

41.1
G
996

**La centrale à cycle combiné du Suroît est-elle la meilleure solution pour éviter une
pénurie prochaine d'électricité?**

Analyse par minimisation de coûts économiques

**Présenté par
Sébastien Mathieu
MATS17028001**

CENTRE DE DOCUMENTATION

JUIL. 2005

SCIENCE ECONOMIQUES U DE M

**Département des sciences économiques
Université de Montréal
28 juin 2005**

Table des matières

1. Sommaire exécutif	4
2. Problématique	5
3. Projet proposé	5
4. Situation géographique	6
5. Opposants	6
6. Objectif de la présente étude.....	8
7. Analyse avantages/coûts économiques ou minimisation des coûts économiques.....	9
8. Modèle utilisé	10
9. Choix du taux d'actualisation	11
10. Réalisation du projet	12
10.1. Frais d'investissement	12
10.2. Coût du projet	13
10.2.1. Différents processus	14
10.2.1.1. Mouvement de retour à la moyenne (MRM)	14
10.2.1.2. Mouvement brownien géométrique (MBG)	14
10.2.2. Choix du processus.....	15
10.3. Externalités	17
11. Réalisation de la solution	19
11.1. Frais d'investissement.....	20
11.2. Coûts de la solution.....	21
11.3. Achat d'électricité.....	22
11.4. Externalités de la solution.....	23
11.4.1. Effets de la perte de territoire et conséquences pour les autochtones et leur mode de vie.....	24

11.4.2. Impact du méthylmercure	27
11.5. Valeur résiduelle	28
12. Choix de la meilleure solution	29
13. Analyse de sensibilité.....	29
13.1. Cas 1 : Prix du gaz naturel estimé par un MRM et coût de l'électricité par un MBG.....	30
13.2. Cas 2 : Prix du gaz naturel estimé par un MBG et coût de l'électricité par un MRM.....	30
13.3. Cas 3 : Prix du gaz naturel et coût de l'électricité estimés par un MRM.....	31
13.4. Cas 4 : Variation des paramètres de l'écart type.....	31
13.5. Cas 5 : Variation des estimés des externalités	33
14. Conclusion.....	34
Annexe 1 : Écart type du prix du gaz naturel.....	35
Annexe 2 : Stationnarité de la série sur la pluviométrie	36
Bibliographie.....	37

Liste des tableaux et figures

Tableau 1 : Pourcentage de croissance anticipé du prix du gaz naturel.....	17
Tableau 2 : Quantités émises de polluants.....	20
Tableau 3 : Coût de substitution (en millions \$).....	24
Tableau 4 : Type de processus et valeurs actualisées de Monte Carlo.....	32
Tableau 5 : Résultat (en milliards \$ 04) avec $\sigma_e = 6$	33
Tableau 6 : Résultat (en milliards \$ 04) avec $\sigma_e = 3$	33
Tableau 7 : Résultat (en milliards \$ 04) avec $\sigma_g = 8$	34
Tableau 8 : Résultat (en milliards \$ 04) avec $\sigma_g = 4$	34
Tableau 9 : Prix du gaz naturel.....	36
Tableau 10 : Précipitations annuelles de 1965 à 1999.....	37
Figure 1 : Prix du gaz naturel (\$ 04) de 1980 à 2001.....	17
Figure 2 : Trajectoires possibles d'un mouvement brownien géométrique.....	18
Figure 3 : Pluviométrie.....	22

1. Sommaire exécutif

Dans un contexte d'une éventuelle pénurie d'électricité, *Hydro-Québec* s'interroge à savoir si la meilleure façon de remédier à la situation afin de rester autosuffisant énergétiquement est de construire une centrale thermique à cycle combiné, alimentée au gaz naturel, malgré le prix volatil de ce dernier. Dans le but d'évaluer la meilleure option d'*Hydro-Québec*, nous réalisons une analyse de coûts par efficacité où nous comparerons deux choix possibles : la construction d'une centrale thermique alimentée au gaz naturel et celle d'une centrale hydroélectrique. Pour réaliser l'actualisation, nous utiliserons le taux d'*Hydro-Québec*, puisque ce dernier a accès aux marchés internationaux pour financer ses divers projets. La volatilité des coûts d'exploitation de la centrale à cycle combiné est prise en compte à l'aide d'un processus stochastique, alors que les coûts de la centrale hydroélectrique sont jugés constants. De plus, les effets néfastes découlant de l'exploitation de ces deux types de centrale sont intégrés pour évaluer la valeur des externalités. Les effets engendrés par la centrale thermique sont estimés par les dommages qu'ils causent à l'environnement, alors qu'il est trop complexe de faire de même pour les externalités engendrées par la mise en eau de réservoir pour la production hydroélectrique. Les externalités causées par la mise en eau du réservoir de la centrale hydroélectrique sont estimées par la valeur du dédommagement reçu par la population touchée. Bref, l'étude a permis de rejeter l'option de la construction d'une centrale alimentée au gaz naturel, et ce choix est robuste à la variation du processus stochastique utilisé pour évaluer le prix du gaz naturel et de l'électricité.

2. Problématique

Étant donné que la demande d'électricité ne cesse de croître et que les investissements en infrastructure de production électrique n'ont pas été suffisants au cours des dernières années, *Hydro-Québec* entrevoit, à court terme, une pénurie d'électricité. Depuis qu'*Hydro-Québec* a été fondé, cet organisme parapublic a une histoire d'exportateur net. Puisque ce dernier désire que le Québec demeure autosuffisant en matière énergétique, il doit trouver une solution de production à court terme.

Hydro-Québec étudie diverses filières énergétiques pour remédier à la situation. La construction d'une centrale hydroélectrique demande près d'une décennie, alors que la pénurie est prévue d'ici là. L'installation d'éoliennes pourrait paraître une bonne solution, mais les coûts de ce type d'énergie demeurent élevés et la production est sujette à un élément que l'homme a encore de la difficulté à comprendre. Le nucléaire n'est pas considéré, car le public a trop de craintes par rapport à ce type d'énergie.

Il ne reste plus que l'énergie thermique. L'avantage de ce type d'énergie est que la construction d'une centrale thermique est plus rapide et moins coûteuse que pour une centrale hydroélectrique. Par contre, les coûts d'exploitation sont volatils, car le prix de l'input principal varie énormément sur les marchés, et ce type d'énergie cause des effets néfastes sur l'environnement. La présente étude fera l'analyse du choix entre une centrale thermique alimentée au gaz naturel et une centrale hydroélectrique pour accroître rapidement la capacité de production d'*Hydro-Québec*.

3. Projet proposé

Le projet proposé par *Hydro-Québec* est la construction d'une centrale à cycle combiné d'une puissance installée de 800 MW pour répondre à la demande de base. Une telle centrale produirait annuellement 6,5 TWh pour les 30 prochaines années.

On nomme centrale à cycle combiné une centrale qui fonctionne avec deux types de turbines. Premièrement, une turbine au gaz actionne un alternateur, et les gaz d'échappement chauffent une chaudière à vapeur. Deuxièmement, la vapeur créée par cette chaudière actionne, elle aussi, un alternateur. Donc, une centrale à cycle combiné s'appelle comme cela parce que les deux turbines sont inter-reliées pour une production plus efficace d'électricité.

4. Situation géographique

Lors de la réalisation de l'étude d'impact environnemental effectuée pour les activités d'avant-projet, *Hydro-Québec* a procédé à la délimitation de la zone d'étude. Cette zone est d'une superficie de 32 km² et englobe la municipalité de Beauharnois. Le site choisi pour construire cette centrale est le quartier industriel de cette dernière, en bordure de la voie maritime du Saint-Laurent sur un terrain appartenant déjà à *Hydro-Québec*. De plus, une zone d'étude étendue a été établie pour certains paramètres régionaux tels les données météorologiques et la qualité de l'air.

Ces zones ont été établies pour étudier les effets, tant sur les plans humains qu'environnementaux, de l'implantation de la centrale du Suroît. Les effets sur le milieu humain et sur la faune ont été analysés dans la zone d'étude, tandis que les effets environnementaux plus globaux comme les émissions de polluants ont été étudiés à l'échelle régionale, dans la zone élargie.

5. Opposants

L'unanimité est une chose difficile à atteindre pour un projet, ceux d'*Hydro-Québec* ne font pas exception. Les litiges opposant les groupes environnementalistes et la société d'état sont dus à l'ambiguïté qui entoure le concept de développement durable. Les groupes environnementalistes adoptent la version stricte de ce concept, alors qu'*Hydro-Québec* utilise sa version faible. La version stricte permet la réalisation de projets si ceux-ci n'entraînent aucune dégradation de l'environnement à court ou à long terme. Par contre, la version faible

du développement durable permet la réalisation de projets, et ce, même s'il y a des effets négatifs sur l'environnement, à condition que ces derniers soient compensés. Une difficulté de cette vision est la détermination de la compensation.

Peu importe la filière choisie pour accroître son parc de production, *Hydro-Québec* trouvera des groupes de pression pour s'opposer à ses projets. Lors de l'étude d'impact et au début de la période de construction de la centrale Sainte-Marguerite 3, une centrale hydroélectrique : la communauté cris de la Côte-Nord s'est opposée au projet, car le réservoir engendré par ce barrage aurait inondé une partie de leur territoire. De même, pour l'accroissement du parc éolien en Gaspésie : la population locale trouve que le nombre élevé d'éoliennes requises portera atteinte à la beauté du paysage et craint que la pollution visuelle engendrée ne fasse fuir les touristes. Il va sans dire qu'il s'agit là d'un moteur économique principal pour cette région. En outre, le projet de centrale à cycle combiné provoque l'ire des groupes environnementaux, car il produira une quantité importante de gaz à effet de serre. Ainsi, peu importe le choix de la filière, les projets d'envergure d'*Hydro-Québec* semblent souffrir du syndrome « pas dans ma cour », ce qui veut dire que peu importe le choix du projet pour l'accroissement de son parc de production, *Hydro-Québec* rencontre toujours des groupes opposés à la réalisation du projet, car ce projet affectera leur qualité de vie.

Lors de l'élaboration du plan stratégique 2002-2006, *Hydro-Québec Production* a indiqué trois conditions nécessaires pour la réalisation de futurs projets¹. Premièrement, les projets doivent être concurrentiels. Cette condition implique qu'il ne faut pas que les coûts des futurs projets soient trop élevés, sinon *Hydro-Québec Distribution* pourra faire des appels d'offres pour répondre à la demande à laquelle il fait face. Deuxièmement, les projets doivent être acceptables du point de vue de l'environnement. En effet, tous les projets devront recevoir l'approbation préalable du *Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement (BAPE)*, en

¹ Hydro-Québec, *Centrale à cycle combiné du Suroît*, Étude d'impact sur l'environnement, vol.1 rapport principal, Montréal, Québec, p.2-1

plus de respecter les normes des divers ministères fédéraux et/ou provinciaux. Troisièmement, les projets doivent être accueillis favorablement par les communautés locales. C'est-à-dire que l'opinion publique doit être en faveur de la réalisation de tel projet à proximité de leur municipalité.

Plus spécifiquement, la centrale à cycle combiné du Suroît est critiquée sous tous ces critères. La volatilité du prix du gaz naturel et le combustible utilisé rendent imprévisibles les coûts associés à une telle centrale et, par conséquent, peut en affecter le caractère concurrentiel. L'acceptabilité du point de vue environnemental est un peu plus problématique. Le *BAPE* a donné le feu vert au projet, mais les groupes environnementalistes avec leur vision stricte du développement durable s'opposent à l'exploitation, à cause des diverses émanations de matières polluantes que causerait la centrale thermique. En plus, la population locale, qui était tout d'abord en faveur du projet, s'est rangée du côté des environnementalistes et ne désire plus qu'une telle centrale soit construite dans le parc industriel de leur ville.

6. Objectif de la présente étude

L'étude qui suit a pour objectif d'établir si le choix de construire une centrale thermique alimentée au gaz naturel est la meilleure solution pour accroître la production d'électricité de 6,5 TWh pour les trente prochaines années. Pour ce faire, nous comparerons le projet à celui d'une centrale hydroélectrique d'une capacité similaire. Comme cette analyse se fait d'un point de vue économique et non financier, on doit maximiser la fonction d'utilité de la population québécoise et non celle du promoteur du projet. Le choix de la fonction d'utilité à maximiser est celui des Québécois, car *Hydro-Québec* répond de ses choix au *ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec* et au *Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement*, soient deux organismes qui ont pour but le bien-être social de la population québécoise. Ainsi, c'est l'intérêt de la population qui prime.

Pour faire l'analyse économique, il faut prendre en considération les coûts économiques (coûts d'opportunité) encourus par les Québécois et non les coûts financiers d'*Hydro-Québec* associés aux divers inputs du projet. Par exemple, une tonne de béton qui sera utilisée pour la construction du barrage ne pourra pas être utilisée pour la construction d'un nouvel hôpital, ce coût doit être pris en considération.

7. Analyse avantages/coûts économiques ou minimisation des coûts économiques

Cette section est consacrée au choix du modèle qui sera utilisé lors de la réalisation de cette étude. Les deux principaux modèles utilisables pour faire un choix d'investissements sont l'analyse avantages/coûts (A/C) et l'analyse par minimisation des coûts. Ces modèles permettent de faire des choix optimaux, car ils ont été conçus de manière à maximiser l'utilité sociale. Lors d'une A/C, on doit réaliser un projet seulement s'il a une valeur actualisée nette (VAN) positive, ainsi on accroît l'utilité de la société. Si on réalise un projet dont la VAN est négative, on pourrait trouver un projet qui allouerait les ressources d'une façon plus efficace. D'autre part, une analyse par minimisation des coûts permet de trouver la façon la plus efficace d'allouer les ressources et ainsi accroître l'utilité de la société au maximum.

Nous débuterons par exposer l'analyse A/C. Comme l'indique le nom de cette méthode, il faut tenir compte des coûts et des avantages du projet étudié. Les avantages d'un projet sont tous les bienfaits associés directement, qu'ils soient monétaires ou non. Par exemple, le surplus du consommateur représenterait un bienfait non monétaire. D'autre part, les coûts d'un projet constituent la valeur alternative des inputs utilisés dans la réalisation d'un projet. Bref, dans l'analyse économique, il faut tenir compte des coûts d'opportunités des divers inputs. De plus, la valeur des externalités engendrées par le projet doit également être prise en compte, que les externalités soient positives ou négatives. Pour maximiser l'utilité sociale, on doit réaliser le projet seulement si la valeur actualisée nette de ce dernier est positive.

La minimisation des coûts économiques est une méthode qui permet de comparer divers projets en tenant leurs avantages constants. On peut utiliser cette méthode s'il est trop difficile de monétiser les avantages d'un projet d'une façon suffisamment précise. L'analyse « cost effectiveness » permet de déterminer la répartition efficace des ressources limitées. Donc, on doit réaliser le projet qui a la plus faible valeur actualisée des coûts et externalités qui y sont associés.

Pour notre part, nous utiliserons l'analyse « cost effectiveness », car il est très difficile d'évaluer la demande d'électricité, à cause de la confidentialité des données. Par conséquent, le surplus du consommateur, qui représente une part importante des avantages du projet, devient également très difficile à évaluer.

8. Modèle utilisé

Pour être en mesure de déterminer si la construction de la centrale du Suroît est la meilleure solution économiquement, nous utiliserons une simulation de Monte-Carlo d'une minimisation de coûts économiques. En fait, le prix du gaz naturel sur le marché nord-américain étant incertain, nous allons le simuler par processus stochastique. Ce dernier permet de générer les prix futurs avec des paramètres tels que la variabilité, la tendance et la moyenne à long terme. La simulation de données est empruntée à l'approche options réelles, méthode jugée acceptable par les économistes. Étant donné que le processus ne génère qu'une seule fois les prix du gaz naturel pour chaque période d'exploitation de la centrale thermique, on doit avoir recours à la simulation de Monte-Carlo. Cette méthode demande d'estimer le processus stochastique 100 000 fois et de calculer la valeur actuelle des coûts, chaque fois avec les nouvelles réalisations du prix du gaz naturel et d'en prendre la moyenne. Le nombre élevé de générations du calcul permet, par la loi des grands nombres, de s'assurer de la validité du choix, car la valeur actuelle de Monte-Carlo (VAMC) convergera vers une valeur moyenne.

L'approche par processus stochastique a été préférée à l'approche prudente, où l'on choisirait une valeur la plus probable pour le prix futur du gaz naturel et que l'on appliquerait pour calculer les coûts d'exploitation d'une centrale thermique. Comme l'approche prudente ne tient compte que d'une seule valeur pour le prix du gaz, elle ne tient pas compte de la volatilité de ce dernier, qui est une donnée importante du problème de choix.

9. Choix du taux d'actualisation

Il est connu que c'est la qualité d'un projet qui crée l'offre de prêt pour sa réalisation. Les projets d'*Hydro-Québec* sont généralement jugés par les investisseurs internationaux comme étant de très bons projets, donc plusieurs sont prêts à y investir des fonds. Puisque, contrairement au gouvernement fédéral, *Hydro-Québec* fait la majeure partie de ses emprunts sur les marchés internationaux, l'effet d'éviction qu'entraîne un tel projet ne se fait pas sentir qu'à l'intérieur du pays, mais au niveau mondial. Par conséquent, le taux d'actualisation utilisé diffère du taux de Jenkins (10%)², qui lui ne tient compte que de l'effet d'éviction au niveau national. L'effet d'éviction est le coût d'opportunité d'un emprunt, car les fonds qui sont impliqués dans un projet ne peuvent pas être alloués à un autre projet. Pour la construction d'une centrale thermique alimentée au gaz naturel, *Hydro-Québec* empruntera en partie sur les marchés internationaux. Par conséquent, l'effet d'éviction empêche la réalisation d'un autre projet, peut-être une recherche pour améliorer l'efficacité des éoliennes. Puisque *Hydro-Québec* emprunte à l'étranger, son taux d'actualisation doit respecter la formule d'Edwards (1986), qui est fonction des élasticités sur les marchés financiers des consommateurs épargnants (γ), des entreprises (β) et du secteur international $[1-(\gamma+\beta)]$ ainsi que de leur taux de rendement respectif. L'équation (1) représente la formule d'Edwards.

$$r = \gamma\rho + \beta\theta + [1-(\gamma + \beta)]\pi \quad (1)$$

²MARTIN, Fernand, *Évaluation des projets publics*, Guide pour la lecture des ouvrages principaux, cours ECN6873, Département des sciences économiques, Université de Montréal, 2003

En consultant les états financiers consolidés d'*Hydro-Québec*³ pour l'année 2003, on peut trouver la moyenne pondérée du taux d'intérêt applicable sur les emprunts de cette société d'État. La valeur pondérée qui respecte l'équation d'Edwards est de 7,94 %.

10. Réalisation du projet

La centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel, telle que planifiée dans le projet du Suroît, est conçue pour répondre à une demande de base. C'est-à-dire qu'elle est conçue pour être exploitée de façon continue tout au long de l'année pour répondre à la demande des clients d'*Hydro-Québec*. La centrale du Suroît a une durée de vie utile de 25 à 30 ans, ainsi, pour les besoins de l'étude, nous choisirons une période d'exploitation de 30 ans. Donc, le modèle de minimisation est le suivant :

$$VA = \sum_{t=1}^2 \frac{I_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=3}^{30} \frac{C_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=3}^{30} \frac{EXT_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

VA = Valeur actualisée des coûts du projet

I_t = Investissement à l'année t

C_t = Coût à l'année t

EXT_t = Valeur des externalités environnementales à l'année t

r = Taux d'actualisation social d'*Hydro-Québec*

Il n'y a pas de valeur résiduelle pour la centrale thermique, car la vie utile des installations est la même que la période étudiée.

10.1. Frais d'investissement

La centrale à cycle combiné du Suroît nécessitera un investissement total de 550 millions \$ (en dollars canadiens de 2004). Par contre, comme il s'agit d'un contrat clé en main qu'*Hydro-Québec Production* remet à la firme *General Electric*, les groupes électriques de la centrale seront importés des États-Unis, en plus d'être installés par des travailleurs

³ Hydro-Québec, États financiers consolidés, (page consulté le 18 novembre 2004), [En ligne] : http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/2003/pdf/etats_financiers.xls

américains. Nous faisons ici l'hypothèse que les coûts d'investissements sont divisés par rapport à la longueur des travaux effectués. Donc, l'achat et l'installation des groupes électrogènes représentent le tiers des coûts, soit environ 185 M \$ en prix frontière.

Puisqu'il s'agit d'importation, nous devons donc porter une attention toute spéciale à cette partie de l'investissement. Nous devons utiliser l'approche de la prime sur le change étranger pour obtenir la valeur réelle des importations nécessaires à la réalisation du projet. Le *Conseil du Trésor du Canada*⁴ a évalué cette prime entre 3,5 % et 4,5 %. Pour notre part, nous utiliserons la valeur la plus élevée pour la suite de notre étude. Ainsi, la valeur réelle des importations nécessaires s'élève à 193,325 M \$.

Le projet de centrale du Suroît requiert 365 M \$ de produits d'origine nationale et 193,325 M \$ de produits d'importation, pour un total de 558,325 M \$. La durée de la construction de la centrale est de 24 mois. Lors de la première année de la construction, la majeure partie du bâtiment sera construite. Puis, lors de la seconde année, l'équipement sera installé et le bâtiment sera terminé. On voit que les coûts dus à l'équipement et son installation seront enregistrés durant la seconde année. De plus, les coûts restants seront divisés 2/3 pour la première année et le reste la suivante. Donc, les coûts d'investissements reliés à ce projet sont répartis comme suit : 243,33 M \$ la première année et 314,99 M \$ la seconde.

10.2. Coût du projet

Les coûts de la centrale à cycle combiné du Suroît seront composés en majeure partie par la consommation de gaz naturel. Le prix de ce dernier est très volatil, et, comme il est impossible de prévoir avec exactitude son prix pour les trente prochaines années, il nous faut l'estimer par un processus stochastique. Un processus stochastique est un procédé qui génère des valeurs tout en tenant compte des événements passés, c'est-à-dire que la valeur générée à

⁴ Secrétariat du *Conseil du Trésor du Canada*, Guide de l'analyse avantages, (page consulté le 16 novembre 2004), [En ligne] : http://www.tbs-sct.gc.ca/fin/sigs/revolving_funds/bcag/bca2_f.asp

une période dépend de la valeur obtenue à la période précédente. Le choix de ce processus est primordial, car nous pouvons obtenir des résultats différents en le modifiant.

10.2.1. Différents processus

Il existe plusieurs processus stochastiques, mais les deux principaux utilisés pour effectuer des choix d'investissements sont le mouvement de retour à la moyenne et le mouvement brownien géométrique. Nous exposerons ici les principes fondamentaux de ces processus.

10.2.1.1. Mouvement de retour à la moyenne (MRM)

Ce processus simule des valeurs tout en les faisant converger vers une valeur moyenne de longue période. Par contre, le phénomène de convergence n'exclut pas la possibilité de chocs à court terme. Les équations suivantes décrivent le mouvement :

$$dY_T = \eta(\alpha - Y_t)dt + \sigma dz_t \quad (3)$$

$$dz_t = \varepsilon_t \sqrt{dt} \text{ et } \varepsilon_t \sim \mathcal{N}[0,1] \quad (4)$$

La première équation représente la variation du prix du gaz naturel Y_t en fonction des divers paramètres. La persistance des chocs à court terme est déterminée par le paramètre η , plus il tend vers 0, plus les chocs sont persistants. La valeur moyenne de long terme est le paramètre α . C'est vers cette valeur que le processus aura tendance à faire converger les différentes trajectoires qu'il générera. Dz_t est un processus de Wiener standard et ε_t qui est une variable aléatoire tirée d'une loi normale centrée réduite.

10.2.1.2. Mouvement brownien géométrique (MBG)

Ce processus génère des valeurs en les faisant varier autour d'une tendance qui peut être positive ou négative. Encore une fois le processus n'exclut pas les chocs à court terme. Ceux-ci peuvent être positifs ou négatifs, peu importe la pente du processus. Cela implique qu'un

processus avec une pente positive peut être victime de chocs à la baisse. Le MBG est caractérisé par l'équation (4) ainsi que la suivante :

$$dY_t = \alpha Y_t dt + \sigma Y_t dz_t \quad (5)$$

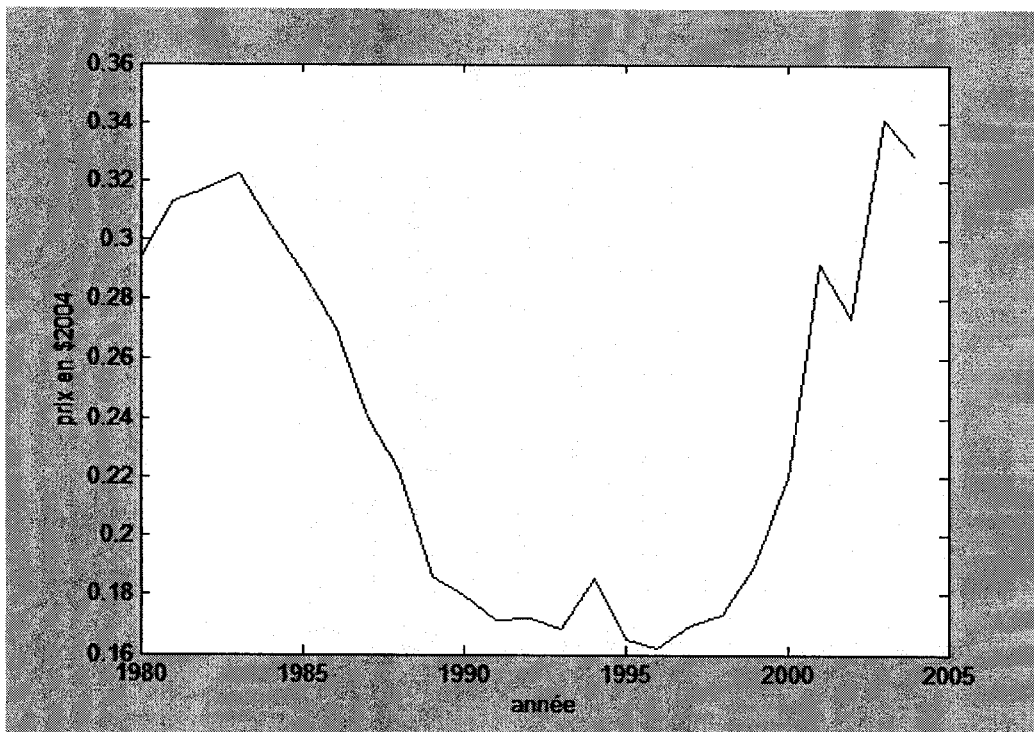
Le paramètre α représente la tendance du processus et les autres paramètres ont la même signification que dans l'équation (3) du MRM.

10.2.2. Choix du processus

Le choix de ce processus est primordial, car nous pouvons obtenir des résultats différents en le modifiant. La figure 1 montre l'évolution du prix du gaz naturel. Lorsqu'on regarde les données passées pour le prix de celui-ci, il est difficile de faire ressortir une tendance générale, mais il y a une tendance à la hausse depuis les années 1990. De plus, selon quatre institutions (le *Massachusetts Institute of Technology*, le *National Energy Board*, le *Canadian Energy Research Institute* et le *Energy Information Administration*), le prix anticipé du gaz naturel continuera de croître. Le tableau 1 montre les anticipations de ces instituts.

Puisque l'on observe une tendance à la hausse, nous utiliserons un mouvement brownien géométrique, tel que décrit à l'équation (4), pour modéliser le prix du gaz naturel. L'estimation des paramètres de ce mouvement est le résultat de l'étude de la variabilité du prix. L'écart type a été estimé grâce aux valeurs passées du prix, données par *Statistique Canada*. Nous avons obtenu une variabilité $\sigma = 0,064026$, les calculs sont disponibles à l'annexe 1. Pour ce qui est du paramètre de la tendance (α), nous opterons pour la valeur estimée par le *Canadian Energy Research Institute* (CERI), soit une augmentation du prix du gaz naturel de 1,8 % annuellement.

Figure 1 : Prix du gaz naturel (\$ 04) de 1980 à 2001



Source : Cansim série D344420

Tableau 1 : Pourcentage de croissance anticipé du prix du gaz naturel

Sources	Pourcentages de croissance annuelle
NEB	0,4 à 0,95
MIT	0,5; 1,5 et 2,5
CERI	1,8
EIA	0,8

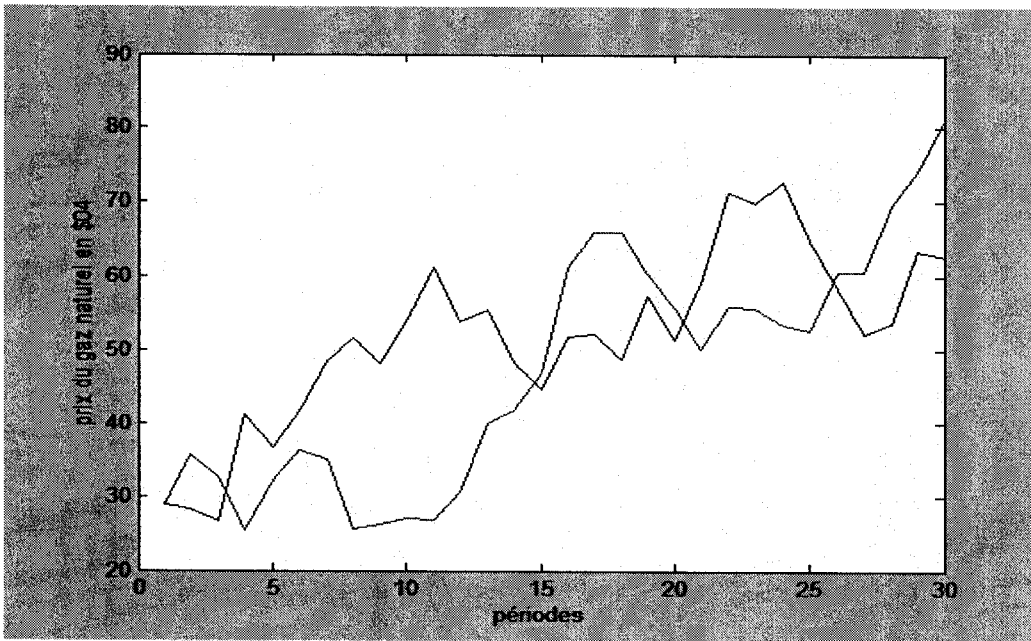
Source : *Canadian Energy Research Institute*⁵

La figure 2 montre quelques exemples de trajectoires réalisées par le MBG lors de la simulation du processus.

Lors de l'étude de sensibilité qui sera réalisée ultérieurement, nous ferons varier le processus, puisque le choix de ce dernier peut affecter les résultats de l'étude ainsi que la valeur du paramètre de variabilité du MBG.

⁵ AYRES, Matt and al., *Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario*, août 2004, p.31

Figure 2 : Trajectoires possibles d'un mouvement brownien géométrique



Source : généré par le logiciel Matlab 6.0

10.3. Externalités

L'argument principal des opposants au projet du Suroît concerne la pollution, qui sera générée par l'exploitation de la centrale. Comme indiqué précédemment, *Hydro-Québec Production* se servira de la centrale pour satisfaire la demande de base, donc elle sera en exploitation en tout temps, sauf durant les périodes d'entretien prévues. Ainsi, une grande quantité de polluants sera émise dans l'atmosphère. Les principaux polluants produits par la combustion du gaz naturel sont le monoxyde de carbone (CO), les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de soufre (SO₂) et les matières particulaires. Ces polluants sont une cause directe de l'acidification des cours d'eaux et, à des concentrations trop élevées, entraînent des problèmes de santé chez l'être humain. En outre, un autre effet découlant de l'émission de ces déchets de combustion est le réchauffement de la planète, qui entraîne des changements climatiques, et la fonte des glaciers. Celle-ci entraînera, à long terme, une hausse du niveau moyen des mers et engloutira certaines parties des continents. Pour contrer ce phénomène, la communauté

internationale a entrepris des pourparlers dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Plus précisément, le protocole de Kyoto vise une diminution des gaz à effet de serre à 5 % sous le niveau de 1990. Le Canada ayant ratifié ce protocole, il devra s'engager à réduire ces émissions, et un projet tel que le Suroît va à l'encontre d'une telle réduction.

Une façon de tenir compte de l'effet de cette pollution sur l'environnement est d'estimer les dommages causés par une tonne de chacun des polluants. Pour ce faire, nous allons utiliser une approximation de coûts estimés par *Environnement Canada* présentée lors du 12^e symposium sur l'utilisation industrielle de turbines au gaz. Le rapport *Environmental externalities for sustainable energy*⁶ nous fournit des intervalles pour les valeurs associées aux dommages causés à l'environnement par ces polluants. Pour les besoins de notre rapport, nous utiliserons les valeurs maximales dans le but de représenter le pire scénario possible. Ce sont des approximations jugées raisonnables, car elles n'ont pas été effectuées par une source proche du projet. Si cela avait été le cas, les résultats auraient pu être biaisés d'un côté ou de l'autre dépendamment de la position de cette source en faveur ou en défaveur du projet.

Le tableau 2 résume les quantités émises de polluants ainsi que les estimés maximal et minimal des dommages qu'ils causent à l'environnement. Ainsi, la centrale du Suroît causerait approximativement pour 4,442 millions \$ 04 de dommages à l'environnement par année. Néanmoins, puisque la centrale sera mise en service à partir de la troisième année, les dommages causés à l'environnement commencent, eux aussi, à cette période. De plus, puisque la centrale du Suroît sera construite dans un quartier industriel séparé par un boisé des secteurs habités, les habitants de Beauharnois ne seront pas affectés par des nuisances auditives lors de la période d'exploitation. Par ailleurs, le bâtiment principal s'harmonisera avec les autres édifices du secteur. Donc, les externalités engendrées par la centrale du Suroît se limiteront aux effets sur l'environnement.

⁶ KLEIN, Manfred, *Environmental externalities for sustainable energy*, Banff, Alberta, 1997

Tableau 2 : Quantités émises de polluants

Polluant	Quantités (tonne/an)	Domages minimum (\$ 04 / tonne)	Domages maximum (\$ 04 / tonne)
monoxyde de carbone (CO)	570	600,91	6009,13
oxydes d'azote (NO _x),	240	120,18	1802,74
dioxyde de soufre (SO ₂)	50	2,40	150,23
matières particulaire	240	2403,65	2403,65

Sources : *Étude d'impact sur l'environnement et Environmental externalities for sustainable energy*

En appliquant les valeurs obtenues dans les sections 10.1 et 10.3 dans l'équation (2) et en réalisant une simulation de Monte Carlo pour estimer le coût du gaz naturel, on obtient une valeur actualisée des coûts de Monte Carlo de 4,70 milliards \$ 04 pour la centrale à cycle combiné du Suroît.

11. Réalisation de la solution

Le choix de la solution a été fait sur la base de la puissance installée. Puisque la centrale du Suroît a une puissance de 800 MW, il fallait choisir une centrale d'une capacité similaire. Notre choix s'est arrêté sur la Centrale Sainte-Marguerite 3, qui vient tout juste d'être mise en service par *Hydro-Québec Production*. Elle a une puissance installée de 882 MW. Donc, elle est en mesure de fournir la même quantité d'énergie soit 6,5 TWh. Ce choix est fait de façon arbitraire, et le résultat de cette étude peut changer si l'on choisit un autre type de centrale électrique pour substituer à la production.

Le modèle avec une centrale hydroélectrique plutôt qu'une centrale au gaz naturel se modifie pour devenir :

$$VA = \sum_{t=1}^{10} \frac{I_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=11}^{30} \frac{C_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=3}^{10} \frac{ACH_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=6}^{30} \frac{EXT_t}{(1+r)^t} - \frac{VR}{(1+r)^{30}} \quad (6)$$

Les variables ont les mêmes significations que lors de la réalisation du projet de centrale à cycle combiné. Par contre, les années diffèrent, car il est plus long de construire une centrale hydroélectrique. En outre, le terme ACH_t s'ajoute, car il faut acheter de l'électricité sur

d'autres marchés, puisque la période de construction est plus longue. Finalement, le terme VR signifie la valeur résiduelle de la centrale hydroélectrique. En effet, celle-ci a une durée de vie utile de 50 ans plutôt que 30 comme la période étudiée.

11.1. Frais d'investissement

La construction d'une centrale hydroélectrique est beaucoup plus complexe que la construction d'une centrale au gaz naturel. Cette complexité se reflète dans plusieurs aspects du processus d'élaboration du projet. Premièrement, il faut trouver un site où la force du courant soit suffisante pour qu'il soit rentable économiquement de construire une telle centrale. Souvent, ces sites sont situés loin des grands centres urbains, ce qui fait accroître rapidement les coûts. Par exemple, le développement hydroélectrique de la Baie-James a été coûteux, car il a fallu mettre en place une multitude d'infrastructures. Deuxièmement, les travaux en rivière sont plus coûteux, car il faut dériver le cours d'eau dans lequel les travaux ont lieu. La construction de dérivation temporaire fait aussi accroître les coûts du projet. Troisièmement, la période de construction étant plus longue pour une centrale hydroélectrique, soit près d'une décennie par rapport à 2 ans pour la centrale au gaz, les coûts associés à la main-d'œuvre spécialisée dans la construction d'un tel ouvrage seront plus élevés que dans le cas d'une centrale thermique. Pour ces trois raisons, les coûts d'une centrale hydroélectrique sont beaucoup plus importants que ceux associés à une centrale au gaz naturel. Par contre, ces coûts plus élevés sont compensés par une période d'exploitation plus longue, soit une cinquantaine d'années contre une trentaine.

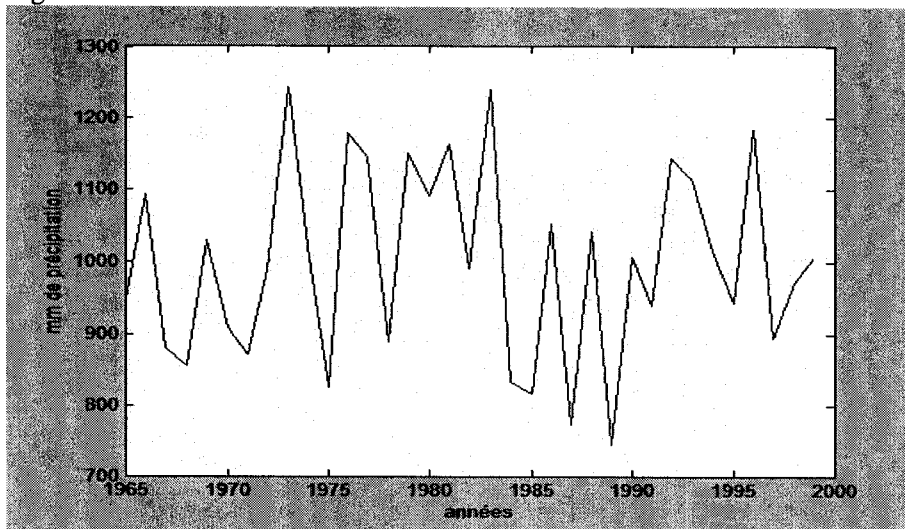
Le montant total de l'investissement pour la centrale Sainte-Marguerite 3 est de 1 061 millions \$ de 1990, et la période de construction s'étend sur 10 ans. Pour établir le montant de l'investissement en dollars de 2004, nous avons eu recours à l'indice des prix à la consommation. Ainsi, les coûts de l'investissement sont de 1539,77 millions \$ de 2004 que

nous répartirons également sur la période de 10 années où se dérouleront les travaux, ce qui donne un montant de 153,977 millions \$ 04 annuellement.

11.2. Coûts de la solution

Une centrale hydroélectrique a des coûts d'exploitation beaucoup plus certains qu'une centrale thermique alimentée au gaz naturel. Les coûts peuvent néanmoins varier. Par contre, la variation est moins importante, car la centrale SM-3 en est une de type réservoir. Cela signifie que les seules façons pour *Hydro-Québec* de remplir ses réservoirs sont d'attendre qu'il pleuve ou de fermer les vannes du barrage et d'interrompe la production. Les données pluviométriques représentées à la figure 3 ont été recueillies à la station Baie-Comeau A. Celle-ci est la station de collecte de données d'*Environnement Canada* la plus près du site de la centrale SM-3.

Figure 3 : Pluviométrie



Source : *Environnement Canada*⁷

Au cours de la seconde moitié du XX^e siècle, ces données semblent varier autour d'une valeur moyenne de 999 mm. L'écart type de cette série est de 134 mm. Donc, la majorité des moyennes annuelles de précipitation se situe dans cet écart. La figure 3 nous porte à croire

⁷ *Environnement Canada*, Baie-Comeau A données mensuelles (page consulté le 11 novembre 2004), [En ligne] :

http://www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca/climateData/monthlydata_f.html?timeframe=3&Prov=CA&StationID=5662&Year=1947&Month=11&Day=15

que les précipitations annuelles constituent une série stationnaire, ce qui nous permettrait d'affirmer qu'il n'y a pas de tendance à la baisse au cours des années 1965 à 1999 dans la quantité de précipitations reçues dans cette région du Québec. En modélisant la série sous la forme d'un AR (1) et en faisant le test de Dickey-Fuller, nous sommes en mesure de confirmer que cette série est stationnaire, voir la preuve à l'annexe 2. Bref, rien ne nous porte à croire que la pluviométrie changera de manière à faire varier de façon significative les coûts d'exploitation de la centrale.

Il nous est impossible de savoir avec précision les coûts d'exploitation de la centrale SM-3, étant donné qu'elle n'est entrée en service que partiellement en 2003 et n'apparaît donc pas totalement dans le bilan financier d'*Hydro-Québec*. Pour approximer ces coûts, nous nous baserons sur le coût d'exploitation total d'*Hydro-Québec Production (HQP)*. Selon l'état financier de 2003, il en coûte à *HQP* 2292,85 millions \$ de 2004 annuellement pour exploiter l'ensemble de ses centrales, tous types de filières confondus, pour un total de 33616 MW installés. Donc, il coûte en moyenne 66813 \$ / MW à *HQP* pour exploiter son réseau. Puisque la centrale SM-3 est d'une puissance installée de 882 MW, il en coûtera approximativement 58,9 millions \$ pour l'exploiter. Ces coûts seront encourus à partir de la 11^e année, car la centrale n'entrera en service qu'après la période de construction de 10 ans.

11.3. Achat d'électricité

Étant donné que nous devons tenir les avantages relatifs au projet constants, nous devons fournir la même quantité d'électricité que le projet du Suroît pourrait fournir. Puisque la centrale du Suroît fournit 6,5 TWh, et ce, à partir de la 3^e année, il faut compenser pour le manque à gagner dû à la période de construction plus longue. Pour ce faire, il faudra acheter cette quantité d'énergie sur les marchés voisins ou alors utiliser plus intensivement les centrales de son parc de production, puisque *Hydro-Québec* n'a pas le temps de construire de nouvelles infrastructures de production. Pour tenir compte des diverses possibilités de

substitution offertes à *Hydro-Québec*, le coût de cette substitution d'électricité est fixé en sommant les coûts d'achat de l'électricité et de la charge d'exploitation en plus des taxes payées à l'étranger. Nous prenons cette somme et la divisons par les ventes totales d'électricité, ceci établit le coût de substitution à 26,25 \$ / MWh, en dollars de 2004⁸. Le tableau 3 présente l'évolution de ce coût ainsi que l'écart type.

On peut faire ressortir une tendance à la hausse pour cette courte période. De plus, la production électrique sur les marchés voisins est généralement le fruit de la filière thermique, et la tendance dans la construction de nouvelles centrales est la production alimentée au gaz

Tableau 3 : Coût de substitution (en millions \$)

Années	Achats	Charges	Taxes	Ventes	Sommes	Coûts
2000	1 243,65	2 135,17	663,88	192,55	4 042,69	21,00
2001	2 616,02	2 305,31	570,35	206,41	5 491,68	26,61
2002	3 731,05	2 238,42	624,31	205,99	6 593,78	32,01
2003	3 609,76	2 255,08	592,10	217,75	6 456,94	29,65
2004	1 956,00	2 246,00	611,00	183,40	4 813,00	26,24
Écart type	s/o	s/o	s/o	s/o	s/o	4,7590777

Source : Profil financier d'*Hydro-Québec* 2003-2008

naturel. Ainsi, étant donné, que le prix du gaz naturel influence le coût de production de l'électricité, on peut faire l'hypothèse que le prix de l'électricité suit lui aussi un MBG. La tendance de celui-ci sera la même que celui du prix du gaz naturel, mais le paramètre de variabilité sera celui du coût de substitution présenté au tableau 3, soit $\sigma = 4,7590$. Encore une fois, la simulation de Monte Carlo entre en jeu.

11.4. Externalités de la solution

Le fait qu'une centrale hydroélectrique ne cause pas de pollution atmosphérique n'implique pas nécessairement le manque d'externalités d'autres natures. Comme nous l'avons mentionné précédemment, la centrale SM-3 est une centrale hydroélectrique de type réservoir. Cela signifie qu'*Hydro-Québec* doit inonder une partie du territoire afin d'optimiser la

⁸ *Hydro-Québec*, Profil financier 2003-2008, Montréal, p.4

production d'électricité. En effet, la création d'un réservoir permet à *Hydro-Québec* d'accroître la puissance installée de la centrale SM-3. L'option retenue par le promoteur pour la réalisation de la centrale a cependant été celle de ne pas détourner une partie du débit des rivières Carheil et Pékans. Par conséquent, le réservoir est de 253 km², ce qui donne une puissance installée de 882 KW plutôt qu'un réservoir de 392 km², ce qui aurait donné une puissance installée une fois et demie supérieure. *Hydro-Québec* n'a pas retenu la dernière option, car elle n'a pas obtenu l'autorisation du *BAPE* à cause des effets incertains sur le saumon de l'Atlantique dans la rivière Moisi, qui a pour affluents les rivières visées par le détournement.

En inondant des terres, *Hydro-Québec* prive les autochtones d'une partie des territoires qu'ils occupaient pour y pratiquer leurs activités traditionnelles telles la chasse et le piégeage. De plus, la décomposition de matières organiques dans l'eau entraîne la génération de méthylmercure, une substance nocive pour l'environnement. Les sous-sections suivantes évalueront les effets de ces externalités.

11.4.1. Effets de la perte de territoire et conséquences pour les autochtones et leur mode de vie

Les autochtones de la Côte Nord sont répartis en deux réserves, Uashat et Malienam, comptant au total environ 2 500 personnes qui font partie de la communauté des Montagnais. De plus, la réserve de Matimékosh, plus au nord, sera elle aussi affectée par le projet. La communauté montagnaise est affectée, car elle pratique des activités traditionnelles sur le territoire visé par le futur réservoir. La création de ce dernier fera disparaître 253 km² de forêt où les Montagnais ont traditionnellement exercé leurs diverses activités. Les Montagnais sont un peuple très attaché à l'ensemble de leur territoire, et ce, même s'ils ne l'utilisent que de façon intermittente : « La chasse printanière aux oiseaux migrateurs se fait sur le littoral et dans les plaines de l'intérieur de terres. Puis la pêche d'été à la truite, au saumon et à la morue

dans les lacs, les rivières et le golfe est pratiquée. La pêche se pratique toute l'année et les sites changent selon les espèces recherchées. À l'automne, la chasse au petit et gros gibier est pratiquée dans les terres du bassin continental. L'hiver est la saison de piégeage et aussi de la chasse au gros gibier. Les produits provenant des activités de chasse et pêche sont distribués dans la communauté. »⁹

De plus, les Montagnais s'identifient à l'ensemble de leur territoire, et le simple fait qu'un lieu existe leur apporte de l'utilité, parce qu'ils ont une histoire et des souvenirs associés à ce territoire. Le lieu où les Montagnais réalisent leurs activités dépend de la saison, alors si le réservoir affecte une partie de ces territoires, celui-ci entre en conflit avec le mode de vie traditionnel de cette nation. En outre, le réservoir projeté de la centrale engloutira à tout jamais d'importants sites où les Montagnais circulent. Par ce fait même, on perdra des sites archéologiques nous aidant à comprendre davantage cette communauté et son histoire.

La valeur totale d'une ressource doit égaler la somme de ses valeurs d'usage et de non-usage. La valeur d'usage peut se diviser en valeurs directes et indirectes, la valeur directe est la valeur sur les marchés de la ressource. Pour une forêt, cela peut être la valeur du bois, de la chasse et la valeur de récréation. La valeur indirecte est la valeur de protection de la ressource, pour la forêt, la protection contre l'érosion, la pollution¹⁰. L'évaluation de la valeur de non-usage est plus complexe, car, comme son nom l'indique, il n'y a pas d'usage, donc il n'y a aucune transaction sur les marchés. Cette valeur se divise en trois catégories, soient les valeurs d'option, de legs et d'existence. La valeur d'option est le montant maximal qu'un agent est prêt à payer pour conserver l'option d'éventuellement utiliser la ressource qu'il n'utilise pas présentement. La valeur de legs est le montant que l'on est prêt à déboursier pour que les générations futures conservent l'option d'utiliser la ressource s'ils le désirent. Il est

⁹ *Hydro-Québec*, Aménagement hydroélectrique Sainte-Marguerite 3, Montréal, Québec, p. 197

¹⁰ MARTIN, Fernand, *Évaluation des projets publics*, Guide pour la lecture des ouvrages principaux, Cours ECN6873, Département des sciences économiques, Université de Montréal, 2003, p.V-12

faux de dire qu'il y a double comptage dans la valeur de non-usage, car la valeur d'option est pour l'agent lui-même, tandis que la valeur de legs est pour les générations futures. La valeur d'existence est la valeur associée au seul fait que la ressource existe. L'agent peut retirer de l'utilité du seul fait que certains agents autres que lui l'utilisent.

La valeur associée à la perte de territoire due à la mise en eau du réservoir est liée à la valeur de la forêt ainsi perdue, mais aussi sur ses effets sur le mode de vie des Montagnais. Ce mode de vie, qui en sera bouleversé à jamais, sera estimé à partir de l'entente survenue entre la communauté cris du Nord du Québec et le gouvernement québécois. Ce sont deux communautés autochtones faisant face à une problématique similaire, soit la construction de barrage hydroélectrique sur leur territoire respectif. Cette entente, mieux connue sous le nom de « paix des braves », prévoit des compensations pour les préjudices causés par l'exploitation forestière, qui pourrait découler de l'ouverture du territoire par la construction de la route d'accès aux principaux barrages d'*Hydro-Québec* dans le Nord du Québec. L'entente prévoit des versements annuels de 74 millions \$¹¹ de 2004 pour compenser pour les préjudices causés par l'exploitation forestière après l'ouverture du territoire par la construction de la route d'accès aux principaux chantiers des projets Eastman-1 et A/Rupert. Ce montant sert aussi à limiter les effets sur le mode de vie des Cris du Nord du Québec en les encourageant à conserver leur héritage culturel, leur langue et leur mode de vie¹². Étant donné que la population cris est près de quatre fois supérieure à celle des Montagnais, ce montant sera divisé par 4 pour estimer la compensation dans le cas de la réalisation de la centrale Sainte-Marguerite 3. Donc, la compensation serait de 18,5 M \$ annuellement.

¹¹ Secrétariat aux affaires autochtones, Entente concernant une nouvelle relation entre le gouvernement du Québec les Cris du Québec, Québec, 2002, p.30

¹² Idem, p.5

11.4.2. Impact du méthylmercure

La décomposition des matières organiques qui se trouveront dans le futur réservoir entraînera la génération de méthylmercure par un processus biogéochimique complexe. Le mercure se trouve à l'état naturel dans les cours d'eau, mais la mise en eau de réservoir provoque une hausse importante des taux. Les poissons consommeront une partie de ce mercure, et, par un processus de bioaccumulation, la teneur en mercure excèdera la norme pour la consommation humaine. Si l'homme consomme une quantité importante de ces poissons, il accumulera une quantité de mercure suffisante pour développer divers problèmes de santé. En fait, le mercure provoque chez l'humain des troubles neurologiques. De plus, chez la femme enceinte, il peut affecter le développement du fœtus et se retrouve dans le lait maternel. La décomposition bactérienne de la matière organique submergée (végétation et sols forestiers) provoque la formation de méthylmercure. Celui-ci sera par la suite absorbé par toute la chaîne alimentaire. Il est donc important de respecter le guide sur la consommation de poissons afin d'éviter que ces divers problèmes affectent les populations touchées par la mise en eau du réservoir de la centrale SM-3. *Hydro-Québec* a instauré un programme de suivi pour informer et s'assurer que les populations autochtones ne soient pas incommodées de façon trop importante par la hausse de la teneur en mercure dans les diverses espèces de poissons que celles-ci ont traditionnellement consommées. Le phénomène de bioaccumulation de mercure dans la chair des poissons varie selon les espèces, mais plus particulièrement selon que les poissons soient piscivores ou non. Pour les poissons non piscivores, la teneur en mercure tend à revenir vers le niveau des milieux naturels, de 15 à 25 ans après la mise en eau des réservoirs, et pour les espèces piscivores, il s'agit plutôt de 20 à 30 ans¹³. Pour estimer les effets du méthylmercure sur les populations autochtones, nous procéderons de manière similaire à celle pour la perte de territoire, soit en utilisant les indemnités prévues en vertu d'une entente signée entre les

¹³ *Environnement Québec*, (page consulté le 3 décembre 2004), [En ligne] : <http://www.menv.gouv.qc.ca/eau/regions/region10/10-nord-du-qc.htm>

Cris, *Hydro-Québec* et *La Société d'énergie de la Baie James*. Dans le résumé de la Convention sur le mercure signée entre ces trois parties, la société Eeyou Namess recevra 32,6 millions \$ 04 pour réaliser des études et programmes de suivi sur la santé et l'environnement. Donc, la compensation estimée pour les Montagnais sera quatre fois moindre, soit 8,15 millions \$ 04.

11.5. Valeur résiduelle

La vie utile d'une centrale hydroélectrique est de 50 ans, alors que celle d'une centrale alimentée au gaz naturel est de 30 ans. Cette différence dans la durée de vie de ces deux types de centrale donne une valeur résiduelle à la centrale SM-3. La période d'étude n'est que de 30 ans, alors il reste encore 20 ans de production pour la centrale hydroélectrique. Nous évaluons cette valeur par la valeur nette de la production future d'électricité. Le prix du MW sera évalué par le même processus qu'à la partie 11.3. sur l'achat d'électricité avant la mise en service de la centrale, et les coûts de production seront les mêmes qu'en 11.2. Pour chaque réalisation du processus, la valeur de la production future sera évaluée. Par souci de simplicité, la valeur des ventes qui seront produites à partir de la 31^e année, et ce, jusqu'à la 50^e année seront actualisées jusqu'à la 30^e année et sommées pour qu'il n'y ait qu'une seule valeur par réalisation, voir l'équation (6), et par la suite réactualisée pour en voir la valeur en 2004.

$$VR = \sum_{t=31}^{50} \frac{6,5p_t - C}{(1+r)^t} \quad (6)$$

En appliquant les valeurs obtenues dans les sections 11.1., 11.2. et 11.4. dans l'équation (6) et en réalisant une simulation de Monte Carlo pour estimer le coût de l'électricité pour le coût de substitution et la valeur résiduelle, on obtient une valeur actualisée des coûts de Monte Carlo de 2,01 milliards \$ 04.

12. Choix de la meilleure solution

Étant donné qu'il faut choisir le projet ayant la valeur actualisée de Monte Carlo la plus faible, on doit opter pour le projet de centrale hydroélectrique plutôt que pour celui de centrale thermique alimentée au gaz naturel. Puisque les coûts économiques actualisés du projet de la centrale du Suroît sont de 4,70 milliards \$, tandis que ceux de la centrale hydroélectrique Sainte-Marguerite 3 sont de 2,01 milliards \$, les coûts économiques associés à la réalisation de SM-3 sont près de deux fois moins élevés que pour la centrale du Suroît. Donc, le projet de centrale thermique devrait être abandonné, car pour allouer les ressources de la façon la plus optimale possible, on doit choisir l'option dont les coûts d'opportunité sont les plus faibles tout en réalisant un avantage constant, soit la production de 6,5 TWh annuellement.

13. Analyse de sensibilité

Cette section est consacrée à la vérification de la robustesse du choix, c'est-à-dire qu'on vérifiera si le choix optimal change lorsqu'on fait varier certains paramètres ou hypothèses de l'étude. Plus spécifiquement, nous ferons varier le choix des processus stochastiques, puisque les résultats de l'étude dépendent de ce choix. Ainsi, nous simulerons le prix du gaz naturel selon un MRM, tout en gardant le MBG pour simuler le coût d'opportunité de l'électricité. Par la suite, nous conserverons le MBG pour le prix du gaz naturel, alors que nous simulerons le coût d'opportunité de l'électricité par le MRM. Ensuite, nous simulerons les deux par un MRM. En outre, nous ferons varier les paramètres de variabilité dans le MBG de prix du gaz naturel et de l'électricité pour en voir l'effet sur le choix optimal. Finalement, comme le choix s'appuie fortement, mais, dans une moindre mesure sur l'estimation des externalités, nous regarderons si le choix optimal varie lorsque nous utilisons les valeurs minimales au lieu des maximales de l'intervalle donné par *Environnement Canada* pour estimer les dommages engendrés à l'environnement.

Tout d'abord, lorsque nous simulerons les processus stochastiques par des mouvements de retour à la moyenne, nous utiliserons les valeurs de la dernière période obtenue pour chaque simulation des mouvements browniens géométriques, puis nous en calculerons la moyenne. La valeur ainsi obtenue sera considérée comme étant la valeur moyenne de longue période. Étant donné que nous simulons le processus de MBG 100 000 fois lors de la simulation de Monte Carlo, par la loi des grands nombres, cette valeur estimée tend vers la valeur réelle.

13.1. Cas 1 : Prix du gaz naturel estimé par un MRM et coût de l'électricité par un MBG

En changeant seulement le processus par lequel le prix du gaz naturel est estimé, nous supposons maintenant que le prix de celui-ci tend vers une valeur moyenne de longue période, alors que la valeur du coût d'opportunité associé à l'électricité conserve une tendance à la hausse sans converger vers une valeur précise. C'est-à-dire que le coût d'opportunité de l'électricité aura tendance à croître vers l'infini lorsque la période d'étude s'allongera, tandis que le prix du gaz naturel aura tendance à se stabiliser vers une valeur moyenne de longue période. De plus, la VAMC de la centrale hydroélectrique demeure inchangée, tandis que celle associée à la centrale thermique s'est accrue à 5,89 milliards \$, soit une hausse de près de 1,2 milliard \$. Donc, lorsque nous changeons les processus de cette façon, le choix optimal demeure la centrale hydroélectrique, car les coûts actualisés sont de 2,03 milliards \$.

13.2. Cas 2 : Prix du gaz naturel estimé par un MBG et coût de l'électricité par un MRM

Sous ces hypothèses, le prix du gaz naturel n'est pas limité dans sa croissance, par conséquent, les coûts d'exploitation de la centrale thermique du Suroît ne convergent pas vers une valeur moyenne du coût, mais il pourrait tendre vers l'infini si la vie utile de la centrale était d'une période suffisamment longue. De l'autre côté, le coût de l'électricité converge vers une valeur moyenne de longue période, ce qui limite la valeur résiduelle de la centrale hydroélectrique. Une fois la simulation effectuée, nous sommes en mesure de confirmer que

le choix optimal ne change toujours pas, et que la centrale SM-3 est l'option à privilégier pour maximiser l'utilité de la société québécoise, car la VAMC pour la centrale SM-3 est de 1,57 milliards \$, alors que pour la centrale du Suroît, cette valeur est de 4,07 milliards \$.

13.3. Cas 3 : Prix du gaz naturel et coût de l'électricité estimés par un MRM

En limitant la croissance des coûts d'exploitation de la centrale du suroît et la valeur résiduelle de la centrale SM-3, on confirme une fois de plus l'optimalité du choix de la centrale hydroélectrique. En effet, les coûts actualisés sont de 5,89 milliards \$ pour la centrale du Suroît, alors qu'ils sont de 1,57 milliards \$ pour la centrale SM-3.

Tableau 4 : Types de processus et valeurs actualisées de Monte Carlo

Types de processus stochastiques		Centrales	
Prix du gaz naturel	Coûts de l'électricité	Suroît	Sainte-Marguerite 3
MBG	MBG	413,85	2,01*
MRM	MBG	493,57	2,01*
MBG	MRM	413,85	1,57*
MRM	MRM	493,57	1,57*

Source : Études d'impact environnemental et généré par Matlab 6.0

*Choix optimal

Le tableau 4 résume les valeurs de VAMC et montre que le choix est robuste à ces variations, peu importe le choix du processus utilisé pour simuler les valeurs du prix du gaz et du coût de l'électricité.

13.4. Cas 4 : Variation des paramètres de l'écart type

Maintenant, nous répèterons cet exercice en faisant varier l'écart type des processus. Ce faisant, la trajectoire générée à chaque réalisation du processus sera plus diffuse si nous faisons accroître le paramètre σ , tandis qu'elle le sera moins si nous réduisons l'écart type. Puisque la valeur de l'écart type influence la trajectoire du processus stochastique, il serait important de voir le comportement de ce processus lorsque ce paramètre varie. De plus, l'échantillon à partir duquel l'écart type du coût de l'électricité a été calculé étant petit, la valeur estimée n'est pas des plus précises. En effet, pour que la variance d'un échantillon

tende vers la valeur de la variance de la population, il faut que la taille de l'échantillon soit suffisamment grande. Plus la taille de l'échantillon approche celle de la population, plus la valeur estimée de la variance approchera celle de la population. Bref, l'écart type du coût de l'électricité n'étant pas très précis, la valeur estimée peut être éloignée de la valeur dans la population.

Ainsi, nous verrons à varier ce paramètre à la hausse et à la baisse afin observer le comportement du choix optimal. Premièrement, nous ferons varier l'écart type dans les processus du coût de l'électricité (σ_e est l'écart type du coût de l'électricité et σ_g est l'écart type du prix du gaz). Par la suite, nous exécuterons la même opération dans les processus simulant le prix du gaz naturel. Les valeurs utilisées lors de cette analyse de sensibilité sont choisies de façon tout à fait arbitraire. Les résultats seront présentés dans les tableaux suivants.

Tableau 5 : Résultats (en milliards \$ 04) avec $\sigma_e = 6$

Types de processus stochastiques		Centrales	
Prix du gaz naturel	Coûts de l'électricité	Suroît	Sainte-Marguerite 3
MBG	MBG	4,70	2,01*
MRM	MBG	5,90	2,01*
MBG	MRM	4,70	1,57*
MRM	MRM	5,90	1,57*

Source : Études d'impact environnemental et généré par Matlab 6.0

*Choix optimal

Tableau 6 : Résultats (en milliards \$ 04) avec $\sigma_e = 3$

Types de processus stochastiques		Centrales	
Prix du gaz naturel	Coûts de l'électricité	Suroît	Sainte-Marguerite 3
MBG	MBG	4,70	2,01*
MRM	MBG	5,88	2,01*
MBG	MRM	4,70	1,57*
MRM	MRM	5,88	1,57*

Source : Études d'impact environnemental et généré par Matlab 6.0

*Choix optimal

Tableau 7 : Résultats (en milliards \$ 04) avec $\sigma_g = 0,08$

Types de processus stochastiques		Centrales	
Prix du gaz naturel	Coûts de l'électricité	Suroît	Sainte-Marguerite 3
MBG	MBG	4,70	2.01*
MRM	MBG	5,90	2.01*
MBG	MRM	4,70	1.57*
MRM	MRM	5,90	1.57*

Source : Études d'impact environnemental et généré par Matlab 6.0

*Choix optimal

Tableau 8 : Résultats (en milliards \$ 04) avec $\sigma_g = 0,04$

Types de processus stochastiques		Centrales	
Prix du gaz naturel	Coûts de l'électricité	Suroît	Sainte-Marguerite 3
MBG	MBG	4,70	2.01*
MRM	MBG	5,90	2.01*
MBG	MRM	4,70	1.57*
MRM	MRM	5,90	1.57*

Source : Études d'impact environnemental et généré par Matlab 6.0

*Choix optimal

Après avoir fait varier les écarts types du prix du gaz et du coût de l'électricité, on peut faire ressortir que le choix d'abandonner le projet de construire une centrale thermique alimentée au gaz naturel pour la production de 6,5 TWh est robuste.

13.5. Cas 5 : Variation des estimés des externalités

Comme nous avons observé que le choix du processus n'influence pas la décision d'investissement, nous ne ferons varier les valeurs des externalités que dans le cas initial, où les coûts du gaz naturel et de l'électricité sont estimés à partir d'un MBG. Avec les valeurs minimales, les externalités engendrées par la centrale du Suroît sont de 948 361,51 \$ 04, tandis qu'avec les valeurs maximales, elles étaient de 4 442 252,22 \$ 04. En remplaçant les valeurs estimées des externalités, nous observons que le choix de la centrale du Suroît n'est toujours pas optimal. La valeur actualisée de Monte Carlo pour le projet de centrale thermique est de 4,66 milliards \$ 04, comparativement à une valeur de 2,01 milliards \$ 04 pour une centrale hydroélectrique. Bref, le choix de construire une centrale hydroélectrique est optimal,

peu importe la valeur utilisée pour estimer les dommages causés à l'environnement par une centrale à cycle combiné comme celle du Suroît.

14. Conclusion

Après l'analyse par minimisation des coûts économiques, nous sommes en mesure d'affirmer que l'option de construire un barrage hydroélectrique plutôt qu'une centrale thermique à cycle combiné alimentée au gaz naturel est plus efficace pour la société québécoise. Ce choix est robuste à la modification des estimateurs de variance, au choix du processus stochastique, ainsi qu'à l'estimation des externalités. Lors de l'analyse de sensibilité, nous avons fait varier ces paramètres et hypothèses, et le choix optimal est toujours demeuré la construction d'une centrale hydroélectrique plutôt qu'une centrale thermique, et ce, même si l'on doit acheter de l'électricité pour éviter une pénurie d'énergie due à la période de construction plus longue.

Par contre, le résultat dépend en grande partie de la façon d'évaluer les externalités. Par exemple, si on trouve une méthode plus exacte que l'évaluation par la population locale des effets du mercure sur le mode de vie, la modification de leurs habitudes de vie pour ne pas développer des maladies dues à une trop forte exposition ou pour évaluer les méfaits du mercure sur un écosystème donné, le résultat pourrait en être affecté. De plus, l'estimation des dommages à l'environnement dus aux émanations de divers polluants par une centrale thermique peuvent changer si d'autres recherches trouvent des valeurs différentes pour évaluer les effets sur l'environnement.

Pour le moment, la construction d'une centrale hydroélectrique est la solution la plus efficace pour la production de 6,5 TWh annuellement, étant donné qu'elle est la solution qui engendre le moins de coûts pour la société québécoise.

Annexe 1 : Écart type du prix du gaz naturel

$$\text{Var}(x) = \sum_{t=1}^T (X_t - \bar{X})^2 = 0,004099266$$

$$\sigma_x = \sqrt{\text{var}(x)} = \sqrt{0,004099266} = 0,064025507$$

Tableau 9 : Prix du gaz naturel

Source : Cansim série D344420

Années	Prix du gaz \$ 04
1980	0,29399014
1981	0,31264157
1982	0,31688306
1983	0,32229005
1984	0,30461796
1985	0,28886181
1986	0,27026734
1987	0,2405992
1988	0,22209658
1989	0,1862548
1990	0,17943353
1991	0,17161546
1992	0,17193458
1993	0,16861716
1994	0,18566461
1995	0,16474984
1996	0,16215691
1997	0,16980811
1998	0,17291947
1999	0,18933532
2000	0,22006766
2001	0,29192996
2002	0,27345552
2003	0,34107769
2004	0,32804

Annexe 2 : Stationnarité de la série sur la pluviométrie

AR(1)

$$y_t = c + \phi y_{t-1} + \varepsilon_t$$

$$\hat{y}_t = 1129.24 - 0.13y_{t-1}$$

Test de Dickey-Fuller

$$y_t = \rho y_{t-1} + \varepsilon_t$$

H_0 : $\rho = 1$ Stationnaire

H_a : $\rho < 1$ Non stationnaire

$$\hat{y}_t = 0.981771 y_{t-1}$$

[0.0343274]

La statistique de DF = 28.60

On ne rejette pas H_0 , car 28,60 est supérieur à $-2,86^{14}$. Donc, la série est stationnaire.

Tableau 10 : Précipitations annuelles de 1965 à 1999

Années	Précipitations (mm)	Années	Précipitations (mm)
1965	946,6	1983	1239,6
1966	1092,9	1984	831,9
1967	880,3	1985	815,8
1968	854,8	1986	1051,2
1969	1029,4	1987	773
1970	908,4	1988	1041,2
1971	870,5	1989	745,5
1972	988,4	1990	1006,4
1973	1243,2	1991	940
1974	1020,3	1992	1142,6
1975	825,2	1993	1111,7
1976	1177,7	1994	1014,2
1977	1145,6	1995	943
1978	888,4	1996	1182,9
1979	1150,4	1997	894,4
1980	1090	1998	971,9
1981	1161,9	1999	1006,2
1982	990,9		

Source : *Environnement Canada*

¹⁴ Wooldridge, Jeffret M., *Introductory Econometrics: A Modern Approach*, South-Western College Publishing, 2002, p.580

Bibliographie

AYRES, Matt and al., *Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario*, août 2004, p.31

KLEIN, Manfred, *Environmental externalities for sustainable energy*, Banff, Alberta, 1997

MARTIN, Fernand, *Évaluation des projets publics*, Guide pour la lecture des ouvrages principaux, Cours ECN6873, Département des sciences économiques, Université de Montréal, 2003

Hydro-Québec, Aménagement hydroélectrique Sainte-Marguerite 3, Montréal, Québec, p. 197

Hydro-Québec, Centrale à cycle combine du Suroît, Étude d'impact sur l'environnement, vol.1 rapport principal, Montréal, Québec, p.2-1

Hydro-Québec, Profil financier 2003-2008, Montréal, p.4

Secrétariat aux affaires autochtones, Entente concernant une nouvelle relation entre le Gouvernement du Québec et les Cris du Québec, Québec, 2002, p.30

Environnement Canada, Baie-Comeau A, données mensuelles (page consulté le 11 novembre 2004), [En ligne] :

http://www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca/climateData/monthlydata_f.html

Environnement Québec, (page consulté le 3 décembre 2004), [En ligne] :

<http://www.menv.gouv.qc.ca/eau/regions/region10/10-nord-du-qc.htm>

Hydro-Québec, États financiers consolidés, (page consulté le 18 novembre 2004), [En ligne] :

http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/2003/pdf/etats_financiers.xls

Secrétariat du *Conseil du Trésor du Canada*, Guide de l'analyse avantages, (page consulté le 16 novembre 2004), [En ligne] :

http://www.tbs-sct.gc.ca/fin/sigs/revolving_funds/bcag/bca2_f.asp