins de déversement par unité d'énergie produite. Le rendement moyen augmenterait respectivement de 0,15, 0,20 et 0,23% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. La production moyenne augmenterait de 0,22, 0,19 et 0,17% pour les mêmes périodes.

Toutefois la médiane de la production relative à l'horizon 2040-2069 est de 0,99, c'est-à-dire plus de la moitié des projections climatiques montrent une baisse de production par rapport aux résultats des règles de gestion optimales des installations existantes. Pour ces projections climatiques, l'ajout d'une turbine à Tournustouc fait qu'il y a une perturbation de la production des autres centrales qui entraîne une baisse de production.

### *Stratégie d'adaptation 2*

Dans le cas où on fait une mise à niveau seulement des centrales de Tournustouc et Manic 2 avec l'ajout de deux groupes, la performance du système s'améliore (figure 7.9). Le rendement moyen du système augmente respectivement de 0,14, 0,19 et 0,23% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099, tandis que la production moyenne augmente de 0,22, 0,18 et 0,17% pour les mêmes périodes.

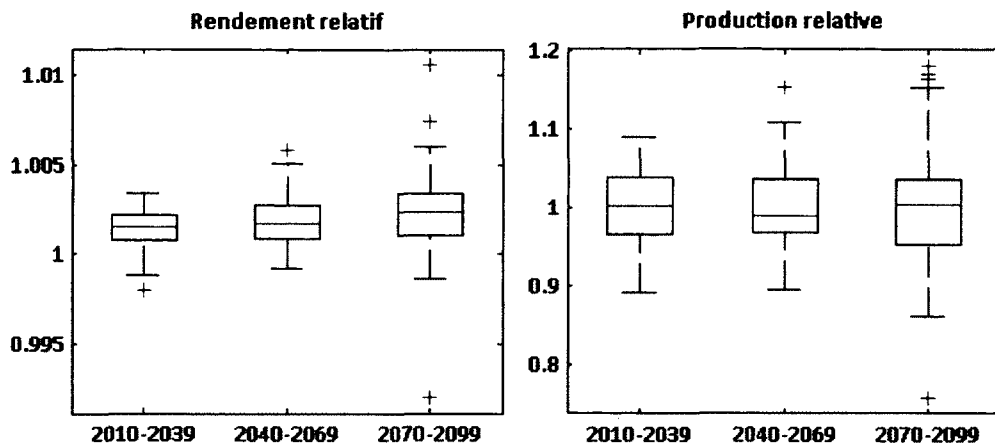


Figure 7.9 Mise à niveau avec un ajout de deux groupes turbines-alternateurs à Tournustouc et Manic 2

La première et la deuxième stratégie d'adaptation donnent des résultats plus ou moins semblables du point de vue de la performance et du gain de productivité du système. On peut donc obtenir les mêmes résultats avec différentes options de la mise à niveau, sauf que les coûts d'investissement initial ne seraient pas les mêmes.

### *Stratégie d'adaptation 3*

La troisième option de la mise à niveau consiste à l'ajout de deux groupes turbines-alternateurs aux centrales de Tournustouc et Manic 2 et d'un groupe aux centrales Manic 3 et Manic 1. Cette option correspond à la première option avec un groupe de plus aux centrales de Tournustouc et Manic 2. L'amélioration du rendement du système ne montre pas une grande différence avec les deux options précédentes (figure 7.10). Cela peut être expliqué par le fait que les nouveaux groupes seraient utilisés seulement pendant la période des crues printanières. Le reste de l'année, il n'y a pas assez d'apports pour les faire fonctionner. Le rendement moyen est augmenté, respectivement de 0,14, 0,19 et 0,23% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 du climat futur. L'augmentation de la production relative moyenne pour les mêmes périodes est 0,22, 0,18 et 0,16%.

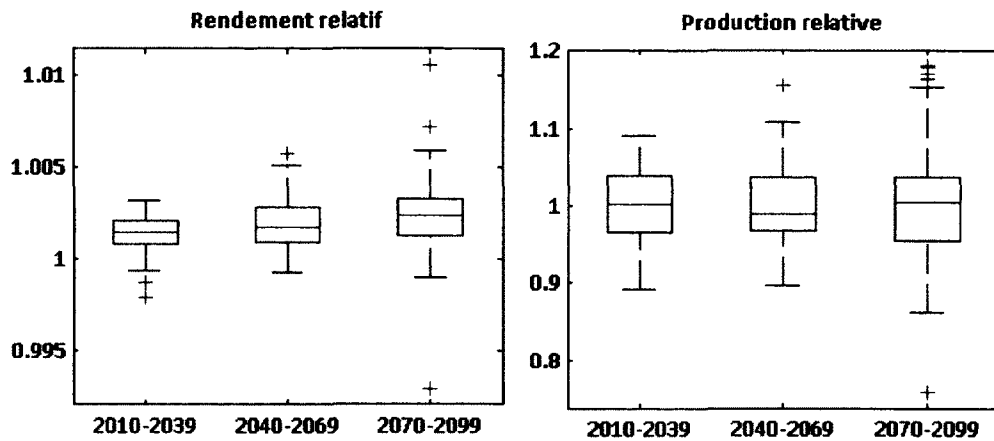


Figure 7.10 Mise à niveau de Toulnostouc et Manic 2 avec l'ajout de deux groupes turbines-alternateurs et de Manic 3 et Manic 1 avec un groupe

#### *Stratégie d'adaptation 4*

Une grande amélioration de la performance du système de ressources hydriques est observée si plus d'unités sont ajoutées au système. La figure 7.11 montre la performance de la mise à niveau de Toulnostouc et Manic 2 avec l'ajout de trois groupes turbines-alternateurs et l'ajout de deux groupes aux centrales Manic 3 et Manic 1. Pour cette combinaison, l'augmentation du rendement du système devient 0,22, 0,27 et 0,33% pour les horizons du climat futur. De même, l'augmentation de la production moyenne est 0,34%, 0,25 et 0,26%.

Par ailleurs, si on compare la première option à cette quatrième option qui a six groupes de plus, on remarque que le gain de production n'est pas proportionnel au nombre de groupes ajoutés, même s'il y a une amélioration de la performance, c'est-à-dire la diminution des déversements non productibles.

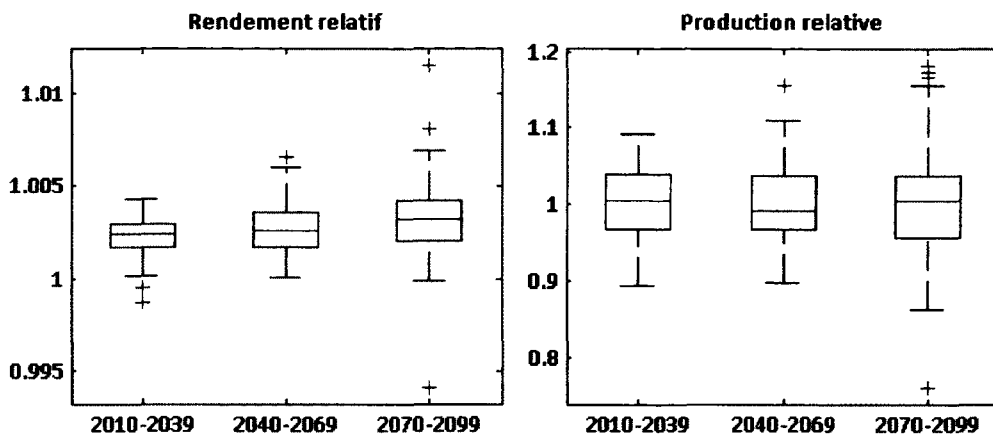


Figure 7.11 Mise à niveau de Toulnostouc et Manic 2 avec un ajout de trois groupes turbines-alternateurs et Manic 3 et Manic 1 avec deux groupes

#### *Stratégie d'adaptation 5*

La mise à niveau de Manic 5 a peu d'influence sur la performance du système. En ajoutant à la troisième stratégie (figure 7.9), un groupe turbine-alternateur à la centrale de Manic 5, la performance s'améliore un peu (figure 7.12). Le rendement du système augmente respectivement de 0,14, 0,19 et 0,24% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 du climat futur par rapport au rendement du système existant. La production augmente de 0,20, 0,17 et 0,18%.

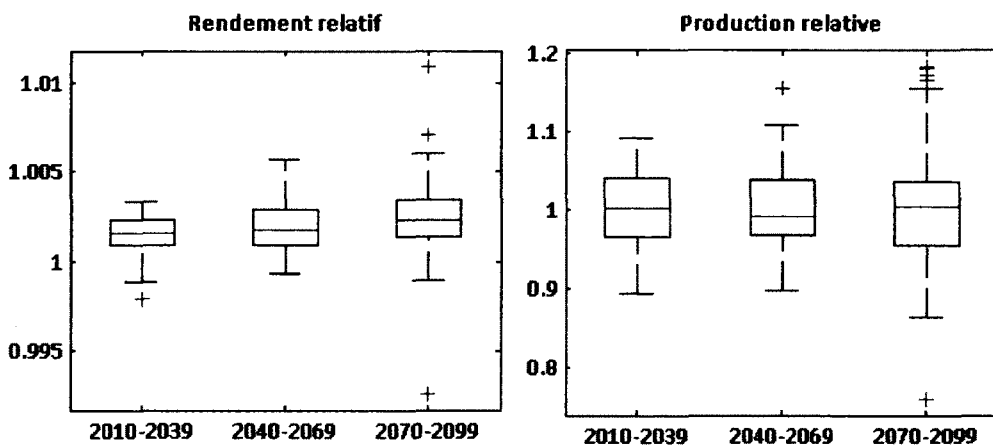


Figure 7.12 Mise à niveau de Toulnostouc et Manic 2 avec l'ajout de deux groupes turbines-alternateurs et de Manic 3, Manic 1 et Manic 5 avec un groupe

Le tableau 7.8 résume les résultats de l'amélioration du système hydriques après la mise à niveau de centrales hydroélectriques avec l'ajout des groupes turbines-alternateurs (stratégies 1 à 5 ci-dessus). Toutes ces stratégies montrent une faible amélioration de la performance du système existant avec les règles de gestion optimales, malgré la différence entre le nombre des groupes ajoutés aux centrales.

Tableau 7.8 Gain du rendement et de la production en pourcentage de stratégies d'adaptation 1 à 5 par rapport aux installations existantes

Stratégie	1	2	3	4	5
Rendement					
2010-2139	0,15	0,14	0,14	0,22	0,14
2040-2069	0,20	0,19	0,19	0,27	0,19
2070-2099	0,23	0,23	0,23	0,33	0,24
Production					
2010-2139	0,22	0,22	0,22	0,34	0,20
2040-2069	0,19	0,18	0,18	0,25	0,17
2070-2099	0,17	0,17	0,16	0,26	0,18

### 7.6.3 Revalorisation du système de ressources hydriques de Manicouagan

Comme dans le cas de la mise à niveau, la revalorisation du système a pour objectif la réduction des déversements non productibles, surtout pour les centrales hydroélectriques de Toulmoustou, Manic 3, Manic 2 et Manic 1. La revalorisation de Manic 5 a été évitée, car la revalorisation d'une centrale hydroélectrique implique l'arrêt de production durant les travaux pour quelques groupes ou pour toute la centrale, ce qui fait augmenter les coûts de la mise en œuvre des mesures d'adaptation. L'objectif de la revalorisation est le même que pour la mise à niveau, soit d'augmenter la performance du système tout en réduisant les déversements non productibles. Le tableau 7.6 présente les différentes options de la revalorisation du système hydrique de Manicouagan.

Selon le Bureau of Reclamation *et al.* [2007], la revalorisation d'un groupe turbine-alternateur devrait procurer au moins une augmentation de 15% de la capacité du groupe. Une hypothèse a été faite sur la revalorisation d'un groupe turbine-alternateur avec une augmentation de 30% de la valeur actuelle du débit optimal et de 40% de la production maximale actuelle de la

courbe de production du groupe. L'idée est d'avoir une augmentation de production supérieure à 15%, que l'on peut avoir tout simplement en rembobinant l'alternateur installé. Si on remplace la turbine et l'alternateur avec de nouveaux équipements plus performants pour avoir une centrale de capacité d'écoulement supérieure, il y a moyen d'arriver aux valeurs de l'hypothèse.

Le tableau 7.9 montre la variation de pourcentage du débit maximal ( $Q_{\max}$ ) et de la production maximale ( $P_{\max}$ ) de chaque centrale avec la revalorisation d'un, deux ou trois groupes turbines-alternateurs selon les centrales. Différentes combinaisons ont été faites pour trouver les meilleures options à soumettre à l'analyse financière. Les figures 7.13 à 7.17 illustrent les différentes options de revalorisation du système hydrique de Manicouagan considérées. Ces options correspondent aux stratégies d'adaptation 6 à 10 du tableau 7.6.

Tableau 7.9 Changements en pourcentage de la capacité de soutirage et la capacité de production après la revalorisation des centrales hydroélectriques

	1 groupe		2 groupes		3 groupes	
	Qmax	Pmax	Qmax	Pmax	Qmax	Pmax
Toulnustouc	11,63	16,54	23,26	33,07		
Manic 3	4,18	5,89	8,36	11,78		
Manic 2			5,70	7,85	11,40	15,70
Manic 1	8,43	13,01	16,86	26,03		

#### *Stratégie d'adaptation 6*

La revalorisation d'un groupe turbine-alternateur aux centrales Toulnustouc, Manic 3, Manic 1 et de deux groupes de Manic 2 donne une amélioration importante du rendement du système (figure 7.13) et d'une diminution des déversements non productibles. Le rendement moyen du système est augmenté respectivement de 3,21, 3,18 et 3,25% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 du climat futur. L'augmentation de la production relative moyenne pour les mêmes périodes est de 3,24, 3,15 et 3,19%. L'augmentation de la production relative est liée au fait que la production n'est pas seulement augmentée à cause de la diminution des déversements non productibles, mais aussi parce que certains groupes produisent plus qu'avant pour la même quantité d'eau turbinée.

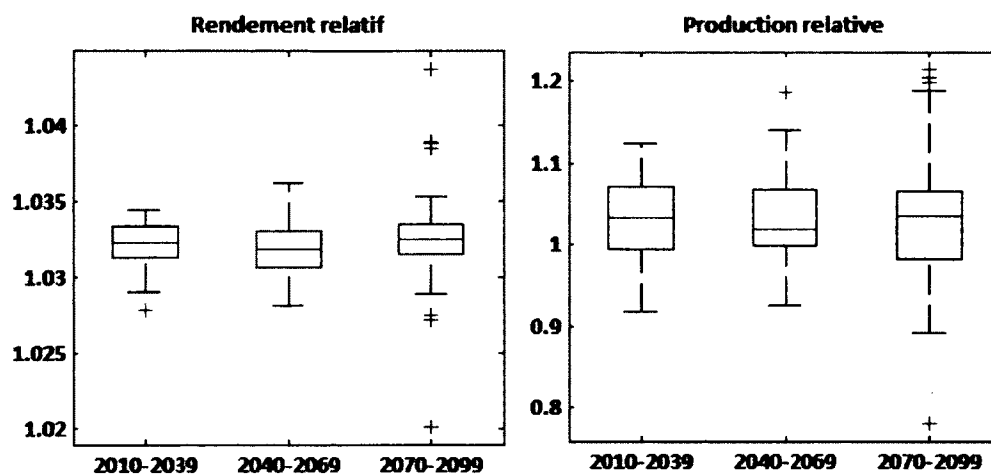


Figure 7.13 Revalorisation de Toulnostouc, Manic 3 et Manic 1 d'un groupe turbine-alternateur et de deux groupes pour Manic 2

#### *Stratégie d'adaptation 7*

Cette stratégie consiste en la revalorisation de Manic 3 et Manic 1 d'un groupe turbine-alternateur, deux groupes pour Toulnostouc et quatre groupes pour Manic 2. Le rendement moyen augmente respectivement de 3,51, 3,51 et 3,57% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 par rapport aux installations existantes (figure 7.14). La production moyenne a une augmentation de 3,54, 3,47 et 3,42% pour les mêmes périodes.

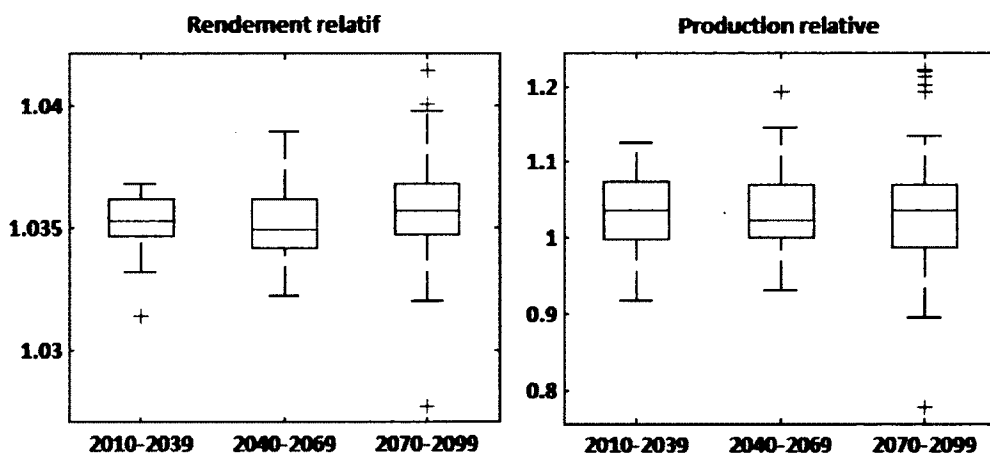


Figure 7.14 Revalorisation d'un groupe turbine-alternateur de Manic 3 et Manic 1 et de deux groupes de Toulnostouc et de quatre groupes de Manic 2

Si l'on compare les stratégies 6 et 7, on remarque qu'en remplaçant plus de groupes turbines-alternateurs (un groupe de plus pour la centrale Tournustouc et deux groupes pour Manic 2), on obtient un changement du rendement du système (0,31%) contrairement à la mise à niveau des centrales hydroélectriques qui varie très peu avec l'ajout des nouveaux groupes (stratégies 1 et 3).

La revalorisation des centrales semble donner de meilleurs résultats que la mise à niveau. L'amélioration de la performance de Tournustouc et Manic 2, les deux centrales qui ont plus des déversements non productibles, pourrait donner un impact positif sur tout le système. Les centrales Manic 3 et Manic 1 sont plus influencées par les centrales qui se trouvent en amont, par exemple s'il n'y a pas de déversements à Manic 2, il y en aurait aussi moins à Manic 1. De plus, les règles de gestion de Tournustouc ont aussi une influence sur la gestion de Manic 5.

#### *Stratégie d'adaptation 8*

En modifiant uniquement deux groupes turbines-alternateurs de Tournustouc et quatre groupes de Manic 2 (figure 7.15), le rendement du système augmente respectivement de 3,51, 3,52 et 3,58% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099 par rapport aux installations existantes. La production augmente de 3,54, 3,50 et 3,39%. Donc, la revalorisation seulement de Tournustouc et Manic 2 donne presque la même performance que dans le cas où les centrales Manic 3 et Manic 1 sont aussi modifiées.

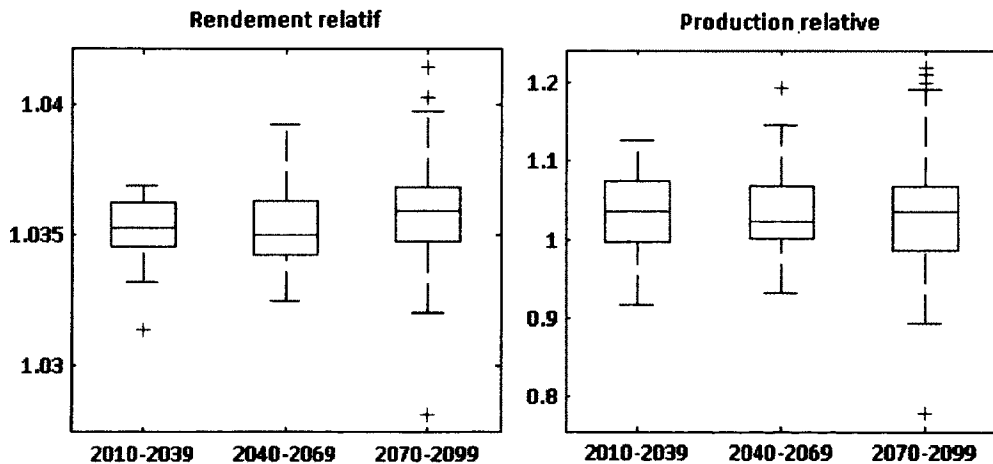


Figure 7.15 Revalorisation de deux groupes turbines-alternateurs de Tournustouc et quatre groupes de Manic 2



### *Stratégie d'adaptation 9*

Si de plus, on augmente à deux le nombre de groupes modifiés des centrales Manic 3 et Manic 1 (figure 7.16), le rendement moyen du système par rapport aux installations existantes augmente de 4,30, 4,33 et 4,38% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099. La production augmente en moyenne de 4,34, 4,30 et 4,18%. En augmentant la capacité de Manic 3, on sollicite plus d'apports du réservoir Manic 5, d'où une importante augmentation de la productivité du système hydrique.

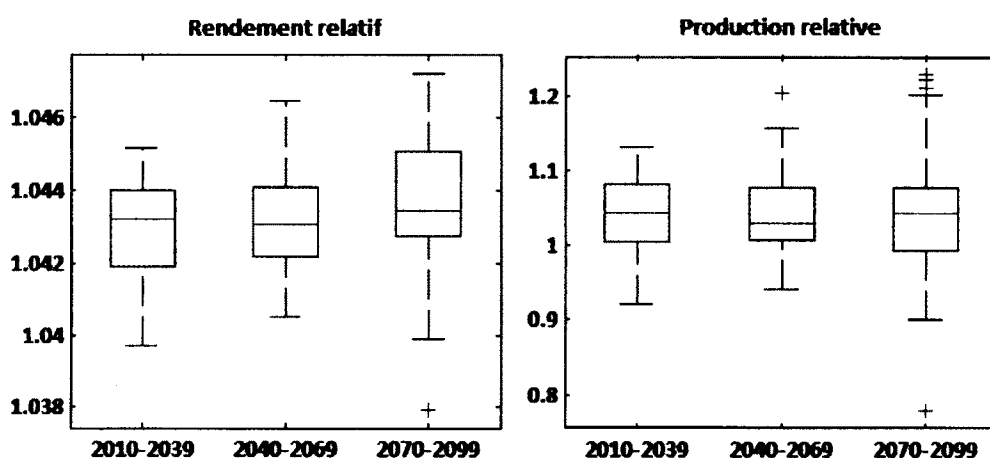


Figure 7.16 Revalorisation de Toulnostouc, Manic 3 et Manic 1 avec deux groupes turbines-alternateurs et quatre groupes pour Manic 2

### *Stratégie d'adaptation 10*

La revalorisation de quelques groupes turbines-alternateurs améliore la performance de tout le système et plus le nombre de groupes modifiés augmente plus la production augmente. Mais il faut tenir compte des contraintes des apports et des limitations économiques pour la mise en œuvre de ces adaptations structurales. Pour vérifier cette hypothèse, on regarde le cas le plus simple, qui consiste en la revalorisation d'un groupe turbine-alternateur de Toulnostouc (sur deux groupes installés) et de deux groupes de Manic 2 sur 8 groupes installés (figure 7.17). Le rendement moyen du système est augmenté respectivement de 3,21, 3,18 et 3,25% pour les horizons 2010-2039, 2040-2069 et 2070-2099.

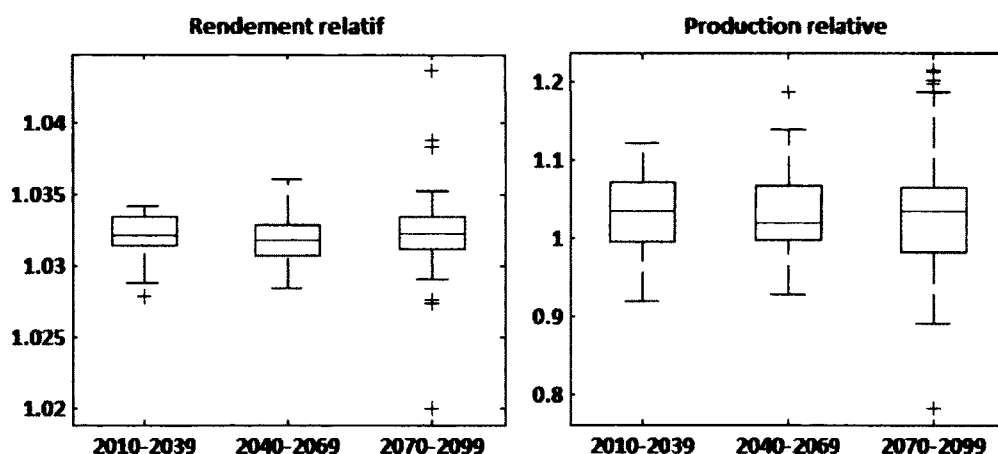


Figure 7.17 Revalorisation d'un groupe turbine-alternateur de Toulnostouc et de deux groupes de Manic 2

L'augmentation de la production relative moyenne pour les mêmes périodes est 3,24, 3,14 et 3,18%. Ces résultats sont comparables à ceux de la première option qui inclut en plus la revalorisation d'un groupe de Manic 3 et Manic 1 (voir figure 7.13). La performance de cette mesure d'adaptation donne de meilleurs résultats que la meilleure option de la mise à niveau (figure 7.11), qui consiste en la mise à niveau de Toulnostouc et Manic 2 avec l'ajout de trois groupes turbines-alternateurs et l'ajout de deux groupes turbines-alternateurs aux centrales Manic 3 et Manic 1. Le tableau 7.10 résume les résultats de l'amélioration du système hydrique après la revalorisation des centrales hydroélectriques (stratégies 6 à 10 ci-dessus).

Tableau 7.10 Gain du rendement et de la production des stratégies d'adaptation 6 à 10 par rapport aux installations existantes

Stratégie	6	7	8	9	10
<b>Rendement (%)</b>					
2010-2139	3,21	3,51	3,51	4,30	3,21
2040-2069	3,18	3,51	3,52	4,33	3,18
2070-2099	3,25	3,57	3,58	4,38	3,25
<b>Production (%)</b>					
2010-2139	3,24	3,54	3,54	4,34	3,24
2040-2069	3,15	3,47	3,50	4,30	3,14
2070-2099	3,19	3,42	3,39	4,18	3,18

#### **7.6.4 Rentabilité économique des stratégies d'adaptation**

L'objectif de l'analyse de la rentabilité économique des stratégies d'adaptation du système des ressources hydriques est de trouver la meilleure stratégie parmi plusieurs possibilités et de trouver le moment opportun pour mettre en œuvre les mesures d'adaptation. L'hypothèse est que les investissements nécessaires pour les mesures d'adaptation structurale seraient récupérés à partir du gain de production d'hydroélectricité. Il existe d'autres critères que le gain de production pour déterminer l'avantage/bénéfice des mesures d'adaptation aux changements climatiques telles que la diminution de la pollution, la protection de l'environnement et la sécurité des infrastructures. En revanche, ces autres critères sont difficiles à quantifier.

L'analyse de flux de trésorerie permet d'évaluer la rentabilité économique des mesures d'adaptation du système hydrique aux changements climatiques. Les variables de comparaison sont le délai de récupération du capital investi, la valeur actuelle nette d'un investissement, le taux de rentabilité interne et le moment opportun pour l'adaptation. Comme certaines variables de l'analyse des flux nets de trésorerie ont un degré d'incertitude élevé, la simulation de Monte Carlo a permis d'incorporer l'incertitude dans l'analyse de rentabilité des mesures d'adaptation structurale.

Les sources d'incertitude liées à l'analyse de flux de trésorerie des stratégies d'adaptation sont le taux d'actualisation, le taux d'inflation, les coûts unitaires de construction et de maintenance des centrales hydroélectriques, le délai de récupération du capital investi et le moment opportun pour l'adaptation. Le moment opportun et le délai de récupération du capital investi sont importants pour l'investissement dans les mesures d'adaptation, d'autant plus que la durée de vie utile des installations hydroélectrique est de 50 ans. La durée de vie utile d'une centrale hydroélectrique est la période pendant laquelle cette centrale est économiquement utile. Cependant, la durée de vie utile d'un groupe turbine-alternateur est moins importante, soit seulement 30 ans.

Le tableau 7.11 présente les distributions des sources d'incertitude, selon les données historiques de certaines variables. Pour déterminer le prix actuel de construction, les prix en

USD de 2002 [Hall *et al.*, 2003] ont été convertis en CAD avec le taux de change de 2002. Les taux d'inflation de 2002 à 2012 ont ensuite été appliqués. Le prix unitaire d'électricité change aussi avec le temps : l'augmentation moyenne du prix d'électricité de 1985 à 2010 est en moyenne de 2,6% avec un écart-type de 3,5%.

La distribution du taux d'inflation a été déduite de l'historique de l'Indice des prix à la consommation pour une période de 1993 à 2011. Pour cette période, le taux d'inflation est en moyenne de 1,89% avec un écart-type de 0,76%. Les données de l'Indice des prix à la consommation disponibles couvrent une période relativement courte par rapport aux données du prix d'électricité. Toutefois les deux séries de données ont été utilisées comme tel, sans limiter la période des données du prix d'électricité.

Tableau 7.11 Distributions des sources d'incertitude

	Distribution	Moyenne/Min	Écart-type/Max
Délai de récupération	Normale	30 ans	2 ans
Taux d'actualisation réel	-	7%	-
Coût unitaire de construction	Uniforme	90%	110%
Durée des travaux de construction	Uniforme	6 mois	12 mois
Moment opportun	Uniforme	2012	2042
Taux d'inflation	Normale	1,89%	0,76%
Augmentation du prix de l'électricité	Normale	2,6%	3,5%

Le moment opportun pour investir a été contraint entre 2012 et 2042, avec un délai de récupération de l'investissement de 30 ans et un écart-type de 2 ans, c'est-à-dire une variation entre 24 à 36 ans, l'investissement devant être récupéré avant l'année 2078. Après la période 2012 et 2042, on espère qu'il y aurait plus information sur l'état du climat et plus d'information sur les variables utilisées. Le taux d'actualisation réel a été fixé à 7%, ce qui donne un taux d'actualisation nominal moyen de 8% et qui varie entre 6% et 12%.

#### 7.6.4.1 Le Délai de récupération du capital investi

Le premier critère de sélection de stratégies d'adaptation est le délai de récupération du capital investi (DRCI), qui est le temps au bout duquel le montant des recettes nettes d'exploitation actualisé est égal au capital investi. Ce critère correspond à la méthode présentée par les équations 7.17 et 7.18. La période de la mise en œuvre des mesures d'adaptation et pour récupérer l'investissement est 2012-2099. Le temps pour investir varie entre 2012 et 2042. Si

le délai de récupération du capital investi d'une stratégie d'adaptation va au-delà de 2099, cette stratégie n'a pas été évaluée et elle est donc éliminée. Pour calculer le DRCI, un modèle conceptuel, qui ne considère pas l'incertitude des coûts de construction, du taux d'inflation et de l'augmentation du prix de l'électricité a été utilisé (voir section 7.5.3.5, première méthode). La première analyse a exclu l'incertitude afin de dégager les options les plus prometteuses, pour des analyses plus profondes.

Le tableau 7.12 montre le DRCI pour différentes options de stratégies d'adaptation analysées ci-haut. Les années considérées pour investir sont seulement 2012, 2022, 2032 et 2042 au lieu de tout l'intervalle de 2012-2042. La revalorisation tient compte de l'arrêt de la production durant les travaux de construction pour les groupes turbines-alternateurs qui seraient modifiés. Des périodes de 6 ou 12 mois ont été considérées, pendant lesquelles la production de certains groupes est perdue. Cette perte est ajoutée aux coûts d'investissement. Pour la mise à niveau ou l'ajout des groupes, les unités existantes continuent à produire durant les travaux de construction.

Toutes les options de mise à niveau ont un DRCI qui est supérieur à l'intervalle entre le temps d'investissement et l'année 2099, qui est la fin de période d'étude. Le tableau 7.12 montre que le DRCI est supérieur à 87, 77, 67, 57 ans si le temps d'investissement est 2012, 2022, 2032 et 2042 pour toutes options de mise à niveau. La mise à niveau améliore la performance du système hydrique, car elle réduit les déversements non productibles. Toutefois, la mise à niveau n'augmente pas beaucoup la production, car les nouveaux groupes ne fonctionneraient que si on a des déversements, c'est-à-dire durant la période de la crue printanière. Les coûts d'investissement élevés et une faible augmentation de la production (figures 7.8, 7.9, 7.10, 7.11 et 7.12) font que la mise à niveau des centrales ou l'ajout de nouveaux groupes turbines-alternateurs n'est pas rentable.

Le délai de récupération du capital investi pour la revalorisation du système hydrique varie selon le nombre de groupes turbines-alternateurs modernisés, le temps d'investissement et la durée de travaux de construction. Pour la stratégie 6 (tableau 7.6 et figure 7.13) qui consiste en la revalorisation d'un groupe turbine-alternateur pour les centrales Toulmoustou, Manic 3 et

Manic 1 et deux groupes pour Manic 2, le capital investi serait récupéré selon le temps d'adaptation et la durée des travaux de construction.

Tableau 7.12 DRCI pour différentes stratégies d'adaptation

Stratégie	2012		2022		2032		2042	
Mise à niveau								
1	> 87		> 77		> 67		> 57	
2	> 87		> 77		> 67		> 57	
3	> 87		> 77		> 67		> 57	
4	> 87		> 77		> 67		> 57	
5	> 87		> 77		> 67		> 57	
Revalorisation avec une durée des travaux de 6 ou 12 mois								
	12	6	12	6	12	6	12	6
6	82	25	42	20	33	18	30	16
7	>87	>87	>77	40	>67	35	>57	28
8	50	19	35	17	34	16	29	14
9	>87	49	>77	36	>67	29	>57	23
10	13	10	12	8	11	8	11	8

Plus on avance dans le climat futur, plus le DRCI diminue, car les déversements non productibles deviendraient plus importants dans le futur. La durée des travaux ou l'arrêt de production pour les groupes concernés joue aussi un rôle important car elle augmente les charges sur l'investissement.

En réduisant le nombre de groupes modernisés avec la revalorisation seulement d'un groupe turbine-alternateur pour la centrale Toulustouc et de deux groupes pour Manic 2, (stratégie 10 des tableaux 7.6 et 7.12 et figure 7.17), le projet de revalorisation devient rentable avec le DRCI qui varie entre 8 et 13 ans selon le temps d'investissement et la durée de travaux. En d'autres termes, les coûts d'investissement et la perte de production pour les centrales Manic 3 et Manic 1 sont moins importants que le gain de la production d'hydroélectricité après la revalorisation.

Les trois autres options de la revalorisation des centrales (stratégies 7, 8 et 9), qui comprennent la revalorisation des deux groupes turbines-alternateurs de la centrale de Toulustouc et quatre groupes pour Manic 2, ont des coûts d'investissement élevés ainsi que d'importantes pertes de production durant les travaux de construction. Seule la stratégie 8, qui ne considère pas la

revalorisation des centrales de Manic 3 et Manic 1, a un DRCI raisonnable, qui est entre 14 et 50 années (tableau 7.12), dépendamment des coûts d'investissement et de la perte de production pendant les travaux de construction.

Pour les autres options, il y a une contrainte sur la durée des travaux pour que le délai de récupération du capital investi soit inférieur à l'intervalle de la période d'étude. Il faut souligner l'importance du temps de construction : dans certains cas, le DRCI pour une durée des travaux de 6 mois est deux fois moins que le DRCI pour une durée de travaux d'un an. Une durée prolongée des travaux de revalorisation des centrales hydroélectriques pourrait rendre un projet d'adaptation de centrales hydroélectriques économiquement non viable.

#### 7.6.4.2 Valeur Actuelle Nette d'investissements

Le deuxième critère de sélection de stratégie d'adaptation est la Valeur Actuelle Nette. La VAN permet d'évaluer la rentabilité des différentes options de stratégies d'adaptation du système hydrique. La VAN des stratégies d'adaptation a été calculée pour une période de 30 ans équivalents à la durée de vie d'un groupe turbine-alternateur. Comme le DRCI pour toutes les alternatives de la mise à niveau est supérieur à 30, seulement les stratégies de revalorisation des centrales ont été considérées pour cette analyse. Le tableau 7.13 présente la VAN pour les différentes stratégies de revalorisation en fonction de la durée de la construction et de la période pour investir.

Tableau 7.13 VAN (millions de \$) de la revalorisation des centrales hydroélectriques avec une durée des travaux de 6 ou 12 mois

Stratégie	2012		2022		2032		2042	
	Durée de la construction (mois)							
	12	6	12	6	12	6	12	6
6	-98,53	52,11	-64,17	129,84	-19,21	233,11	22,4	357,03
7	-393,44	-109,55	-427,11	-61,51	-513,97	-38,76	-568,57	62,00
8	-80,9	13,1	-57,81	214,45	-35,11	318,37	42,19	512,12
9	-452,83	-96,67	-507,03	-48,19	-548,36	48,57	-560,15	231,07
10	211,35	289,73	324,60	425,37	447,83	578,42	628,00	801,98

La VAN des projets de revalorisation des centrales hydroélectriques augmente avec le temps, car la production hydroélectrique avec les règles de gestions adaptées (voir chapitre 6), aurait une tendance à la hausse. La durée de travaux de construction affecte la VAN car elle

augmente la perte de production pour les groupes qui sont en arrêt. Le tableau 7.13 montre que la dixième option qui consiste à la revalorisation d'un groupe turbine-alternateur pour les centrales Toulnostouc et deux groupes pour Manic 2, donne les plus grandes VAN. La huitième option, qui consiste en la revalorisation des deux groupes turbines-alternateurs pour les centrales Toulnostouc et quatre groupes pour Manic 2 (au total 6 groupes), donne dans certains cas de grandes VAN quand les travaux ne dépassent pas 6 mois. La revalorisation des centrales Manic 3 et Manic 1 est un facteur important pour une grande VAN d'une stratégie d'adaptation.

#### 7.6.4.3 Taux de rentabilité interne

Le dernier critère de sélection est le Taux de rentabilité interne (TRI). Le TRI permet de juger de l'intérêt de l'investissement et de déterminer le risque du projet d'investissement. La VAN a été calculée sur une période de trente ans avec un taux d'actualisation réel de 7% et un taux d'inflation de 1,89%. Le TRI sur une période égale à la durée de vie d'un groupe turbine-alternateur apporte plus d'information sur la rentabilité de différentes stratégies d'adaptation et permet de déterminer le risque de l'investissement.

Le tableau 7.14 présente le TRI de cinq stratégies de revalorisation des centrales hydroélectriques. La durée des travaux de construction a une importance remarquable sur le TRI; le TRI pour une durée de 6 mois est plus grand que si les travaux duraient une année. La plus grande valeur de TRI est 11,31%, qui consiste en la revalorisation d'un groupe pour Toulnostouc et deux groupes pour Manic 2, avec un arrêt de production de six mois et les mesures d'adaptation sont mises en place pendant l'année 2042. Le TRI devient 6,88% si les travaux durent une année.

Tableau 7.14 TRI (%) de la revalorisation des centrales hydroélectriques avec une durée des travaux de 6 ou 12 mois

Stratégie	2012		2022		2032		2042	
	Durée de la construction (mois)							
	12	6	12	6	12	6	12	6
6	-1,43	0,1	0,75	1,92	-0,18	2,77	0,16	3,27
7	-4,00	-0,15	-3,47	-0,67	-3,24	-0,33	-2,70	0,40
8	-0,01	2,25	-0,59	2,95	-0,26	3,48	0,25	4,29
9	-3,71	-1,05	-3,24	-0,41	-2,73	0,33	-2,14	1,22
10	4,67	7,86	5,84	9,57	6,42	10,53	6,88	11,31



Du point de vue financier, la stratégie 10 est celle qui mérite une considération comme stratégie d'adaptation du système hydrique de la rivière Manicouagan. Elle a une grande VAN et un TRI positif. La stratégie 8 est aussi rentable, pourvu que la durée des travaux de construction soit d'au plus 6 mois. L'investissement dans la revalorisation d'un groupe pour Toulmoustou et deux groupes pour Manic 2 (stratégie 10) est donc plus rentable par rapport aux autres stratégies d'adaptation.

### **7.6.5 Moment opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation**

Deux stratégies d'adaptation ont été sélectionnées pour déterminer le moment opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation structurales. Ces stratégies d'adaptation sont : la revalorisation des deux groupes pour Toulmoustou et quatre groupes pour Manic 2 et la revalorisation d'un groupe turbine-alternateur pour la centrale Toulmoustou et deux groupes pour Manic 2. Les tableaux 7.13 et 7.14 montrent que, c'est en 2042 que la VAN et le TRI sont importants. Toutefois, l'estimation de la VAN et le TRI n'a pas tenu en considération la production qui serait perdue si les mesures d'adaptation étaient implantées quelques années plus tard, ainsi que la valeur résiduelle des équipements à remplacer. Dans cette étude, la valeur résiduelle correspond à la valeur économique de ces équipements après 10 années d'utilisation.

#### **7.6.5.1 Incertitude du moment opportun pour l'adaptation structurale**

Pour déterminer le moment opportun, on a pris l'année de référence comme 2012. Deux choix se présentent : soit on investit dans les mesures d'adaptation immédiatement ou on le fait plus tard. Si on décide d'investir plus tard, on pourrait faire un placement pour fructifier l'équivalent du coût de revalorisation des installations pour mettre en place les mesures d'adaptation. Toutefois, la production d'hydroélectricité entre 2012 et cette année en question est considérée comme une perte. Dans le cas contraire, si on investit immédiatement, on bénéficierait du gain de production d'hydroélectricité.

Le moment opportun pour l'adaptation structurale du système hydrique est fonction de la production avant la mise en œuvre des mesures d'adaptation et du taux d'intérêt pour le placement. Historiquement, le taux d'intérêt de la Banque du Canada pour les dix dernières années a une moyenne de 2,50% et un écart-type de 0,71% [Banque du Canada, 2012].

Avec le modèle conceptuel du problème, on a d'abord déterminé les deux meilleures stratégies parmi dix stratégies initialement proposées. La simulation de Monte Carlo a ensuite été utilisée pour analyser les risques d'investissement des stratégies d'adaptation et d'incorporer toutes les sources d'incertitude (tableau 7.11), incluant la durée de travaux de construction et de déterminer le moment opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation.

Les figures 7.18 et 7.19 montrent les résultats des simulations de Monte Carlo pour les deux stratégies d'adaptation choisies dans les étapes précédentes avec les critères VAN et TRI. L'échantillonnage a été fait pour toutes les sources d'incertitudes avec 10 000 échantillons. Chaque figure comprend le taux de réussite du moment opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation, la densité de probabilité de la valeur actuelle (VA) d'investissement, la distribution du taux d'actualisation et celle du taux d'intérêt. La VA d'investissement consiste du coût initial pour une année donnée actualisé à l'année de référence (2012). Le taux de réussite d'une année donnée (pourcentage du moment opportun) représente le pourcentage des échantillons de simulations de Monte Carlo, dont la valeur actuelle de l'investissement est positive, à la période où on est supposé avoir payé le capital investi, soit 30 ans. Le moment opportun a été échantillonné selon une distribution uniforme (tableau 7.11).

Les résultats montrent que pour la stratégie de revalorisation des deux groupes turbines-alternateurs de Tournustouc et quatre groupes de Manic 2 (stratégie 8), l'année 2012 a le plus grand taux de réussite, soit 94% (figure 7.18). En d'autres termes, vu l'incertitude du régime hydrologique du climat futur, ainsi que l'incertitude des paramètres du modèle économique, la probabilité pour laquelle la stratégie de revalorisation soit rentable est de 94%, si l'investissement est fait en 2012.

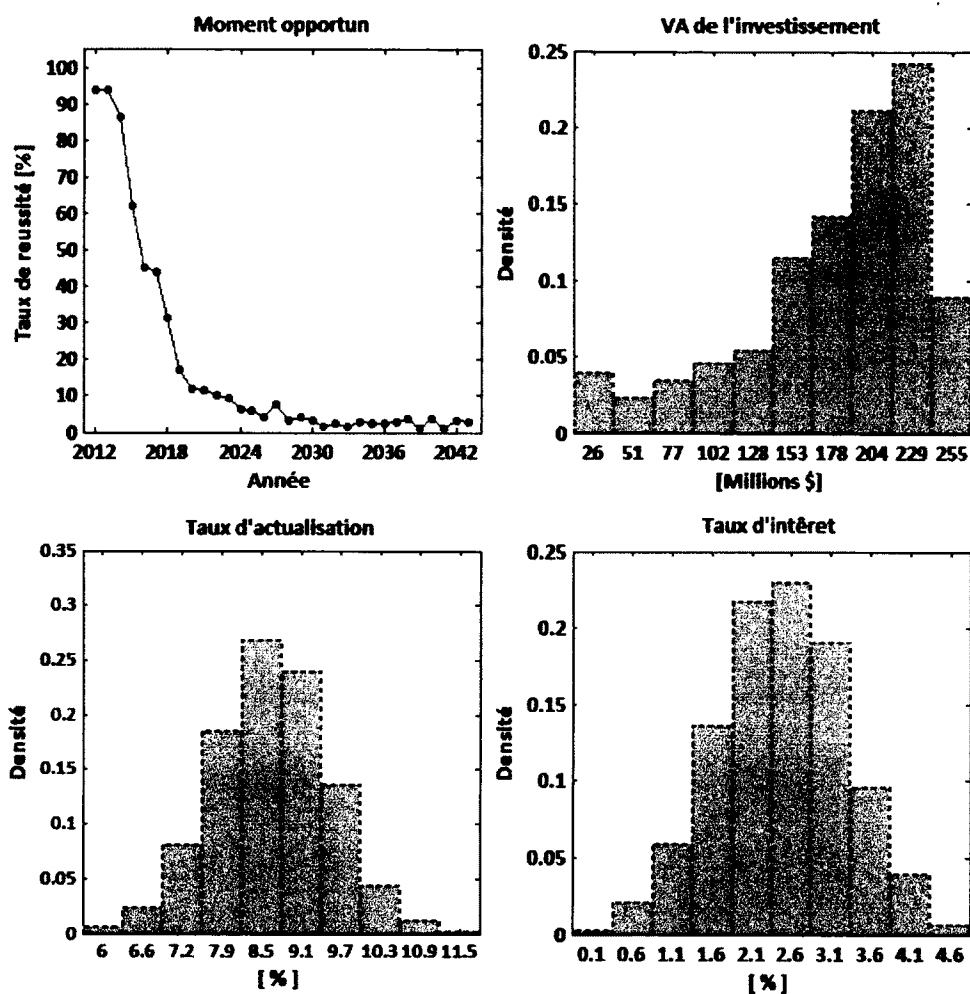


Figure 7.18 Moment opportun pour la revalorisation de deux groupes pour Toulnustouc et quatre groupes pour Manic 2

Le taux de réussite diminue avec le temps pour devenir moins de 10% en 2023. De 2012 à 2020, il y a une importante décroissance alors que pour le reste, la diminution de la densité de probabilité est graduelle. Cette variation est liée à la variabilité de la production où pour deux années consécutives il y a une grande différence entre le gain de la production d'électricité. Ce phénomène devient moins important avec le temps, car l'influence de la production d'une année est moins forte qu'au début.

La distribution de l'investissement ou des coûts de construction des résultats est asymétrique malgré l'hypothèse d'une distribution uniforme des échantillons, car ce sont seulement les

VAN positives qui sont représentées. Les petites VA de l'investissement correspondent aux années les plus éloignées de la période de référence et c'est pour ces années que la VAN et le TRI sont les plus importants. Le mode de la valeur actuelle (VA) de l'investissement (le coût initial) des échantillons est de 229 millions. Le taux d'actualisation nominal des résultats montre une distribution normale qui découle de la distribution normale initiale du taux d'inflation et du taux d'actualisation réel fixé des échantillons.

La figure 7.19 montre les résultats de la revalorisation d'un groupe pour Touloustouc et deux groupes pour Manic 2 (stratégie 10). Les résultats de cette stratégie sont semblables à celle de la stratégie 8 d'adaptation discutée ci-haut : le taux de réussite du moment opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation diminue avec le temps. Toutefois, la période entre 2012 et 2016 montre un taux de réussite de 100% et le taux de réussite devient moins de 10% en 2027. La stratégie 10 a donc une grande probabilité de rentabilité par rapport à la stratégie 8. Les résultats montrent que le mode de la valeur actuelle (VA) de l'investissement est de 83 millions.

Avec une augmentation de la production hydroélectrique avec le temps, il est clair que le gain de la production est plus important que le placement de l'équivalent du coût initial de la mise en œuvre des mesures d'adaptation. L'adaptation est privilégiée au placement à cause de la différence entre le taux d'actualisation nominal, qui est le taux de rendement exigé pour le projet d'adaptation et le taux d'intérêt du placement. Le mode de la valeur actuelle du coût initial de cette stratégie d'adaptation du système hydrique, qui consiste en la revalorisation d'un groupe de Touloustouc et quatre groupes de Manic 2, est à peu près de 83 millions.

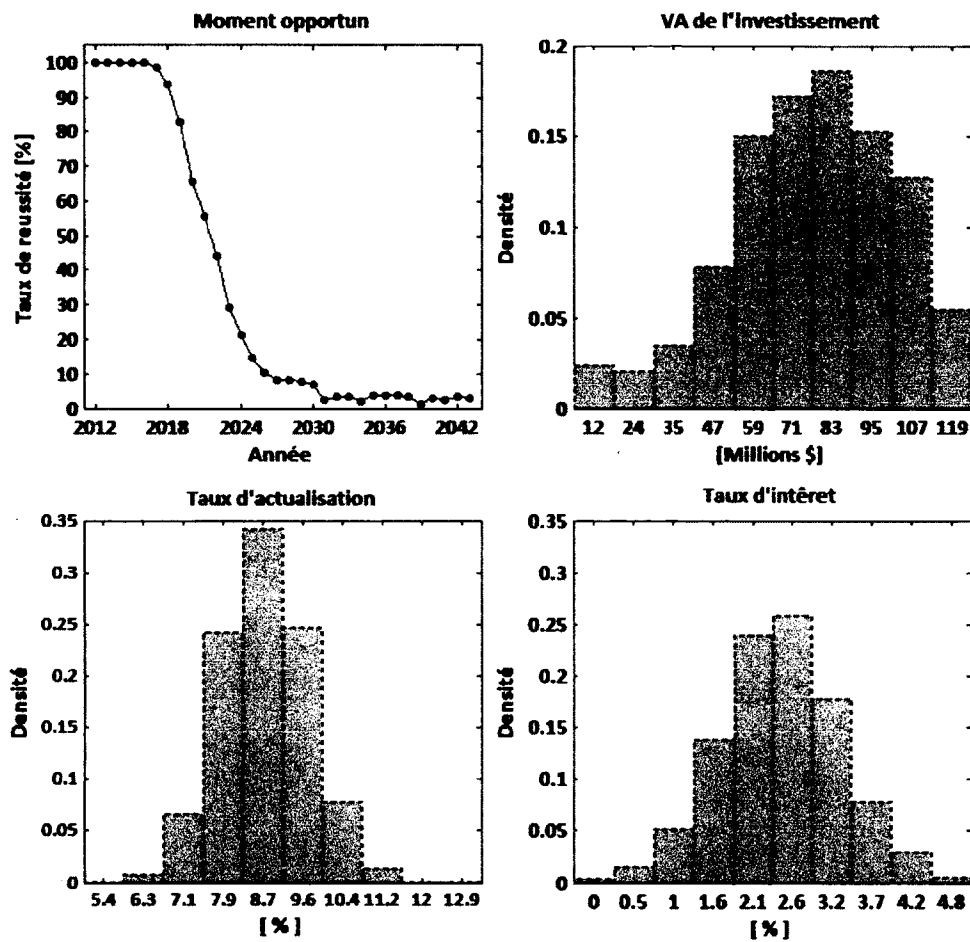


Figure 7.19 Moment opportun pour la revalorisation d'un groupe pour Toulmoustouc et deux groupes pour Manic 2

#### 7.6.5.2 Moment opportun optimal pour l'adaptation structurale

Le moment opportun optimal est le temps d'adaptation qui assure le plus grand retour sur l'investissement sur une période déterminée. La période étude varie entre 2012 et 2099, mais le temps d'adaptation tient en considération la durée de vie des groupes turbines-alternateurs, qui est aussi inclus dans l'intervalle 2012-2099. Les figures 7.20 et 7.21 montrent la densité de probabilité et la fonction de répartition de deux stratégies d'adaptation, qui résultent des simulations de Monte Carlo de 10 000 échantillons. Le temps d'adaptation varie de 2012 à 2062.

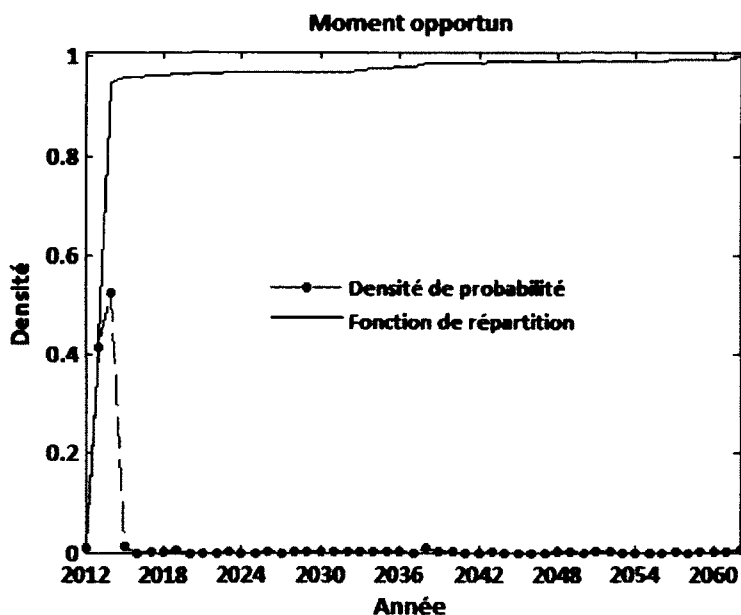


Figure 7.20 Moment opportun optimal pour la stratégie 8

Le moment opportun optimal pour la revalorisation des deux groupes pour Toulnostouc et quatre groupes pour Manic 2 (stratégie 8 et figure 7.20) est l'année 2014. L'année 2014, qui a une densité de probabilité de 0,52 se distingue bien du reste. Si on aborde le problème sous forme de l'analyse du risque en considérant la fonction de répartition de la figure 7.20, on pourrait dire que l'on aurait une probabilité de 0,96, ou 96%, pour que le temps opportun soit 2015 ou moins. L'année 2049 a une probabilité cumulative de 99%. Il faut souligner que la période entre 2012 et 2030 requiert une deuxième revalorisation, parce que les équipements installés arriveraient à la fin de leur vie utile avant l'année 2061, qui est la valeur maximale du temps de la mise en œuvre des mesures d'adaptation.

Avec la revalorisation d'un groupe de Toulnostouc et deux groupes de Manic 2 (stratégie 10), le moment opportun optimal pour l'adaptation structurale est l'année 2012 (figure 7.21), qui a une densité de probabilité de 0,57. L'année 2015 a une probabilité cumulative de 100%, on peut dire pour cette stratégie que le système hydrique devrait être adapté avant 2015.

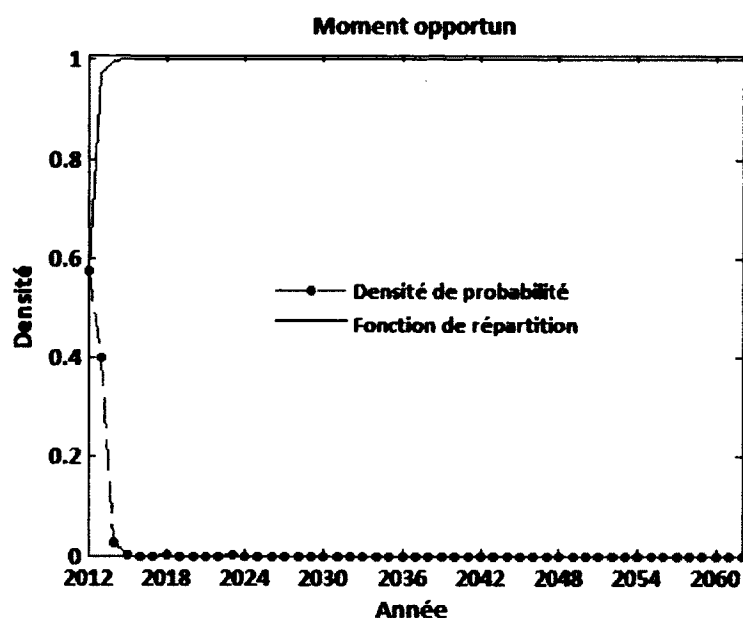


Figure 7.21 Moment opportun optimal pour la stratégie 10

Il est donc clair que la mise en place des mesures d'adaptation qui requiert deux exercices de revalorisation est plus rentable que de repousser le temps d'adaptation. De plus, le moment opportun optimal appuie les résultats obtenus plus haut sur l'incertitude du moment opportun. Une analyse de sensibilité de toutes les sources d'incertitude (tableau 7.11) pour déterminer l'effet que la variation de certains de ces paramètres aurait sur le temps opportun optimal pour les deux meilleures stratégies d'adaptation (stratégie 8 et 10) est présentée à la figure 7.22 ci-dessous.

L'analyse de sensibilité a été effectuée en variant un paramètre un à un, tout en gardant la valeur centrale de la distribution des autres. La figure 7.22 montre que la variation du taux d'actualisation, du taux d'inflation, du DCI et de la durée de travaux de construction a une importance sur le temps opportun optimal pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation du système hydrique, surtout pour la stratégie 8 qui est la plus coûteuse. Cependant, le temps opportun pour la stratégie 10 affiche une faible sensibilité par rapport aux autres paramètres ou sources d'incertitude par rapport à la stratégie 8. Une augmentation modeste de la production d'hydroélectricité de la stratégie 10 est liée à cette faible sensibilité.

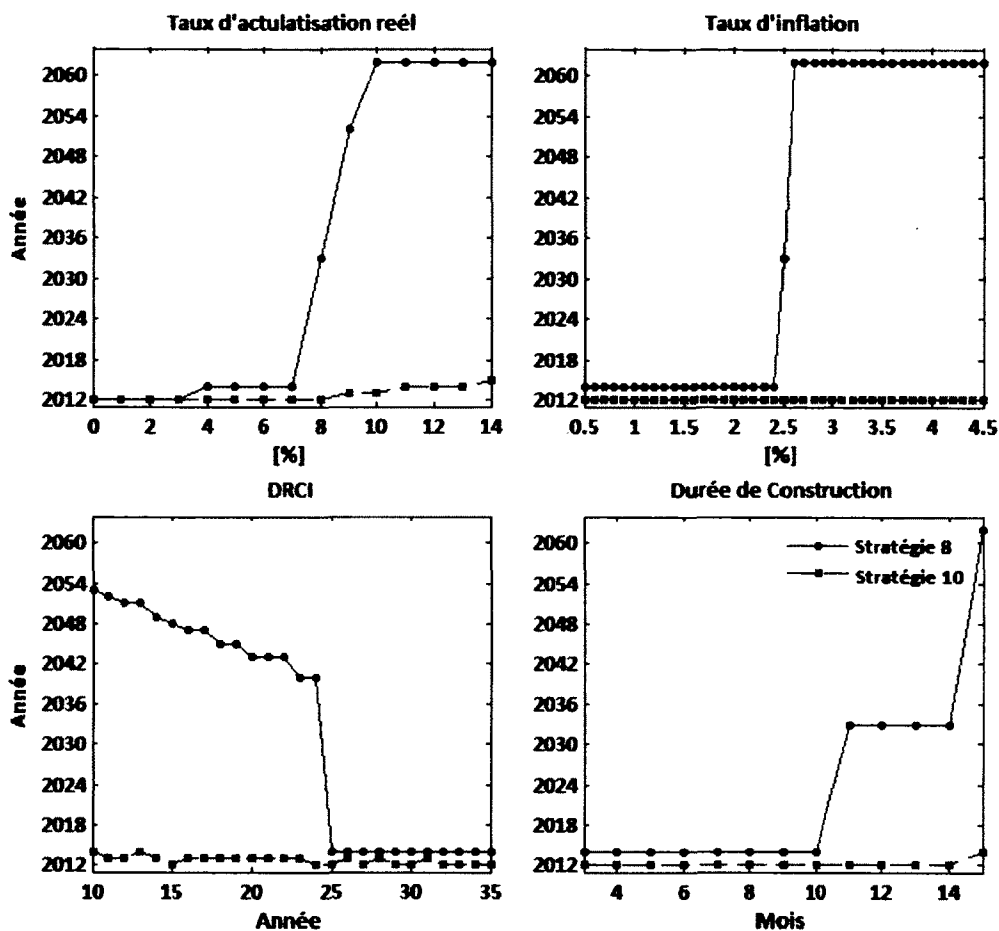


Figure 7.22 Sensibilité du temps opportun optimal par rapport au taux d'actualisation, au taux d'inflation, au DCI et à la durée de travaux de construction

Pour un taux d'actualisation réel de plus de 8%, la stratégie 8 devrait être mise en place après l'année 2034. En d'autres termes, pour un important un taux d'actualisation réel, il faudra retarder le projet adaptation. Un taux d'inflation supérieur à 2,5% pourrait rendre le projet d'adaptation irréalisable avant 2060. Si on exige un délai de récupération du capital investi (DRCI), un DRCI inférieur à 25 ans correspond à la mise en œuvre du projet d'adaptation au plus tôt en 2041. Le temps opportun de la stratégie 8 est aussi sensible à la durée des travaux de construction, alors qu'il ne l'est pas pour la stratégie 10. Avec une durée de travaux de construction de plus de 10 mois, la stratégie 8 deviendrait rentable à partir de 2032.



Le moment opportun pour la mise en place des mesures d'adaptation a une sensibilité importante par rapport au taux d'actualisation réel. La figure 7.23 montre la variation du moment opportun pour les stratégies d'adaptation 8 et 10. Chaque courbe représente le moment opportun pour un taux d'actualisation réel spécifique et la variabilité des autres paramètres est maintenue, contrairement à la figure 7.22 où c'est seulement un seul paramètre qui varie. Le taux d'actualisation varie entre 0,5 et 15%. Le taux de 7% est le taux de référence ou le taux utilisé dans l'analyse de rentabilité des stratégies d'adaptation (tableau 7.11).

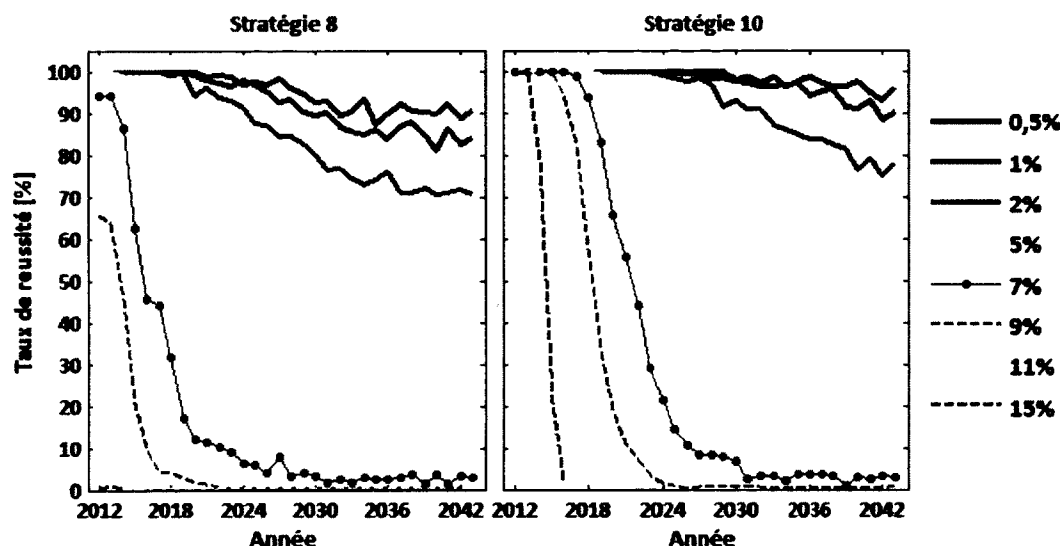


Figure 7.23 Variation du moment opportun par rapport au taux d'actualisation réel pour les stratégies d'adaptation

Si le taux d'actualisation réel augmente, le taux de réussite du moment opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation structurale augmente aussi. C'est-à-dire qu'avec un taux d'actualisation élevé, il faudra remettre le projet d'adaptation structurale à plus tard. Par ailleurs, si le taux d'actualisation réel diminue, le taux de réussite du moment opportun diminue aussi. Le taux d'actualisation réel peut donc inverser la décision sur la mise en œuvre de stratégies d'adaptation selon que ce taux est plus bas ou plus élevé. Les résultats obtenus sont influencés par des hypothèses faites sur les paramètres économiques (tableau 7.11). Par conséquent, en tenant en considération de plusieurs sources d'incertitude dans l'analyse de la rentabilité des stratégies d'adaptation, on parvient à évaluer aussi l'effet de l'influence de ces hypothèses sur la décision à prendre.

La meilleure stratégie d'adaptation du système de Manicouagan serait donc d'augmenter la performance de l'installation au lieu d'ajouter de nouveaux groupes, car cette dernière option est plus coûteuse et donc pas rentable. La stratégie 10, qui consiste à la revalorisation d'un groupe turbine-alternateur de la centrale Tounustouc et de deux groupes de la centrale Manic 2, est la stratégie la plus rentable parmi les 10 stratégies d'adaptation analysées. De plus, les mesures d'adaptation devraient être mises en place aussitôt que possible, même si le gain de production devient plus important avec le temps. Cette stratégie a une grande VAN de l'investissement (tableau 7.13) et un TRI dans la plupart des cas supérieur au taux d'actualisation utilisé (tableau 7.14). La revalorisation des centrales hydroélectriques, qui consiste à augmenter la capacité de production et la capacité d'écoulement des groupes installés est plus donc rentable que la mise à niveau des centrales, qui est l'ajout de nouveaux groupes de même capacité que celle des groupes installés, parce que les coûts d'investissement de la mise à niveau sont plus élevés et le gain de la production est moins important.

## 7.7 Conclusion

Des mesures d'adaptation structurales du système hydrique de la rivière Manicouagan ont été mises en place pour une production optimale d'hydroélectricité dans le climat futur. L'adaptation des règles de gestion ne suffirait pas à éliminer les déversements non productibles qui résulteraient de la hausse de l'hydraulicité, car la performance du système avec l'installation existante serait à la baisse.

Les mesures d'adaptation structurale consistent à l'augmentation de la capacité des installations existantes en ajoutant de nouveaux groupes turbines-alternateurs ou en remplaçant certains groupes turbines-alternateurs par des équipements plus performants. Le but de l'adaptation du système hydrique est de minimiser les déversements non productibles aux centrales hydroélectriques, maximiser la valeur actuelle nette d'investissement des mesures d'adaptation et déterminer le moment opportun pour la mise en œuvre de ces mesures d'adaptation.

Une analyse de la rentabilité économique de diverses stratégies d'adaptation du système hydrique a été réalisée afin de déterminer la pertinence et la rentabilité des investissements

nécessaires pour chacune des stratégies d'adaptation. L'hypothèse est que les investissements nécessaires pour les mesures d'adaptation structurale seraient récupérés à partir du gain de productivité du système. Les résultats montrent que la revalorisation des centrales de Touloustouc et Manic 2 est rentable et que les mesures d'adaptation aux changements climatiques devraient être mises en place aussitôt que possible afin de capitaliser sur les retombées de l'augmentation de l'hydraulicité.

Les résultats fournissent aux gestionnaires des systèmes hydriques un outil pour l'intégration des projections climatiques dans la gestion à long terme des ressources en eau, l'adaptation de la politique de gestion et l'adaptation structurale à apporter aux systèmes (par exemple, la revalorisation des installations existantes ou l'ajout de nouveaux groupes turbines-alternateurs).



## CHAPITRE 8 CONCLUSION

L'objectif général de la recherche était de développer des méthodes de gestion des ressources en eau qui tiennent compte de la variabilité des régimes hydrologiques liée aux changements climatiques. Ces méthodes doivent aussi permettre de mieux anticiper les effets des changements climatiques sur la gestion des ressources en eau, afin d'établir des stratégies d'adaptation des systèmes hydriques pour une opération optimale de ces systèmes. Plusieurs observations et études confirment le changement climatique [GIEC, 2007] et les répercussions que les changements climatiques pourraient apporter sur les ressources hydriques sont préoccupantes pour la gestion de ces ressources.

Les travaux de recherche s'inscrivent dans le contexte de la gestion des ressources hydriques dans un climat non-stationnaire où l'incertitude des régimes hydrologiques n'est pas seulement liée à la variabilité saisonnière, mais aussi à la non-stationnarité du climat. La variation de l'état du climat ou du régime hydrologique est la modification durable des paramètres du climat ou du régime hydrologique pendant une longue période.

Comme le régime hydrologique est appelé à évoluer dans le climat futur, il est important que la planification, la gestion et l'optimisation des ressources hydriques tiennent compte des projections du climat futur pour développer des stratégies d'adaptation en adaptant les règles de gestion des systèmes hydriques. Cependant, si la performance du système avec l'installation existante se retrouvait à la baisse à cause des déversements non productibles, il faudrait apporter des modifications aux installations, surtout en présence d'une possibilité d'une hausse moyenne de l'hydraulicité des cours d'eau qui alimentent les centrales hydroélectriques.

Les méthodes développées pourraient être utilisées pour la planification et la gestion des systèmes des ressources hydriques dans un climat non-stationnaire. Les méthodes développées ont été appliquées au système hydrique de la rivière Manicouagan situé dans la partie centrale du Québec (Canada), qui est vouée à la production d'hydroélectricité, afin de déterminer les

stratégies d'adaptation aux changements climatiques. Toutefois, ces méthodes pourraient éventuellement être étendues à d'autres systèmes hydriques.

#### ***Méthodes de gestion des ressources hydriques dans le climat futur***

La planification et la gestion des ressources en eau devraient inclure la variabilité des régimes hydrologiques ainsi que la non-stationnarité du climat pour anticiper les effets de la variabilité du climat qui a été toujours considéré comme stationnaire. Cette recherche a montré que les méthodes probabilistes et les modèles d'optimisation stochastiques permettraient d'évaluer les impacts de l'évolution du climat et de la non-stationnarité des régimes hydrologiques sur la performance des systèmes hydriques, d'améliorer leurs règles de gestion et de planifier des stratégies d'adaptation. Les méthodes probabilistes ont permis de discerner l'incertitude du climat futur par l'analyse des projections actuelles des changements climatiques des MCG.

#### ***Projections des changements climatiques dans le bassin versant de la rivière Manicouagan***

Une analyse d'incertitude d'un ensemble de projections climatiques par des méthodes probabilistes a permis d'évaluer les impacts de l'évolution du climat futur et de la non-stationnarité des régimes hydrologiques. Des séries chronologiques de moyennes mensuelles de précipitation et de température moyenne d'un ensemble des projections climatiques de treize MCG et trois scénarios d'émission des GES à l'échelle globale ont été utilisées pour générer des séries chronologiques journalières de précipitations et de températures maximale et minimale afin d'établir l'évolution du climat à l'échelle du bassin versant ainsi que l'incertitude des changements climatiques.

Les impacts des changements climatiques sur le bassin versant de la rivière Manicouagan seraient l'augmentation de la température moyenne et un changement des précipitations saisonnières. Dans le climat futur, les hivers seraient plus doux et les étés seraient plus chauds. Le bassin versant serait plus humide par rapport au climat de la période de référence (1970-1999). La saison d'hiver connaîtrait des changements importants par rapport aux autres saisons et une variabilité plus importante tant pour la température que pour les précipitations est observée. De plus, l'incertitude des changements de la température et des précipitations

annuelles augmente avec le temps dans le climat futur : plus on avance dans le temps, plus la variabilité des prédictions des MCG augmente.

### ***Impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan***

Le réchauffement climatique et l'augmentation des précipitations saisonnières auraient d'importantes répercussions sur le régime hydrologique du bassin versant de la rivière Manicouagan. Le modèle hydrologique conceptuel semi-distribué SWAT a été utilisé pour simuler la réponse d'un bassin versant aux conditions météorologiques du climat futur et évaluer l'impact des changements climatiques sur le régime d'écoulement et l'accumulation de neige.

Les impacts des changements climatiques sur le régime hydrologique seraient la diminution du manteau neigeux, le devancement et l'atténuation des crues printanières et l'augmentation du volume annuel des écoulements par rapport à la période de référence. La valeur maximale de l'équivalent en eau de la neige à la fin de la saison d'hiver diminuerait dans le climat futur par rapport à la période de référence. La date de la valeur maximale de la couverture de neige serait devancée en moyenne de plus ou moins deux semaines dans le climat futur.

La crue printanière serait aussi devancée de quelques jours voire des semaines, et le débit de pointe deviendrait de plus en plus faible. Pendant l'hiver, les débits vont augmenter en raison des redoux hivernaux et du fait qu'une partie des précipitations hivernales tomberaient sous forme de pluie au lieu de neige. Au printemps, les débits vont diminuer parce que la fonte précoce de la neige entraînerait une diminution du manteau neigeux.

### ***Gestion du système hydrique de la rivière Manicouagan dans le climat futur***

La potentialité de la production hydroélectrique des installations du système hydrique de la rivière Manicouagan se verrait à la hausse en raison de changements de volumes annuels et saisonniers d'apports. Avec plus d'apports pendant l'hiver, moins d'apports en été et de faibles crues printanières, il devrait y avoir un changement des règles de gestion actuelles du système hydrique de la rivière Manicouagan. Ce système hydrique consiste en deux centrales-

réservoirs en parallèle et trois centrales au fil de l'eau, dont les apports dépendent plus des soutirages et des déversements des réservoirs en amont que des apports non contrôlés.

L'adaptation des règles de gestion du système hydrique de la rivière Manicouagan a permis d'améliorer les stratégies de remplissage des réservoirs et de gestion des installations existantes dans le climat futur. Avec un modèle d'optimisation-simulation SSDP, les règles de gestion du système de ressources hydriques ont été adaptées afin de trouver les conditions d'opération optimale du système dans le climat futur pour capitaliser sur les retombées d'une hausse moyenne de l'hydraulicité de la rivière Manicouagan. Le changement du régime hydrologique entraînerait du changement de la période de remplissage des réservoirs. Les règles de gestion du système ont été adaptées par la variation du niveau d'eau dans les réservoirs et du volume de soutirage pour toutes les centrales hydroélectriques.

D'une part, le niveau d'eau minimum des réservoirs au printemps serait plus haut dans le climat futur. D'autre part, le niveau d'eau maximum en automne diminuerait dans le climat futur, à cause l'atténuation de la crue printanière. L'adaptation des règles de gestion conduirait à une augmentation de la production d'hydroélectricité du système. Par ailleurs, le changement du régime hydrologique occasionnerait une augmentation des déversements non productibles, c'est-à-dire une réduction de la performance du système.

#### ***Méthode d'optimisation des ressources hydriques dans le contexte des changements climatiques***

Un modèle d'optimisation-simulation des systèmes hydriques dans le contexte du changement climatique a été développé. Ce modèle d'optimisation prend en considération d'une manière explicite, la saisonnalité et la non-stationnarité du climat rattachées aux projections climatiques pour trouver un compromis entre la gestion optimale du système hydrique à court terme et la gestion du système à long terme. L'objectif est de répondre à la variabilité saisonnière du régime hydrologique et le non-stationnaire du climat.

L'algorithme utilise deux pas de temps : un pas de temps hebdomadaire et un pas de temps annuel. Un algorithme de programmation dynamique détermine les règles de gestion



hebdomadaire. L'incertitude des apports est représentée par des projections d'apports hebdomadaires en climat futur. L'algorithme de programmation dynamique est couplé avec l'espérance de la fonction bénéfice futur entre deux périodes consécutives de pas de temps annuel. La fonction bénéfice futur à la fin de l'année est représentée explicitement.

Les probabilités de transition entre les projections climatiques ont permis de prendre une séquence de décisions et l'échange d'information entre les projections climatiques sur les variables d'état du problème d'optimisation et les fonctions bénéfice futur des scénarios pendant l'optimisation. Pour déterminer les probabilités de transition, les apports annuels des projections climatiques ont été modélisés par un modèle dynamique bayésien. L'information historique d'apports ainsi que celle des scénarios du climat futur ont été utilisées pour quantifier l'incertitude du régime hydrologique du climat futur. La nouvelle méthode d'optimisation-simulation a permis d'améliorer la performance du système par rapport au modèle DP qui ne considère pas la non-stationnarité des régimes hydrologiques.

#### ***Stratégies d'adaptation structurale du système hydrique de la rivière Manicouagan***

Le développement des stratégies d'adaptation structurale a mis l'accent sur la réduction des déversements non productibles afin d'améliorer la performance, car l'adaptation des règles de gestion ne suffit pas pour résoudre le problème des déversements non productibles. Les déversements s'accroîtraient avec la hausse de l'hydraulicité de la rivière Manicouagan dans le climat futur. Des mesures d'adaptation structurales ont été proposées pour apporter d'améliorations à la performance du système hydrique.

Les mesures d'adaptation structurale analysées sont la mise à niveau des centrales hydroélectriques, qui consiste à l'ajout de nouveaux groupes turbines-alternateurs, et la revalorisation des installations existantes qui consiste à remplacer certaines parties des groupes turbines-alternateurs par d'autres plus performantes. Une analyse de la rentabilité économique des stratégies d'adaptation structurale a permis de déterminer les meilleures stratégies d'adaptation et de déterminer le moment le plus opportun pour la mise en œuvre des mesures d'adaptation des installations du système hydrique aux changements climatiques. Les mesures d'adaptation retenues sont la revalorisation des installations des centrales de

Toulnostouc et Manic 2 et les mesures d'adaptation aux changements climatiques devraient être mises en place aussitôt que possible pour capitaliser sur l'augmentation anticipée de l'hydraulicité de la rivière Manicouagan.

### *Recommandations*

La méthode d'optimisation développée dans cette recherche a été implantée pour un système hydrique dont les apports annuels dans le bassin versant vont augmenter dans le climat futur, mais avec un changement de la saisonnalité d'apports. Il serait aussi intéressant de regarder l'autre côté de la médaille, dans le cas où la gestion des systèmes hydriques devait faire face à un climat futur qui serait caractérisé par une diminution du volume d'apports, ou à une variabilité interannuelle remarquable du volume d'apports annuels, pour une gestion à long terme de ces systèmes.

Les travaux de recherche se sont limités à l'incertitude des projections climatiques (13 modèles de circulation générale et 3 scénarios de GES). Il faudrait incorporer d'autres sources d'incertitude dans le processus d'évaluation des impacts des changements climatiques sur les régimes hydrologiques, telles que l'incertitude associée aux méthodes de mise à l'échelle (la mise à l'échelle dynamique et d'autres méthodes de la mise à l'échelle statistique) et l'incertitude liée aux modèles hydrologiques et aux paramètres de calage de ces modèles dans le climat futur.

L'approche d'utilisation des méthodes probabilistes et des modèles stochastiques proposée dans cette recherche est un outil d'adaptation prometteur pour une gestion à long terme des systèmes hydriques. La performance de cette nouvelle méthode d'optimisation pourrait être améliorée si à l'intérieur d'une année, une méthode stochastique comme le SSDP ou le SDP remplaçait la DP, pour représenter la stochasticité des apports saisonniers [Faber et Stedinger, 2001]. Le calcul des probabilités de transition entre les projections climatiques par les modèles dynamiques bayésiens pourrait aussi être appliqué dans la gestion des systèmes hydriques à court et à moyen terme pour représenter la non-stationnarité des régimes hydrologiques. Il faudrait aussi investiguer d'autres fonctions objectif du problème d'optimisation comme la

valeur de l'énergie et améliorer le modèle économique en incorporant l'état actuel des centrales et aux autres coûts liés à la production de l'hydroélectricité.

Les stratégies d'adaptation structurales et non-structurales des systèmes hydriques devraient être intégrées dans la planification et la gestion à long terme des systèmes hydriques pour une gestion optimale des ressources en eau, d'autant plus que les projections climatiques sont disponibles pour caractériser le climat futur. Une analyse de l'évolution du climat et l'adaptation des règles de gestion pourraient donner une plus grande amélioration de la performance des systèmes hydriques.

La revalorisation des centrales hydroélectriques devrait s'accompagner d'une analyse de l'évolution du climat afin de prévenir les impacts négatifs ou de capitaliser sur les retombées positives. Par exemple, dans le cas où les installations des systèmes hydriques arrivent à la fin de leur période utile, le choix de nouveaux équipements devrait se baser sur l'évolution du climat ainsi que l'incertitude des projections climatiques, au lieu de tenir compte seulement du passé récent des régimes hydrologiques. Cette approche pourrait être appliquée aussi à la conception de nouveaux systèmes hydriques pour incorporer l'incertitude de l'évolution du climat rattachée aux projections climatiques, qui auraient une importante influence sur les régimes hydrologiques.



## LISTE DES RÉFÉRENCES

- Agrogéomatiques (2008). *Données climatiques maillées*. <http://www4.agr.gc.ca/AAFC-AAC/display-afficher.do?id=1227620138144&lang=fra> (page consultée le 25 novembre 2009).
- Ahl, R. S., Woods, S. W. et Zuuring, H. R. (2008). Hydrologic calibration and validation of SWAT in a snow-dominated Rocky Mountain Watershed, Montana, USA. *Journal of American Water Resources Association*, volume 44, numéro 6.
- Akhtar, M., Ahmad, N. et Booi, M. J. (2009). Use of regional climate model simulations as input for hydrological models for the Hindukush-Karakorum-Himalaya region. *Hydrology and Earth System Sciences*, volume 13, p. 1075-1089.
- Ambroise, B. (1998). Génèse des débits dans les petits bassins versants ruraux en milieu tempéré : 1 - Processus et facteurs. *Revue des sciences de l'eau* volume 11, numéro 4, p. 471-496.
- Ambroise, B. (1999). Génèse des débits dans les petits bassins versants ruraux en milieu tempéré : 2 - Modélisation systémique et dynamique. *Revue des sciences de l'eau* volume 12, numéro 1, p. 123-153.
- Antraigue, D. et Januario, C. (2009). *Gestion des investissements – rentabilité économique*. IUT en ligne [http://public.iutenligne.net/gestion/gestion\\_financiere/Januario\\_Antraigue/partie4\\_choix\\_invest\\_finan\\_832-S3/sansmenu/GEST-P04-R01/Pdf/01.pdf](http://public.iutenligne.net/gestion/gestion_financiere/Januario_Antraigue/partie4_choix_invest_finan_832-S3/sansmenu/GEST-P04-R01/Pdf/01.pdf) (page consultée le 23 avril 2012).
- Arnold, J. G. et Allen, P. M. (1999). Automated methods for estimating baseflow and groundwater recharge from streamflow records. *Journal of the American Water Resources Association*, volume 35, numéro 2, p. 411-424.
- Arnold, J. G., Srinivasan, R., Mutiah, R. S. et Williams, J. R. (1998). Large-area hydrological modeling and assessment. Part I: Model development. *Journal of American Water Resources Association*, volume 34, numéro 1, p. 73-89.
- Banque du Canada (2012). *Taux d'intérêt au Canada et variables clés relatives à la politique monétaire*. <http://www.banqueducanada.ca/taux/taux-dinteret/taux-dinteret-au-canada/> (page consultée le 2 juillet 2012).
- Barnett, T., Adam, J. C. et Lettenmaier, D. P. (2005). Potential impacts of a warming climate on water availability in snow-dominated regions *Nature*, volume 438, numéro 17, p. 303-309.
- Barnett, T., Malone, R., Pennell, W., Stammer, D., Semtner, B., et al. (2004). The effects of climate change on water resources in the west: introduction and overview. *Climatic Change*, volume 62, p. 1-11.
- Bates, B. C., Kundzewicz, Z. W., Wu, S. et Palutikof, J. P. (2008). *Climate Change and Water*. Technical Paper of the Intergovernmental Panel on Climate Change (pp. 210): IPCC Secretariat, Geneva.
- Bell, V. A., Kay, A. L., Jones, R. G. et Moore, R. J. (2007). Use of a grid-based hydrological model and regional climate model outputs to assess changing flood risk. *International journal of climatology*, volume 27, p. 1657-1671.
- Bellman, R. (1957). *Dynamic programming*. Princeton University Press, Princeton, N.J.

- Benjamin, L. et Kirk, R. W. V. (1999). Assessing instream flows and reservoir operations on eastern Idaho. *Journal of the American Water Resources Association*, volume 35, numéro 4, p. 899-909.
- Bergström, S., Carlsson, B., Gardelin, M., Lindström, G., Pettersson, A., *et al.* (2001). Climate change impacts on runoff in Sweden—assessments by global climate models, dynamical downscaling and hydrological modelling. *Climate Research*, volume 16, numéro 2, p. 101-112.
- Beven, K. et Freer, J. (2001). Equifinality, data assimilation, and uncertainty estimation in mechanistic modelling of complex environmental systems using the GLUE methodology. *Journal of Hydrology*, volume 249, p. 11-29.
- Brekke, L. D., Maurer, E. P., Anderson, J. D., Dettinger, M. D., Townsley, E. S., *et al.* (2009). Assessing reservoir operations risk under climate change. *Water Resources Research*, volume 45, p. W04411.
- Bureau of Reclamation. (2011). *Hydropower Resource Assessment at Existing Reclamation Facilities*. U.S. Department of the Interior, Denver, Colorado.
- Bureau of Reclamation, Bureau of Indian Affairs, Bureau of Land Management, National Park Service, Fish and Wildlife Service, *et al.* (2007). *Potential Hydroelectric Development at Existing Federal Facilities, for Section 1834 of the Energy Policy Act of 2005*. U.S. Department of the Interior, U.S. Army Corps of Engineers, U.S. Department of Energy.
- Burn, D. H. et Simonovic, S. P. (1996). Sensitivity of Reservoir Operation Performance to Climatic Change. *Water Resources Management*, volume 10, numéro 6, p. 463-478.
- Celeste, A. B. et Billib, M. (2009). Evaluation of stochastic reservoir operation optimization models. *Advances in Water Resources*, volume 32, p. 1429-1443.
- Chen, J., Brissette, F. P., Poulin, A. et Leconte, R. (2011). Overall uncertainty study of the hydrological impacts of climate change for a Canadian watershed. *Water Resources Research*, volume 47, p. W12509.
- Christensen, N. S., Wood, A. W., Voisin, N., Lettenmaier, D. P. et Palmer, R. N. (2004a). The effects of climate change on the hydrology and Water resources of the Colorado River basin. *Climatic Change* volume 62, p. 337-363.
- Christensen, N. S., Wood, A. W., Voisin, N., Lettenmaier, D. P. et Palmer, R. N. (2004b). The Effects of Climate Change on the Hydrology and Water Resources of the Colorado River Basin. *Climatic Change*, volume 62, numéro 1-3, p. 337-363.
- Conejo, A. J., Member, S., Arroyo, J. M., Contreras, J. et Villamor, F. A. (2002). Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on power systems*, volume 17, numéro 4.
- Côté, P., Haguma, D., Leconte, R. et Krau, S. (2011). Stochastic optimisation of Hydro-Quebec hydropower installations: a statistical comparison between SDP and SSDP methods. *Canadian Journal of Civil Engineering*, volume 38, numéro 12, p. 1427-1434.
- Criss, R. E. et Winston, W. E. (2008). Do Nash values have value? Discussion and alternate proposals. *Hydrological Processes*, volume 22, numéro 14, p. 2723-2725.
- Duan, Q. Y., Sorooshian, S. et Gupta, V. (1992). Effective and Efficient Global Optimization for Conceptual Rainfall-Runoff Models. *Water Resources Research*, volume 28, numéro 4, p. 1015-1031.

- Eum, H.-I. et Simonovic, S. P. (2010). Integrated Reservoir Management System for Adaptation to Climate Change: The Nakdong River Basin in Korea. *Water Resources Management*.
- Faber, B. A. et Stedinger, J. R. (2001). Reservoir optimization using sampling SDP with ensemble streamflow prediction (ESP) forecasts. *Journal of Hydrology*, volume 249, p. 113-133.
- FAO, IIASA, ISRIC, ISSCAS et JRC (2009). *Harmonized World Soil Database (version 1.1)*. <http://www.iiasa.ac.at/Research/LUC/External-World-soil-database/HTML/index.html> (page consultée le 4 novembre 2009).
- Finnerty, J. D. (2007). *Project financing: asset-based financial engineering*. Second édition. John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, 498 p.
- Fortin, L. G., Turcotte, R., Pugin, S., Cyr, J. F. et Picard, F. (2007). Impact des changements climatiques sur les plans de gestion des lacs Saint-François et Aylmer au Sud du Québec. *Canadian Journal of Civil Engineering*, volume 34, numéro 8, p. 934-945.
- Fowler, H. J., Blenkinsop, S. et Tebaldi, C. (2007). Linking climate change modelling to impacts studies: recent advances in downscaling techniques for hydrological modelling. *International journal of climatology*, volume 27, numéro 1547-1578
- Fowler, H. J. et Ekström, M. (2009). Multi-model ensemble estimates of climate change impacts on UK seasonal precipitation extremes. *International Journal of Climatology*, volume 29, p. 385-416.
- Fowler, H. J. et Kilsby, C. G. (2007). Using regional climate model data to simulate historical and future river flows in northwest England. *Climatic Change* volume 80, numéro 3-4, p. 337-367.
- Franza, K. J., Hogueb, T. S. et Sorooshiana, S. (2008). Operational snow modeling: Addressing the challenges of an energy balance model for National Weather Service forecasts. *Journal of Hydrology*, volume 360, numéro 1-4, p. 48-66.
- Gaborit, E., Pelletier, G., Vanrolleghem, P. A. et Anctil, F. (2010). Simulation du débit de la rivière Saint-Charles, première source d'eau potable de la ville de Québec. *Canadian Journal of Civil Engineering*, volume 37, p. 311-321.
- Gaudette, M. et Bulota, G. (2003). Improving the flood control at a lower cost for a future Hydro-Québec hydroelectric facility on the Toulouste River, Canada. *Canadian Journal of Civil Engineering*, volume 30, p. 775-779.
- GéoBase (2009a). *Couverture du sol*. <http://www.geobase.ca/geobase/en/data/landcover/index.html;jsessionid=2BB1F314D225F75FC7AD87083060AF5D> (page consultée le 17 novembre 2009).
- GéoBase (2009b). *Données numériques d'élévation du Canada*. <http://www.geobase.ca/geobase/en/data/cded/description.html> (page consultée le 17 novembre 2009).
- GIEC. (2007). *Bilan 2007 des changements climatiques. Contribution des Groupes de travail I, II et III au quatrième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*. OMM, PNUE, Genève, Suisse 103 p.
- Graham, L. P., Andréasson, J. et Carlsson, B. (2007). Assessing climate change impacts on hydrology from an ensemble of regional climate models, model scales and linking methods – a case study on the Lule River basin *Climatic Change*, volume 81, numéro suppl1, p. 293-307.

- Grayson, R. B., G. Blöschl, A. W. Western, et T. A. McMahon. (2002). Advances in the use of observed spatial patterns of catchment hydrological response. *Advances in Water Resources*, volume 25, numéro 8-12, p. 1313–1334.
- Hacura, A., Jadamus-Hacura, M. et Kocot, A. (2001). Risk analysis in investment appraisal based on the Monte Carlo simulation technique. *The European Physical Journal*, volume 20, p. 551-553.
- Hall, D. G., Hunt, R. T., Reeves, K. S. et Carroll, G. R. (2003). *Estimation of economic parameters of U.S. hydropower resources*. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory Idaho Falls, Idaho.
- Harrison, G. P. et Whittington, H. W. (2002). Vulnerability of hydropower projects to climate change. *IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, volume 149, numéro 3, p. 249-255.
- Hay, L. E. et Clark, M. P. (2003). Use of statistically and dynamically downscaled atmospheric model output for hydrologic simulations in three mountainous basins in the western United States. *Journal of Hydrology* volume 282, p. 56-75.
- Huanga, M. et Liang, X. (2006). On the assessment of the impact of reducing parameters and identification of parameter uncertainties for a hydrologic model with applications to ungauged basins. *Journal of Hydrology*, volume 320, p. 37-61.
- Hugo, A. L., Valdes, J. B., Vogel, R., Garvey, J. et Schwarz, H. (1995). Global warming and the hydrologic cycle. *Journal of Hydrology*, volume 174, numéro 1996, p. 83-127.
- Hutchinson, M. F., McKinney, D. W., Lawrence, K., Pedlar, J. H., Hopkinson, R. F., et al. (2009). Development and Testing of Canada-Wide Interpolated Spatial Models of Daily Minimum–Maximum Temperature and Precipitation for 1961–2003. *American Meteorological Society*, volume 48, p. 725-741.
- Hydro-Québec (2010). *Hydroelectric Generating Stations*. <http://www.hydroquebec.com/generation/centrale-hydroelectrique.html> (page consultée le 24 mars 2010).
- Karamouz, M. et Houck, M. H. (1987). Comparison of stochastic and deterministic dynamic Programming for reservoir operating rule generation. *Journal of American Water Resources Association*, volume 23, numéro 1.
- Kelman, J., Stedinger, J. R., Cooper, L. A., Hsu, E. et Yuan, S.-Q. (1990). Sampling stochastic dynamic programming applied to reservoir operation. *Water Resources Research*, volume 26, numéro 3, p. 447-454.
- Knutti, R., Abramowitz, G., Collins, M., Eyring, V., Gleckler, P. J., et al. (2010). Good Practice Guidance Paper on Assessing and Combining Multi Model Climate Projections. In: Meeting Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Expert Meeting on Assessing and Combining Multi Model Climate Projections. IPCC Working Group I Technical Support Unit, University of Bern, Bern, Switzerland.
- Kumar, D. N., Baliarsingh, F. et Raju, K. S. (2010). Optimal reservoir operation for flood control using Folded Dynamic Programming. *Water Resources Management*, volume 24, p. 1045–1064.
- Kumar, D. N. et Maity, R. (2008). Bayesian dynamic modelling for nonstationary hydroclimatic time series forecasting along with uncertainty quantification. *Hydrological Processes*, volume 2, p. 3488–3499.
- Labadie, J. W. (2004). Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review. *Journal of water Resources Planning and Management*, volume 130, numéro 2, p. 93-111.



- Lafrance, G. et Desjarlais, C. (2006). *Impact socio-économique du changement climatique, la demande d'énergie*. OURANOS, Montreal.
- Leconte, R., Peters, D., Pietroniro, A. et Prowse, T. (2006). Modelling climate change impacts in the Peace and Athabasca Catchment and delta: II-variations in flow and water levels with varying winter severity. *Hydrological Processes*, volume 20, p. 4215–4230.
- Lee, S.-Y., Hamlet, A. F., Fitzgerald, C. J. et Burges, S. J. (2009). Optimized Flood Control in the Columbia River Basin for a Global Warming Scenario. *Journal of water Resources Planning and Management*, volume 135, numéro 6, p. 400–450.
- Lemmen, D. S. et Warren, F. J. (2004). Impacts et adaptation liés aux changements climatiques : perspective canadienne.
- Loucks, D. P. et Bee, E. v. (2005). *Water Resources Systems Planning and Management. An Introduction to Methods, Models and Applications*. UNESCO, WL.
- McCuen, R. H. (2004). *Hydrologic Analysis and Design* Second edition édition. Prentice-Hall International Upper Saddle River, New Jersey.
- Meehl, G. A., Covey, C., Delworth, T., Latif, M., McAvaney, B., et al. (2007). The WCRP CMIP3 multi-model dataset: A new era in climate change research. *Bulletin of the American Meteorological Society*, volume 88, p. 1383–1394.
- Milly, P., Betancourt, J., Falkenmark, M., Hirsch, R. M., Kundzewicz, Z. W., et al. (2008). Climate change: Stationarity Is Dead: Whither Water Management? *Science*, volume 319, numéro 5863, p. 573 - 574.
- Milly, P. C. D., Betancourt, J., Falkenmark, M., Hirsch, R. M., W., Z., et al. (2008). Stationarity Is Dead: Whither Water Management? *Science*, volume 139, p. 573–574.
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (2012). *Prix de l'électricité* <http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-energie-prix-electricite.jsp> (page consultée le 6 juin 2012).
- Ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs (2002). *Le bassin versant de la rivière Manicouagan*. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/bassinversant/bassins/manicouagan/> November 5, 2003. (page consultée le 23 février 2010).
- Minville, M., Brissette, F., Krau, S. et Leconte, R. (2009). Adaptation to climate change in the management of a canadian water-resources system exploited for hydropower. *Water resources management*, volume 23, p. 2965–2986.
- Minville, M., Brissette, F. et Leconte, R. (2008). Uncertainty of the impact of climate change on the hydrology of a nordic watershed. *Journal of Hydrology* volume 358, numéro 1-2, p. 70- 83.
- Minville, M., Krau, S., Brissette, F. et Leconte, R. (2010). Behaviour and performance of a water resource system in Québec (Canada) under adapted operating policies in a climate change context. *Water Resources Management*, volume 24, p. 1333–1352.
- Montmarquette, C. et Scott, I. (2007). *Taux d'actualisation pour l'évaluation des investissements publics au Québec*. Cirano, Montreal, Canada 30 p.
- Neitsch, S. L., Arnold, J. G., Kiniry, J. R. et Williams, J. R. (2005). Soil and water assessment tool: Theoretical documentation.
- OURANOS. (2004). *S'adapter au changements climatiques*.
- Payne, J. T., Wood, A. W., Hamlet, A. F., Palmer, R. N. et Lettenmaier, D. P. (2004 ). Mitigating the effects of climate change on the water Resources of the ColumbiaRiver Basin. *Climatic Change*, volume 62, numéro 1-3, p. 233–256.

- Pielke Jr., R. (2009a). Collateral Damage from the Death of Stationarity. *GEWEX News*, volume 19, numéro 2, p. 5-7.
- Pielke Jr., R. (2009b). Collateral Damage from the Death of Stationarity. *GEWEX Newsletter*, volume May, p. 5-7.
- Pietroniro, A., Leconte, R., Toth, B., Peters, D. L., Kouwen, N., *et al.* (2006). Modelling climate change impacts in the Peace and Athabasca catchment and delta: III—integrated model assessment. *Hydrological Processes*, volume 20, p. 4231-4245.
- Poulin, A., F. Brissette, R. Leconte, R. Arsenault, et J.-S. Malo. (2011). Uncertainty of hydrological modelling in climate change impact studies in a Canadian, snow-dominated river basin. *Journal of Hydrology*, volume 409, numéro 3-4, p. 626–636.
- Pradhanang, S. M., Anandhi, A., Mukundan, R., Zion, M. S., Pierson, D. C., *et al.* (2011). Application of SWAT model to assess snowpack development and streamflow in the Cannonsville watershed, New York, USA. *Hydrological processes*, volume 25, p. 3268-3277.
- Raje, D. et Mujumdar, P. P. (2010). Reservoir performance under uncertainty in hydrologic impacts of climate change. *Advances in Water Resources*, volume 33, numéro 13, p. 312-326.
- Rani, D. et Moreira, M. M. (2009). Simulation–Optimization Modeling: A Survey and Potential Application in Reservoir Systems Operation. *Water Resources Management*, volume DOI 10.1007/s11269-009-9488-0.
- Reed, S., Koren, V., Smith, M., Zhang, Z., Fekadu Moreda, *et al.* (2004). Overall distributed model intercomparison project results. *Journal of Hydrology*, volume 298, numéro 1-4, p. 27-60.
- Salathé, E. P. (2005). Downscaling simulations of future global climate with application to hydrologic modelling. *International journal of climatology*, volume 25, p. 419–436
- Schaefli, B. et Gupta, H. V. (2007). Do Nash values have value? *Hydrological Processes*, volume 21, numéro 8, p. 1075–1080.
- Schmidli, J., Goodess, C. M., Frei, C., Haylock, M. R., Hurrell, J. W., *et al.* (2007). Statistical and Dynamical Downscaling of Precipitation: An Evaluation and Comparison of Scenarios for the European Alps. *Journal of Geophysical Research*, volume 112, p. D04105.
- Semenov, M. A. et Stratonovitch, P. (2010). Use of multi-model ensembles from global climate models for assessment of climate change impacts. *Climate Research*, volume 41, p. 1-14.
- Singh, V. P. et Woolhiser, D. A. (2002). Mathematical Modeling of Watershed Hydrology. *Journal of Hydrologic Engineering, American Society of Civil Engineering*, volume 7, numéro 4, p. 270-292.
- SRES. (2000). Nakicenovic, N. and Swart, R. (eds.). *Special Report on Emissions Scenarios*, World Meteorological Organization, Geneva.
- Statistique Canada (2012). *The Consumer Price Index, December 2011. Consumer Price Index*. <http://www.statcan.gc.ca/pub/62-001-x/62-001-x2011012-eng.htm> (page consultée le 16 mai 2012).
- Tebaldi, C. et Knutti, R. (2007). The use of the multi-model ensemble in probabilistic climate projections. *Philosophical Transactions of Royal Society A*, volume 365, p. 2053-2075.
- Tebaldi, C. et Smithy, R. L. (2009). Characterizing the Uncertainty of Climate Change Projections Using Hierarchical Models. In T. O. H. M. West (Ed.), *The Handbook of Applied Bayesian Analysis*. Oxford, UK: Oxford University Press.

- Teixeira, A. d. S. et Marino, M. A. (2002). Coupled Reservoir Operation-Irrigation Scheduling by Dynamic Programming. *Journal of irrigation and drainage engineering*, volume 128, numéro 2, p. 63-73.
- Tejada-Guibert, J. A., Johnson, S. A. et Stedinger, J. R. (1995). The value of hydrologic information in stochastic dynamic programming models of a multireservoir system. *Water Resources Research*, volume 31, numéro 10, p. 251-2579.
- Toth, B., Pietroniro, A., Conly, F. M. et Kouwen, N. (2006). Modelling climate change impacts in the Peace and Athabasca catchment and delta: I—hydrological model application. *Hydrological Processes*, volume 20, p. 4197-4214.
- van Griensven, A., Meixner, T., Grunwald, S., Bishop, T., Luzzio, M. D., et al. (2006). A global sensitivity analysis tool for the parameters of multi-variable catchment models. *Journal of Hydrology*, volume 324, numéro 1-4, p. 10-23.
- Vedula, S. et Kumar, D. N. (1996). An integrated model for optimal reservoir operation for irrigation of multiple crops. *Water Resources Research*, volume 32, numéro 4, p. 1101-1108.
- Vicuna, S., Dracup, J., Lund, J., Dale, L. et Maurer, E. (2010). Basin-scale water system operations with uncertain future climate conditions: Methodology and case studies. *Water resources research*, volume 46, p. W04505.
- Vicuna, S., Dracup, J. A. et Dale, L. (2008). *Conjunctive use and other adaptation strategies to the impacts of climate change in California water resources*. Paper presented at the World Environmental and Water Resources Congress Ahupua'a.
- West, M. et Harrison, J. (1997). *Bayesian Forecasting and Dynamic Models*. Second édition. Springer-Verlag New York New York, 694 p.
- Widmann, M., Bretherton, C. S. et Jr., E. P. S. (2003). Statistical Precipitation Downscaling over the Northwestern United States Using Numerically Simulated Precipitation as a Predictor. *Journal of Climate* volume 16, p. 799-816
- Wood, A. W., Leung, L. R., Sridhar, V. et Lettenmaier, D. P. (2004). Hydrologic implications of dynamical and statistical approaches to downscaling climate model outputs. *Climatic Change* volume 62, p. 189-216.
- Wood, A. W., Maurer, E. P., Kumar, A. et Lettenmaier, D. P. (2002). Long range experimental hydrologic forecasting for the eastern United States. *journal of Geophysical Research—Atmospheres* volume 107, p. 4429-4443.
- World Commission on Dams. (2000). *Dams and development: a new framework for decision-making. The report of the World Commission on Dams.*, London, Earthscan.
- Wurbs, R. A. (2005). *Comparative Evaluation of Generalized Reservoir/River System Models*. The Texas A&M University System