

**Désagrégation du secteur de la production de l'électricité
dans les tableaux Entrées-Sorties
Illustration avec l'économie canadienne**

Mémoire présenté par

Eugène Murenzi
(1375942)

Au Département de science économique
de l'Université d'Ottawa
Pour l'obtention du diplôme de Maîtrise

Directeur de mémoire : Professeur Yazid Dissou

ECO 7997

Ottawa, Ontario

Août 2008

Sommaire

1. INTRODUCTION	5
2. REVUE DE LA LITTÉRATURE	8
2.1 Modèle CIMS	9
2.1.1 L'estimation de paramètres dans un modèle CIMS	12
2.1.2 Changement technologique endogène dans un modèle hybride	13
2.2 Modèle MARKAL	13
2.2.1 La structure générale du modèle MARKAL et les principaux membres de la famille MARKAL	14
2.2.2 Endogénéisation du progrès technologique dans le modèle MARKAL	15
2.2.3 La version stochastique dans le modèle MARKAL	16
2.3 ENERGY 2020	17
2.3.1 Structure du modèle d'analyse E2020	18
2.3.2 Modélisation de la demande de l'énergie dans E2020	18
2.3.3 Modélisation de l'offre de l'énergie dans E2020	19
2.4 Désagrégation du secteur de l'électricité aux ÉU approche développée par Ian Sue Wing (2008)	20
2.4.1 Modèle du secteur de la production de l'électricité aux Etats-Unis	20
2.4.2 Détails de type bottom up	21
3. MÉTHODOLOGIE	24
3.1 La structure de production 'top down'	25
3.2 Les détails 'bottom up'	27

4. DONNÉES	30
4.1 Tableau Entrée-Sortie du Canada pour l'année 2004 (E_S Canada 2004)	31
4.2 Production de l'électricité par technologie	31
4.3 Caractéristiques ' <i>bottom up</i> ' des technologies de la production de l'électricité	32
5. RÉSULTATS ET DISCUSSION	37
6. CONCLUSION	39
7. BIBLIOGRAPHIE	42
8. ANNEXES	46

RÉSUMÉ

Les simulations des politiques énergétiques et environnementales basées sur les modèles hybrides se sont avérées beaucoup plus crédibles comparativement aux modèles de type *top down* et aux modèles de type '*bottom up*'. Or, la construction de tels modèles se heurte au grand défi de pouvoir concilier les données qui proviennent des sources multiples. L'objectif de ce papier est de désagréger le secteur de l'électricité pour faciliter la construction d'un modèle hybride dans le contexte canadien. Cette étude montre comment on peut y arriver en utilisant une approche de minimisation dite "méthode RAS". Partant de l'information figurant dans le tableau Entrée-Sortie du Canada pour 2004 et de l'information sur les technologies de production fournies par les ingénieurs, cette méthode permet d'obtenir l'allocation des inputs qui satisfait à la fois les caractéristiques technologiques et les agrégats macroéconomiques du secteur de la production de l'électricité.

1. INTRODUCTION

L'objectif de ce papier est de désagréger le secteur de l'électricité, une composante du secteur énergétique, pour permettre aux modèles d'analyse énergétique d'être capables d'appréhender l'information détaillée sur les différentes technologies utilisées dans la production de l'électricité. Ce faisant, le travail consiste à désagréger le secteur de l'électricité sur les données disponibles dans le tableau Entrée-Sortie du Canada pour l'année 2004 (E_S Canada 2004).

En effet, pour diverses raisons dont celle de la confidentialité, Statistique Canada ne rend pas publiques les données sur les différentes technologies utilisées dans la production de l'électricité. Afin d'évaluer quantitativement les impacts économiques induits par les politiques énergétiques, les analystes utilisent deux approches qui sont largement répandues. Il s'agit d'une part, les modèles de type '*top down*' et d'autre part ceux de type '*bottom up*'¹. Les modèles de type '*top down*' sont reconnus pour leur capacité à capter les effets macroéconomiques des politiques énergétiques comme la taxe sur l'énergie et des politiques liées à la protection de l'environnement comme la taxe sur les émissions des gaz à effet de sel ou l'introduction d'un système des permis d'émission échangeables. Cependant, ces modèles sont souvent critiqués par les experts en matière à cause de leur manque de l'information détaillée sur les caractéristiques des différentes technologies utilisées dans la production de l'électricité (Sue Wing, 2008). En particulier, les modèles d'équilibre général restent muets lorsqu'il s'agit de répondre aux questions spécifiques qui ciblent la performance d'une technologie particulière de génération de l'électricité. Par exemple, les questions relatives à l'organisation du système de compensation pour certains agents économiques défavorisés par une politique énergétique. Ils font une représentation limitée du système énergétique parce qu'ils manquent de l'information détaillée, sur les technologies, qui pourrait être pertinente pour une analyse adéquate des politiques énergétiques. En outre, Boehring et al. (2008) précise que ces modèles peuvent ne pas être capables de saisir certains principes fondamentaux physiques comme la conservation de l'énergie.

En fait, les modèles standards d'équilibre général sont capables de fournir une représentation agrégée de la production de l'électricité par supposition des fonctions de

¹ Voir Boehring et Rutherford (2008).

production continues qui capturent les possibilités de substitution entre les différents inputs par le truchement des élasticités de substitution. La plupart de ces modèles utilisent les formes fonctionnelles simples comme les fonctions à élasticité de substitution constante (CES). Ces dernières nécessitent moins de recours aux données estimées et garantissent la régularité dans la forme fonctionnelle mais réduisent, en même temps, le champ sur lequel les données empiriques sur le caractère de substitution peuvent être incorporées dans le modèle. Les modèles d'approche dite '*top down*' sont souvent utilisés pour répondre aux questions relatives à l'introduction d'une taxe sur l'énergie, aux effets de différents scénarios économiques sur l'environnement et l'énergie, aux conséquences macroéconomiques des changements du système énergétique ainsi que les effets sur l'équilibre général².

Les modèles d'analyse de type '*bottom up*' décrivent une représentation d'équilibre partiel du secteur énergétique. À cet égard, ils sont capables de saisir les effets d'une politique énergétique sur le système énergétique. Par exemple, l'approche '*bottom up*' permet d'observer les possibilités de substitution au niveau des inputs utilisés, l'efficacité énergétique (progrès technologique, réduction des émissions) et les économies d'énergie (Boehring et al., 2008). À l'opposé des modèles de type '*top down*', l'approche '*bottom up*' ignore l'impact macroéconomique des politiques énergétiques. Par conséquent, elle ne considère pas l'interaction entre le système énergétique et le reste de l'économie.

Les modèles d'analyse de type '*bottom up*' peuvent être formulés soit comme étant des modèles d'optimisation (le modèle MARKAL), soit comme étant des modèles de simulation (le modèle CIMS). Dans le premier cas, tel que le soutient Boehring et al. (2008), ils se donnent comme objectif de trouver la façon la moins dispendieuse de combiner les différentes technologies de la production de l'énergie pour satisfaire la demande finale en énergie et en services énergétiques tout en respectant les contraintes technologiques et la restriction imposée par une politique énergétique. Les modèles d'analyse '*bottom up*' sont souvent utilisés pour examiner les problèmes liés à la restructuration du secteur énergétique, à la réglementation et à la planification de l'industrie énergétique, à l'établissement des règles standards régissant les équipements électriques pour les ménages (Jacobsen, 1998). Vu l'importance de comprendre l'impact des politiques énergétiques sur l'économie agrégée, l'approche '*bottom up*' ne fournit pas un outil d'analyse fiable puisqu'il ne permet pas de

² Voir Jacobsen H. K., (1998).

saisir l'interaction qui existe entre le système énergétique et le reste de l'économie.

Des études récentes (Barker et al., 1995) et vieilles (Hoffman et al., 1977) soulignent la nécessité d'intégrer les deux approches soutenant que celles-ci sont plus complémentaires que substituables. Par contre, d'autres auteurs appuient l'idée selon laquelle les deux modèles sont incompatibles étant donné qu'ils sont développés avec différents objectifs et élaborés pour analyser et traiter les questions différentes. Selon Hourcade et Robinson (1996), les différentes approches mènent toujours aux propriétés différentes et aux résultats qui divergent en ce qui concerne les coûts liés aux politiques de réduction des émissions. Les mêmes auteurs affirment que les deux modèles, '*top down*' et '*bottom up*', peuvent être optimistes ou pessimistes sur le coût de réduction des émissions. En effet, les modèles '*bottom up*' tendent à être optimistes sur le coût des technologies alors que les modèles '*top down*' en prédisent des résultats plutôt négatifs. D'autre part, les modèles *top down* peuvent prédire des résultats optimistes sur l'existence de l'hypothèse de double dividende³. Dans la situation éventuelle, ils produisent des coûts négatifs et deviennent même plus optimistes que les modèles '*bottom up*'.

Tel que le précise Hourcade et al. (2006), les faiblesses et les avantages de chacun des modèles '*top down*' et '*bottom up*' d'une part et, l'incohérence de leurs résultats d'autre part, soulignent la nécessité et l'importance de recourir aux modèles qui combinent à la fois l'information explicite sur la technologie donnée par l'approche '*bottom up*' et la représentation agrégée, multisectorielle de l'économie fournie par l'approche *top down*. Cette combinaison aboutit à la construction des modèles intégrés de type hybrides. Ces derniers, selon Boehring et al. (2008), peuvent être obtenus selon 3 approches.

La première approche consiste à développer indépendamment chaque modèle ('*top down*' et '*bottom up*') et établir une liaison entre les deux. Cette méthode a été utilisée depuis les années 70's mais elle comporte d'incohérence associée au manque de consistance au niveau des hypothèses faites sur les comportements et le concept de comptabilité sur les modèles légèrement liés. La deuxième approche consiste à présenter une forme exhaustive de l'un des deux, soit le modèle '*bottom up*' ou le modèle *top down*, et utiliser la forme réduite de l'autre. Les modèles ETA-Macro (Manne, 1977) et MERGE (Manne et al., 2006)

³ L'hypothèse de double dividende prévoit taxer le carbone et utiliser les revenus qui en découlent pour baisser les taxes distortionnaires préexistantes dans l'économie peut augmenter le bien être social des citoyens.

sont conçus selon cette approche. La troisième approche consiste à la construction d'un modèle complètement intégré grâce au développement des algorithmes à la solution des problèmes de complémentarité mixte dans les années 90's ((Dirkse et Ferris, 1995) et (Rutherford, 1995)). Il faut dire que l'approche dite de "principes d'intégrabilité mixte" est de loin plus préférée par rapport aux deux autres.

Dans le contexte de l'énergie électrique, cet exercice consiste à la construction d'une nouvelle génération des modèles d'équilibre général, modèles hybrides, qui combinent à la fois l'approche '*bottom up*' pour le secteur de l'électricité et l'approche '*top down*' pour les autres secteurs de l'économie. Le modèle hybride, comme l'affirme Boehring et al. (1998), rend plus crédibles les simulations réalisées à l'aide des modèles basés sur les vraies technologies plutôt que ceux basés sur des élasticités estimés. En plus, ce type de modèle peut être particulièrement intéressant lorsque les données sur les estimés des élasticités de substitution (et de transformation) ne sont pas disponibles pour certaines industries à cause de la distorsion des marchés plus complexes. Enfin, le modèle hybride permet d'incorporer le progrès technologique basé sur la technologie explicite future au lieu de se contenter de l'utilisation des estimés sur le paramètre d'efficacité.

Le défi pour construire le modèle hybride est de réconcilier les données qui proviennent des sources différentes. D'une part, il y a l'information détaillée sur les technologies, existantes et émergentes, de la production de l'électricité fournie par les ingénieurs. D'autre part, il y a l'information agrégée sur l'industrie de l'électricité disponible dans le tableau E_S Canada 2004. Plus précisément, le travail de désagrégation du secteur de l'électricité consiste à allouer les coûts des inputs de production de l'électricité parmi les différentes technologies de génération qui forment le secteur de l'électricité d'une manière qui respecte à la fois les coefficients des coûts des inputs estimés par les ingénieurs et les conditions de profit zéro et d'épuration des marchés des facteurs de production qui caractérisent la structure macroéconomique de la production de l'électricité.

Ce papier développe une procédure, simple et transparente, qui permet de résoudre ce problème en faisant recours à la méthode de minimisation sous contraintes, dite méthode RAS, développée par Leontief (1951), Stones (1961) et Bacharach(1970). Il contribue énormément au travail des économistes, des modélisateurs et des ingénieurs en accélérant le processus de réconciliation de données de type '*bottom up*' et '*top down*' du secteur

énergétique et, par ricochet, facilite la construction des modèles hybrides. En outre, il fournit un outil efficace de comparaison des structures des coûts de production dans le secteur de l'énergie pour des régimes qui diffèrent significativement en prix relatifs.

Le reste du travail est organisé de la façon suivante. La deuxième partie passe en revue certains modèles populaires utilisés au Canada dans le cadre d'analyse des politiques énergétiques et environnementales. On parlera entre autres, des modèles CIMS, MARKAL, E2020 et l'approche développée par Sue Wing (2008) pour désagréger le secteur de l'électricité aux États-Unis. La troisième partie présente la structure '*top down*' du secteur de l'électricité, montre l'information des ingénieurs, qui dans le monde parfait, devrait être cohérente avec les données macroéconomiques et développe une procédure pour établir la cohérence entre les deux. La quatrième partie donne une description des données du secteur de l'électricité au Canada et aux États-Unis ainsi que les calculs économiques et des ingénieurs nécessaires pour traduire cette information dans un format idéal pour la réconciliation. Les résultats sont analysés et discutés dans la cinquième partie. La dernière partie conclut en discutant brièvement l'importance de la méthodologie de construction des modèles d'équilibre général calculables avec les détails sur les technologies.

2. REVUE DE LA LITTÉRATURE

Cette section passe en revue quelques modèles fréquemment utilisés au Canada et ailleurs dans le monde pour analyser les politiques énergétiques et environnementales. Dans sa première partie, on va parler du modèle CIMS, modèle de type '*bottom up*' dans lequel on a intégré certaines caractéristiques de nature macroéconomiques. Ensuite, on va jeter un coup d'œil sur le modèle MARKAL, modèle d'une réputation internationale utilisé dans plus de 40 pays et 80 institutions internationales. La troisième partie de cette section fait un regard sur le modèle '*ENERGY2020*', modèle très flexible qui peut inclure autant de régions géopolitiques que l'utilisateur en souhaite et dans lequel on peut incorporer plusieurs éléments qui viennent d'autres modèles grâce à sa structure de caractère modulaire. La dernière partie de cette section présente une illustration américaine de la désagrégation du secteur de l'électricité, une approche développée par l'auteur Ian Sue Wing (2008).

2.1 Modèle CIMS

Vu l'incapacité des modèles '*top down*' et '*bottom up*' à répondre individuellement

aux inquiétudes des décideurs politiques en matière de l'énergie, les efforts ont été concentrés à la recherche des modèles qui sont capables de combiner les caractéristiques de deux approches. En pratique, tel que le mentionne Rivers et al. (2006), il y a deux façons de former un modèle hybride par l'entremise des approches '*top down*' et '*bottom up*'. La première méthode consiste à incorporer l'information détaillée sur les technologies dans un format '*top down*' (Bohringer, 1998; Jacobsen, 1998; Koopmans et te Veldes, 2001; Frei et al. 2003). La deuxième approche consiste à incorporer les caractéristiques macroéconomiques dans un format '*bottom up*' (Jaccard et al. 1996; Sanstad et al. 2001; Morris et al. 2002). Selon Rivers et al. (2006), le modèle CIMS est un modèle intégré qui s'inspire de la deuxième approche. En effet, le modèle CIMS est avant tout un modèle '*bottom up*' dans lequel on inclut certaines caractéristiques de types macroéconomiques et des paramètres, estimés empiriquement, sur le comportement des agents pour représenter comment ces derniers prennent leur décision en termes de choix sur les technologies.

Afin de pouvoir simuler le comportement des consommateurs et des entreprises sur leur choix de technologies, le modèle CIMS utilise les données observées sur les marchés et l'information recueillie par moyen d'une enquête pour estimer à la fois les coûts à caractère financier et ceux de nature non financière. En outre, CIMS étant un modèle qui endogénise le changement technologique, il peut simuler l'évolution du stock de capital au cours du temps en tenant compte de sa dépréciation, du stock non déprécié et des nouvelles acquisitions réalisées, en séquences, par les consommateurs et les entreprises (Jaccard et al., 2003). À chaque période du temps, il y a le stock de capital qui se déprécie en fonction de l'âge. Cela crée l'augmentation ou la diminution de la demande du stock de capital selon la prévision initiale (exogène) sur la production de l'économie. Il s'en suit un ajustement entre l'offre et la demande de l'énergie ainsi que l'équilibre macroéconomique entre le secteur énergétique et le reste de l'économie. Le modèle utilise une méthode de simulation dite "méthode de convergence itérative" pour trouver le prix d'équilibre entre l'offre et la demande dans le secteur énergétique. La même approche itérative est appliquée pour obtenir l'équilibre sur le marché des biens et services.

En plus, Rivers et al. (2006) témoigne que le modèle CIMS est capable de simuler la compétition, parmi les différentes technologies, à chaque nœud qui forme la demande des services en énergie. Pour ce faire, le modèle compare les différents coûts de leur cycle de

vie tout en considérant les variables de contrôle associées à certaines technologies. Par exemple, on peut imposer une limite au maximum de part de marché qu'une technologie - soumise à une contrainte physique, technique ou une réglementation - peut avoir dans le but de l'empêcher à s'accaparer de tout le marché. La formule suivante montre comment CIMS attribue les parts de marché aux (k) technologies en compétition pour offrir le même service à un nœud quelconque de la demande finale de l'énergie (Rivers et al., 2006). Par exemple, le nœud peut être l'éclairage résidentielle et les différentes technologies en compétition peuvent être l'éclairage à incandescence, à fluorescent, poules à lumière halogène, etc.

$$MS_j = \frac{[CC_j * (r / (1 - (1+r)^{-nj}) + MC_j + EC_j + i_j)]^{-v}}{\sum_{k=1}^k \{ [CC_k * (r / (1 - (1+r)^{-nk}) + MC_k + EC_k + i_k)]^{-v} \}} \quad (2.1)$$

Où MS_j est la part de marché de la technologie j ; CC_j est son coût de capital, MC_j est son coût opérationnel et maintenance, (nj) est sa durée de vie moyenne, EC_j est son coût en énergie qui dépend à la fois du prix de l'énergie et de la consommation de l'énergie par unité d'output de service énergétique (produire une tonne d'aluminium, chauffer 1 mètre-carré de résidence, transporter un passager sur une distance d'un kilomètre,...).

Le paramètre (r) représente la moyenne pondérée de la préférence du temps pour la demande de service énergétique spécifique. Ce paramètre est le même pour toutes les technologies en compétition mais diffère selon les services. Le paramètre (i_j) représente tous les autres coûts et bénéfices que les consommateurs et les firmes perçoivent, en dehors des coûts financiers, pour la technologie (j) par rapport aux autres technologies (k) à un nœud de service énergétique donné. On peut penser, par exemple, à la technologie de transport consistant à offrir le transport public versus le transport avec véhicules à places individuels. Les données empiriques montrent que certains passagers attribuent les coûts non financiers au transport public pour refléter son faible niveau de praticabilité, peu de confort, statu social, etc. À l'aide du modèle CIMS, tel que le confirme Rivers et al. (2006), on reconnaît l'existence des coûts de cette nature plutôt méconnus par l'approche traditionnelle 'bottom up'. Le dernier paramètre qui fait parti de l'équation (2.1) est le paramètre (v) qui représente l'hétérogénéité dans le marché. Ce paramètre détermine la forme de la fonction qui alloue le part de marché à la technologie (j). Une grande valeur du paramètre (v) signifie que la technologie à faible coût s'approprie du grand part de marché. Dans ce cas le marché est dit

homogène. Par contre, une petite valeur de (v) signifie que les parts de marché de différentes technologies sont relativement semblables bien que leurs coûts de cycle de vie se diffèrent significativement. Dans ce cas on parle de marché hétérogène. Le modèle traditionnel de type ‘*bottom up*’ peut avoir un (v) égale à l’infini (avec $i = 0$), ce qui suppose qu’une technologie à faible coût (de nature financière) s’approprie de la totalité de tout le marché, un marché complètement homogène. Ceci n’est pas toujours vrai pour la plupart des marchés.

2.1.1 L’estimation des paramètres dans le modèle CIMS

Le modèle CIMS utilise l’information empirique pour faire une représentation réelle du comportement des consommateurs sur leur choix entre les différentes technologies. L’objectif est d’estimer les paramètres (i , v , r) dans l’équation (2.1) à partir du comportement observé sur le marché ou en se basant sur des enquêtes menées auprès des consommateurs concernant leur choix dans des circonstances particulières.

Pendant plusieurs années, selon Rivers et al. (2006), les valeurs estimées de ces paramètres se basaient sur les études empiriques faites sur les choix historiques. Malheureusement, ce genre d’étude n’est capable que de produire l’information sur les préférences révélées. Or, les nouvelles technologies ou les technologies émergentes peuvent être associées aux choix qui sont, substantiellement, différents de ceux réalisés dans le passé. En plus, les situations du passé peuvent mal représenter les variations de prix de l’énergie ou d’autres variables qui correspondent au politique énergétique que les décideurs politiques souhaitent explorer. Toute l’incertitude qui pèse sur l’information basée sur les préférences révélées souligne la nécessité de recourir aux études basées sur les préférences déclarées⁴ pour produire des estimés des paramètres qui répondent bien aux attentes des décideurs politiques. La méthode d’enquête ou d’analyse dite de ‘‘choix discret’’ est communément utilisée pour évaluer les préférences des consommateurs et des entreprises (Rivers et al., 2006). L’information recueillie au cours de ces enquêtes est utilisée pour estimer les paramètres (i , v , r) du modèle CIMS. Cela donne lieu à une représentation empirique des choix hypothétiques des consommateurs dans le modèle hybride. Cependant, il serait erroné

⁴ Les études au cours desquelles les firmes et les consommateurs se prononcent sur leurs choix hypothétiques entre les technologies existantes et les technologies émergentes.

de croire qu'on peut prédire avec certitude les choix pour les technologies à venir. En effet, la méthode d'enquête basée sur les choix discrets pour modéliser le choix des technologies récentes comporte l'incertitude habituelle liée au problème de biais hypothétique dans les résultats de l'enquête. De tels biais peuvent provenir, entre autres, aux difficultés de tracer un portrait complet et exact de tous les choix du monde réel dans une simple enquête de choix discret ou d'une mauvaise description des caractéristiques essentielles associées à une nouvelle technologie comme les automobiles à hydrogène. Ceci dit, la méthode de choix discret présente moins d'incertitudes aux yeux des décideurs politiques comparativement à d'autres méthodes déjà existantes.

2.1.2 Changement technologique endogène dans un modèle hybride

Dans les modèles hybrides, incluant CIMS, et les modèles '*bottom up*', la diffusion des technologies est endogène au modèle. Les vieilles technologies disparaissent selon leur cycle de vie et la conjoncture économique. Elles sont remplacées par les nouvelles technologies qui sont perpétuellement en compétition basée sur les prix, et spécifiquement dans le modèle CIMS, sur les préférences des consommateurs et des firmes. En outre, CIMS est capable de modéliser le comportement "apprendre par expérience" des entreprises par lequel ces dernières réduisent leur coût financier associé à une technologie spécifique au fur et à mesure que l'expérience au niveau de la production s'accumule. La représentation du comportement "apprendre par expérience" dans CIMS utilise les paramètres construits à l'aide des études empiriques menées à l'échelle internationale (McDonald et Schrattenholzer, 2001).

2.2 Modèle MARKAL

Le modèle MARKAL (MARK et Allocation) est un modèle dynamique de type '*bottom up*', développé par ETSAP⁵ de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE). Initialement, le modèle MARKAL fut conçu comme étant un modèle linéaire. Pour cela, il utilise une application de programmation linéaire afin d'évaluer les systèmes énergétiques. Au fil du temps, comme le mentionne Seebregts et al. (n.d.), le modèle a évolué pour adopter une formulation de programmation non linéaire lui permettra de combiner le modèle

⁵ ETSAP : Acronyme anglais pour 'Energy Technology Systems Analysis Program'.

technologique de type ‘*bottom up*’ et le modèle macroéconomique simple de type ‘*top down*’. Plus récemment, la famille MARKAL (famille de modèles, voir annexe : tableau 10) a été élargie pour inclure des modèles beaucoup plus puissants capables d’aller au delà du modèle original de MARKAL. Il s’agit, notamment, des modèles qui sont en mesure de modéliser le flux d’inputs non énergétiques, de modéliser le changement technologique endogène en utilisant les techniques MIP⁶, de fournir une représentation multirégionale (NLP/LP)⁷, d’utiliser l’approche de programmation stochastique (PS) pour traiter la question liée à l’incertitude qui pèse sur le future (Seebregts et al., n.d.).

Le modèle MARKAL fournit aux décideurs politiques et aux planificateurs, des secteurs publique et privé, de l’information détaillée sur les différentes technologies de la consommation et de la production de l’énergie. Il leur donne une occasion unique de comprendre les mécanismes de transmission entre le secteur énergétique et la macroéconomie. La famille MARKAL profite aussi de sa flexibilité pour s’adapter dans plusieurs contextes de scénarios. En effet, les membres de la famille MARKAL sont capables de simuler toute une possibilité de scénarios différents. En outre, « son utilisation dans plus de 40 pays et 80 institutions, incluant les économies développées, en transition et en développement » affirme Seebregts et al. (n.d.), témoigne de sa célébrité à l’échelle internationale.

2.2.1 La structure générale du modèle MARKAL et les principaux membres de la famille MARKAL

À l’instar des modèles d’analyse des politiques énergétiques, le modèle MARKAL interconnecte la conversion et la consommation de l’énergie (Seebregts et al., n.d.). Ce réseau d’utilisateurs de l’énergie inclue à la fois les secteurs d’extraction minière et pétrolière, les secteurs de conversion et de traitement (les firmes de génération et de raffinage, ...) ainsi que la demande finale en services énergétiques (comme l’activité d’éclairage et de chauffage résidentielle, le transport automobile, ...). Cette dernière peut être éclatée en différentes catégories (demande résidentielle, manufacturière, commerciale,

⁶ MIP : Acronyme anglais pour ‘Mixed Integer Programming’.

⁷ NLP: Acronyme anglais pour ‘Non Linear Programming’.
LP : Acronyme anglais pour ‘Linear Programming’.

transport, industriel, etc.) et en activités spécifiques au niveau de chaque catégorie (les services résidentiels comme l'éclairage, le chauffage, l'air climatisé, ...).

L'approche de programme d'optimisation, tel que l'affirme Seebregts et al. (n.d.), permet d'obtenir une solution optimale, c'est à dire une solution à moindre coût sujet à une variété de contraintes. Elle choisit, entre autres, parmi les différentes technologies utilisées depuis le stade de l'exploitation de ressources énergétiques jusqu'aux phases de la conversion et de la transformation de l'énergie, celles qui s'avèrent plus efficaces en termes de coût financier. L'aperçu de la famille des modèles MARKAL est présenté dans le tableau 10 (voir annexe).

2.2.2 Endogénéisation du progrès technologique dans le modèle MARKAL

En pratique, lorsqu'on réalise une simulation de différents scénarios dans des modèles d'analyse énergétique, on suppose que les caractéristiques des différentes technologies changent avec le temps. Cela crée la confusion comme quoi les dynamiques de la technologie sont endogènes au modèle. Or, la tendance de ces dynamiques -une fonction du temps- est exogène au modèle d'analyse du système énergétique. Par conséquent, les caractéristiques technologiques ne réagissent pas aux changements de circonstances dans un horizon de temps considéré par la formulation du modèle (Seebregts et al., 1999).

Les études récentes menées avec des modèles énergétiques à petite et à grande échelle, respectivement, les modèles GENIE (Mattsson, 1997, 1998) et MESSAGE (Messner, 1997) ont montré que les formulations qui endogénéisent le progrès technologique sont faisables et peuvent mener à des révélations qu'on ne pourra jamais obtenir avec les modèles conventionnels. Seebregts et al. (1999) affirme que ces deux modèles adoptent l'approche dite de "courbe d'apprentissage". Ce concept veut dire que le coût d'investissement de la technologie (en apprentissage) diminue en fonction de l'accumulation de l'expérience. Cela reflète le fait que le coût d'une technologie quelconque peut diminuer suite à une vitesse accélérée de sa pénétration sur le marché. Le facteur d'accumulation des connaissances sur la technologie explique largement ce mécanisme d'apprendre par expérience. La courbe d'apprentissage représente non seulement l'effet cumulé de l'apprentissage par expérience et de l'apprentissage par utilisation (Dutton et Thomas, 1984; Grubler, 1998) mais aussi d'autres facteurs d'ordre technique, social, économique et environnemental.

On se rappelle que le modèle MARKAL, dans sa version originale, est un modèle de type ‘*bottom up*’ qui utilise une application de programmation linéaire. Malheureusement, le concept de ‘‘courbe d’apprentissage’’, précédemment introduit, définit une relation non linéaire entre les variables du modèle. En plus, le problème d’optimisation qui en résulte est non convexe et nécessite l’approche d’algorithmes de type NLP (Mattsson, 1997). Afin de contourner cet obstacle, on adopte l’approche MIP qui consiste à approximer la fonction objective non convexe par une méthode de linéarisation. En effet, la fonction objective non convexe est segmentée en plusieurs fonctions, chacune étant un segment linéaire, sur lesquelles les techniques de linéarisation peuvent être appliquées pour produire une solution optimale qui satisfait la propriété d’unicité.

Les premières leçons tirées de la formulation du modèle MARKAL-ETL (MARKAL avec progrès technologique endogène) proviennent du modèle simple de MARKAL pour le secteur mondial de l’électricité (Kypreos et Barreto, 1998a) et du modèle complexe de MARKAL pour l’Europe de l’Ouest (Seebregts et al., 1998). Les résultats de deux expériences indiquent que le modèle MARKAL-ETL est capable de produire une solution optimale et que les résultats diffèrent énormément lorsqu’on néglige l’inclusion des caractéristiques (ETL).

2.2.3 La version stochastique dans le modèle MARKAL

Le problème d’incertitude future qui règne à la fois sur l’impact que le changement climatique peut avoir sur la population mondiale et l’environnement ainsi que sur les mesures techno-économiques destinées à abattre les émissions des gaz à effet de serre est à la base de la nécessité d’incorporer la méthode de la programmation stochastique dans le modèle standard de MARKAL (Loulou et al., 1998). En effet, les modèles conventionnels de MARKAL permettent d’examiner, individuellement, l’incertitude future par moyen des scénarios alternatifs (une approche déterministe). Deux scénarios (ou plus) qui se contredisent, affirme Loulou et al. (1998), mènent nécessairement à différents résultats et recommandations. Or, dans le monde réel, il est pratiquement impossible d’appliquer simultanément des mesures contradictoires parce qu’on ne sait pas avec certitude lequel des scénarios envisagés surviendra dans le future. Loulou et al. (1998) soutient que l’approche stochastique clarifie cette ambiguïté en intégrant deux (ou plus) scénarios alternatifs dans un

même modèle et en recommandant des actions optimales en cas d'incertitude.

2.3 Modèle E2020

Le modèle E2020 est un modèle intégré, multirégional et multisectoriel utilisé pour simuler l'offre, la demande et le prix de différents types des fossiles énergétiques. C'est un modèle qui décrit les dynamiques dans le comportement des fournisseurs et des consommateurs de l'énergie. Il simule le flux physique et économique de tous les utilisateurs et de tous les fournisseurs de l'énergie. C'est une extension du modèle FOSSIL2/IDEAS⁸ développé pour le département de l'énergie des États-Unis.

Le modèle E2020 est très flexible, il peut inclure autant de régions géopolitiques que l'utilisateur en souhaite. La version nord américaine d'E2020 comprend 13 régions canadiennes et 5 régions américaines qui regroupent 50 états américains (pour faciliter les calculs et simplifier la structure du modèle). Elle est capable de simuler l'interaction d'environ 3500 fournisseurs de l'énergie. En dehors de la version régionale, le modèle E2020 possède aussi bien la version nationale que plusieurs versions de type '*stand-alone*'⁹.

Au Canada, tel que le précise Timilsina et al. (2005), l'approche des modèles d'analyse pour évaluer des projets nationaux associés au changement climatique a commencé avec la création d'un groupe de travail baptisé "AMG"¹⁰ en 1998. Le groupe a réalisé beaucoup d'études sur les impacts à la fois économiques et environnementaux associés à la mise en application du protocole de Kyoto au Canada. Au cours de sa phase 2 (AMG2), le groupe a utilisé deux modèles de type microéconomique (E2020 et MARKAL) pour estimer les économies, qu'on peut réaliser, en énergie et les réductions des émissions requises pour atteindre les objectifs de Kyoto. Vu que les modèles d'équilibre partiel sont incapables d'analyser les impacts économiques, au niveau multisectoriel, des politiques menées dans la lutte contre le changement climatique, le groupe "AMG" a fait recours au modèle macro (TIM), développé par Informetrica Ltd. Le modèle (TIM) utilise les résultats des modèles microéconomiques comme inputs pour simuler l'impact macroéconomique (niveau d'emploi, commerce international, produit intérieur brut, changement du bien être, etc.) des

⁸ La version originale s'appelait FOSSIL2 mais elle a été rebaptisée IDEAS pour refléter son évolution.

⁹ Le modèle E2020 développé pour la province de Saskatchewan illustre la version 'stand-alone' du contexte canadien.

¹⁰ AMG: Acronyme anglais pour 'Analysis Modelling Group'.



programmes visant à s'attaquer contre le changement climatique (Cebryk et al., 2000).

À l'opposé de la plupart des modèles énergétiques, E2020 comporte une large base de données historiques qui facilite l'estimation économétrique des paramètres du modèle comme les élasticités-prix de la demande et de l'offre.

2.3.1 Structure du modèle d'analyse E2020

À l'instar de tout modèle énergétique, la demande de l'énergie interagit avec son offre pour déterminer le prix de l'énergie en équilibre. Le secteur économique détermine la demande en énergie qui de son tour fournit des inputs à l'économie en termes d'investissement en équipements et en procédés qui nécessitent de l'énergie. Étant donné, le caractère modulaire de la structure d'E2020, il est possible d'incorporer directement les éléments qui proviennent d'autres modèles. En particulier, on peut y ajouter les secteurs additionnels ou d'autres modules qu'on trouve dans les modèles macroéconomiques.

2.3.2 Modélisation de la demande de l'énergie dans E2020

Pour modéliser la demande énergétique, le modèle E2020 considère trois catégories: i) les différents secteurs pour la demande de l'énergie; ii) l'utilisation finale; iii) les différents types de combustibles ou technologies pour servir chaque utilisation finale.

Le modèle considère 4 grands secteurs économiques (résidentiel, commercial, industriel et transport) qui forment la demande en services énergétiques. Chaque secteur est subdivisé en sous secteurs. Par exemple, le secteur résidentiel comprend 3 sous secteurs: la famille unique, la famille multiple et la famille rurale. Dans le même secteur, on y trouve 7 différentes façons pour l'utilisation finale de l'énergie (éclairage, chauffage, climatisation,...) et chaque utilisation finale peut être représentée par six combustibles (technologies) différentes (chauffage à gaz, au pétrole, à l'électricité, au charbon, au solaire et à la biomasse). La flexibilité du modèle lui permet d'ajouter d'autres catégories économiques comme les composantes de la demande finale, d'autres technologies ou d'autres modes de transport pour satisfaire les exigences des projets particuliers. Il est important de mentionner que la demande en énergie, telle que modélisée dans E2020, est une demande dérivée. Au fait, le modèle considère que la demande en transport ou en services énergétiques constitue la raison d'être de la demande en énergie.

Le modèle E2020 utilise deux concepts théoriques pour déterminer la demande en énergie. D'abord, la simulation de stock et des flux détermine l'aspect physique du processus. À titre d'exemple, les nouveaux investissements entraînent une augmentation d'appareils qui fonctionnent sous l'utilisation de l'énergie alors que la dépréciation du stock existant en diminue leur quantité. L'incorporation de cette fonction dans le modèle permet de mettre à jour le stock d'instruments qui utilisent l'énergie. Ensuite, la théorie qualitative sur le choix (TQC), conçue par le prix nobel Daniel McFadden, détermine comment les consommateurs font leur décision en termes d'utilisation de l'énergie. Le point clé de cette théorie est l'inclusion des facteurs supplémentaires au prix, comme les goûts et les préférences, dans la prise des décisions des consommateurs.

2.3.3 Modélisation de l'offre de l'énergie dans E2020

Du côté de l'offre, E2020 est capable de modéliser l'électricité, le gaz, le pétrole et le charbon. Pour l'électricité, le module d'E2020 produit une simulation endogène de l'expansion en capacité en termes de planification, de construction, d'opération et de fermeture des installations de génération et de transmission. Par ailleurs, E2020 est capable de simuler la performance des entreprises ainsi que leurs besoins financiers. Plus précisément, le modèle prédit le financement requis par les entreprises et se conforme aux politiques des firmes en matière d'obtention de nouveaux fonds. À cet égard, E2020 simule la procédure d'emprunt et d'émissions des actions, le système de rachat des obligations, l'investissement en cas d'excès de liquidité. Le flux de liquidité et toute autre décision susceptible de l'affecter sont explicitement modélisés dans E2020.

La production du gaz et du pétrole est basée uniquement sur l'élasticité-prix de l'offre déterminée à partir des discussions entre Ressources Naturelles Canada (RNC) et l'Association Canadienne des Producteurs du Pétrole (ACPP). La production est détaillée en différents procédés (léger, lourd, bitumineux,...) et par province.

La production du charbon est ventilée selon le type et la province. Bien qu'elle puisse être sensible au prix, elle est déterminée par l'équilibre entre l'offre et la demande. Autrement dit, la production et l'importation du charbon doivent totaliser sa demande et son exportation. Cependant, les exportations et les importations demeurent exogènes au modèle.

2.4 Illustration américaine de la désagrégation du secteur de l'électricité, approche développée par Ian Sue Wing (2008)

Le papier de Sue Wing (2008) consiste à désagréger le secteur de l'électricité en utilisant les données dans la matrice de comptabilité sociale des États-Unis pour l'année 2000. Pour cela, il se propose de construire un modèle hybride qui intègre l'information détaillée sur la technologie de la production de l'électricité dans un modèle de type '*top down*' qui donne une représentation macroéconomique de toute l'économie. Le défi pour ce genre d'exercice est de pouvoir concilier les données qui proviennent des sources multiples et différentes. D'une part, on a les données de type '*bottom up*' qui sont estimés par les ingénieurs. D'autre part, il y a les données macroéconomiques sur le secteur de l'électricité publiée dans la matrice de comptabilité sociale des États-Unis (SAM)¹¹.

Grâce à une méthode de minimisation sous contraintes, développée par Howitt (1995)¹², l'auteur parvient à allouer les inputs de la production de l'électricité dans SAM parmi les différentes activités et technologies qui génèrent l'électricité d'une façon cohérente avec les données des ingénieurs tout en respectant les conditions de profit zéro et d'épuration des marchés des inputs au niveau sectoriel dans un contexte macroéconomique.

2.4.1 Modèle du secteur de la production de l'électricité aux États-Unis

Le secteur de l'électricité aux États-Unis est divisé en 3 grandes activités. Il s'agit de l'activité de transmission et distribution (TD), de l'activité de génération de l'électricité (GEN) et de l'activité '*Overhead*' (OH) qui s'occupe d'administrer les 2 autres activités.

Selon la supposition de l'auteur, les activités (TD) et (OH) n'utilisent que les facteurs primaires (capital et travail) et les inputs intermédiaires non énergétiques. Par ailleurs, l'activité (GEN) est divisée en différentes technologies de génération de l'électricité qui combinent chacune les facteurs primaires et les inputs intermédiaires énergétiques (fossiles et non fossiles) pour produire de l'électricité. Il s'en suit que cette activité n'utilise aucun facteur matériel. La figure 1 (voir annexe) illustre la structure du modèle hybride dans le secteur de l'électricité aux États-Unis.

¹¹ SAM : Acronyme anglais pour 'Social Accounting Matrix'.

¹² Howitt, R.E., 1995. Positive Mathematical Programming, *American Journal of Agricultural Economics* 77: 329-342.

À partir de cette structure, on établit la condition de profit zéro au niveau de tout le secteur de l'électricité. Plus précisément, la valeur totale de l'output de toute l'industrie (y) doit totaliser la somme des valeurs de l'output de chaque activité (y^{act}). Cela se résume en équation suivante :

$$y = \sum_{act} y^{act} (act) \quad (2.4.1)$$

La condition de l'épuration de marché des inputs (intermédiaires et primaires) au niveau de toute l'industrie ÉLEC s'écrit :

$$x(i) = \sum_{act} x^{act}(act, i) \quad \text{pour chaque input intermédiaire } i \quad (2.4.2)$$

$$v(f) = \sum_{act} v^{act}(act, f) \quad \text{pour chaque facteur primaire } f \quad (2.4.3)$$

La condition de profit zéro au niveau de chaque activité s'écrit :

$$y^{act}(act) = \sum_i x^{act}(act, i) + \sum_f v^{act}(act, f) \quad (2.4.4)$$

Au niveau de l'activité de génération (GEN), la condition d'épuration de marché veut que la valeur totale de l'électricité produite par cette activité totalise la somme de l'output produit par les différentes technologies de génération de l'électricité considérées, c'est-à-dire

$$y^{act}(GEN) = \sum_{tech} \sum_{fuel} y^{tech}(tech, fuel) \quad (2.4.5)$$

Aussi, au niveau de l'activité (GEN), le coût total de l'input donné doit totaliser la somme des coûts du même input utilisé par chaque technologie:

$$x^{act}(GEN, i) = \sum_{tech} \sum_{fuel} x^{tech}(tech, fuel, i) \quad \text{pour les inputs intermédiaires } i \quad (2.4.6)$$

$$v^{act}(GEN, f) = \sum_{tech} \sum_{fuel} v^{tech}(tech, fuel, f) \quad \text{pour les inputs primaires } f \quad (2.4.7)$$

La dernière contrainte de profit zéro implique que la valeur de l'output de chaque technologie soit la somme des valeurs de différents inputs utilisés dans sa production.

$$y^{tech}(tech, fuel) = \sum_i x^{tech}(tech, fuel, i) + \sum_f v^{tech}(tech, fuel, f) \quad (2.4.8)$$

2.4.2 Détails de type bottom up

La deuxième partie du travail consiste à chercher les informations sur les technologies de l'électricité pour lesquelles les équations (2.4.1), (2.4.2), (2.4.3), (2.4.4),

(2.4.5), (2.4.6), (2.4.7), (2.4.8) de la structure 'top down' sont vérifiées. Il est crucial de comprendre que les informations dont on a besoin peuvent varier d'une économie à une autre. Dans le cas des États-Unis, on a besoin de trois sources d'informations. Notamment, les informations sur les parts des inputs et d'output par chaque technologie de génération de l'électricité, le paramètre de conversion de l'énergie thermique en électricité par technologie, la distribution du facteur primaire du capital parmi les différentes activités.

La première catégorie d'information constitue une matrice des parts des coûts des inputs intermédiaires

$s^{tech}(tech, fuel, i)$ et des facteurs primaires $s^{tech}(tech, fuel, f)$ qui sont obtenus grâce aux études des ingénieurs, ainsi que les parts de l'output de chaque technologie dans l'output total de l'activité GEN, soit $s^{GEN}(tech, fuel)$. Cela peut se résumer en équations suivantes :

$$y^{tech}(tech, fuel) = s^{GEN}(tech, fuel) * y^{act}(GEN) \quad (2.4.9)$$

$$x^{tech}(tech, fuel, i) = s^{tech}(tech, fuel, i) * y^{tech}(tech, fuel) \quad (2.4.10)$$

$$v^{tech}(tech, fuel, f) = s^{tech}(tech, fuel, f) * y^{tech}(tech, fuel) \quad (2.4.11)$$

Par ailleurs, les données empiriques sur le paramètre de conversion par technologie $\eta(tech, fuel)$ expriment le rapport des quantités de l'output de l'électricité et de l'énergie fossile utilisée (input intermédiaire énergétique). Cela s'écrit:

$$\eta^{tech}(tech, fuel) = [(1/P_y) * y^{tech}(tech, fuel)] / [(1/P_e) * x^{tech}(tech, fuel, e)] \quad (2.4.12)$$

Où

P_y et P_e représentent respectivement les prix de l'électricité et de l'énergie fossile donnés par les statistiques économiques.

Les caractéristiques présentées précédemment ne concernent que l'activité (GEN). À propos des activités (OH) et (TD), il nous faut une structure additionnelle pour caractériser l'allocation des inputs intermédiaires et les facteurs primaires. En particulier, les données statistiques sur la distribution de différents facteurs fixes sur les industries et les activités permettent de déterminer les parts $s_k^{act}(act)$ d'input capital de chaque activité dans le capital total du secteur ÉLEC. Ainsi,

$$V_k^{act}(act, K) = s_k^{act} * v(K) \quad (2.4.13)$$

Malheureusement, on ne dispose pas d'informations du genre sur la distribution des inputs intermédiaires matériels entre les différentes activités. Ceci dit, on se contente d'une simple supposition selon laquelle, les activités (OH) et (TD) présentent la même intensité en utilisation de l'input matériel m (intermédiaire). Cette hypothèse implique la condition suivante :

$$x^{act}(OH,m) / y^{act}(OH,m) = x^{act}(TD,m) / y^{act}(TD,m) \quad (2.4.14)$$

L'objectif du travail est de produire un modèle hybride qui est capable de contenir les informations spécifiques de la technologie de l'électricité tout en gardant le contexte macroéconomique du tableau SAM. Il serait une pure coïncidence de trouver les parts des ingénieurs tels qu'exprimés dans les équations (2.4.9), (2.4.10) et (2.4.11) qui satisfont les données macroéconomiques représentées par les équations (2.4.1) à (2.4.8). Pour tenter de réconcilier les deux sources de données ('top down' et 'bottom up') on met l'accent sur l'aspect macro du modèle que sur le détail de l'approche 'bottom up'. Autrement dit, les équations, (2.4.1) à (2.4.8) du modèle 'top down' doivent être satisfaites avec égalité. Le problème devient donc celui de trouver les allocations $\{y^{act}(act), x^{act}(act,i), v^{act}(act,f), y^{tech}(tech,fuel), v^{tech}(tech,fuel,f), x^{tech}(tech,fuel,e)\}$ qui satisfont les équations du modèle 'top down' avec une moindre déviation possible par rapport aux parts estimés par les ingénieurs (dans la situation de base). Cette procédure de minimisation sous contrainte retombe dans la catégorie des méthodes économétriques que Howitt surnomme 'positive mathematical programming'. Pour cela, il faut chercher le 'minimand' (ε) qui capture la divergence entre les allocations $\{y^{act}(act), x^{act}(act,i), v^{act}(act,f), y^{tech}(tech,fuel), v^{tech}(tech,fuel,f), x^{tech}(tech,fuel,e)\}$ et l'information 'bottom up' sur les parts des inputs et d'output dans la situation de base $\{s^{tech}, s^{GEN}(tech,fuel), s^{act}(Act), \eta^{tech}(tech,fuel)\}$. Pour quantifier ces divergences, on procède par la méthode de déviation fractionnelle. Par exemple, la déviation du part de l'input intermédiaire i dans l'output total, par technologie, par rapport à sa valeur estimée par les ingénieurs dans la situation de base est obtenue selon la formule suivante :

$$\varepsilon^{tech}(tech,fuel,i) = \left[(1/s^{tech}(tech,fuel,i)) * \{x^{tech}(tech,fuel,i) / y^{tech}(tech,fuel)\} \right] - 1 \quad (2.4.15)$$

La même formule s'applique pour obtenir les déviations $\varepsilon^{tech}(tech,fuel,f)$, $\varepsilon^{GEN}(tech,fuel)$, $\varepsilon^{\eta}(tech,fuel)$ et $\varepsilon^k(act)$, respectivement, des parts des facteurs primaires, d'output de la technologie donnée dans l'output total de l'industrie, du paramètre de conversion et finalement du capital de chaque activité dans toute l'industrie par rapport à leurs valeurs de

la situation de base. Cela aboutit aux équations (2.4.16), (2.4.17), (2.4.18) et (2.4.19). Ainsi le problème de calibration du modèle hybride devient celui de minimiser la somme des carrés des termes d'erreurs obtenus dans les équations (2.4.15), (2.4.16), (2.4.17), (2.4.18) et (2.4.19) sous contraintes des équations (2.4.1) à (2.4.8) et l'équation (2.4.14). Cela se traduit par l'équation

$$\begin{aligned} \text{Min SSE} = & \sum_{tech} \sum_{fuel} [\varepsilon^{GEN}(tech, fuel)]^2 + \sum_{tech} \sum_{fuel} \sum_i [\varepsilon^{tech}(tech, fuel, i)]^2 \\ & + \sum_{tech} \sum_{fuel} \sum_f [\varepsilon^{tech}(tech, fuel, f)]^2 \\ & + \sum_{tech} \sum_{fuel} [\varepsilon^\eta(tech, fuel) + \sum_{act} [\varepsilon^k(act)]^2 \\ \text{s.c. des équations} & (2.4.1) \text{ à } (2.4.8) \text{ et } (2.4.14) \end{aligned} \quad (2.4.20)$$

En utilisant les parts de la situation de base : $s^{tech}(tech, fuel, i)$, $s^{tech}(tech, fuel, f)$, $s_k^{act}(act)$, $s^{GEN}(tech, fuel)$ et le paramètre de conversion thermique $\eta^{tech}(tech, fuel)$, on est capable de résoudre le problème de minimisation sous contraintes tel que formulé dans l'équation (2.4.20) à l'aide du programme non linéaire (NLP) de GAMS.

3. MÉTHODOLOGIE

La méthodologie développée dans ce papier s'inspire de la procédure de Sue Wing (2008) qu'on vient juste d'expliquer dans la section précédente. On reconnaît que quelques études similaires ont été réalisées (Boehring, 1998)¹³, (Boehring et al., 2003)¹⁴ et (McFarland et al., 2004)¹⁵ mais les auteurs de ces études ne montrent pas les méthodes appliquées et les hypothèses faites pour désagréger les matrices de comptabilité sociale correspondantes. Par contre, la méthodologie élaborée par Sue Wing (2008) est simple, transparente et reproductible.

Bien que ce papier soit stimulé par le travail de Sue Wing (2008), il tient en considération les particularités de l'économie canadienne. En effet, le secteur de la

¹³ Boehring (1998) parvient à désagréger les SAMs candidats en utilisant les parts des inputs génériques et les contraintes sur les capacités mais ne fournit pas l'information sur l'utilisation de ces parts et des limites pour désagréger les SAMs.

¹⁴ Boehring et al. (2003) montrent les parts des coûts des input pour les technologies d'électricité en Europe obtenus grâce aux base de données IKARUS mais ne donne pas de détails sur la façon dont ces parts ont été intergrés dans SAMs utilisés pour calibrer le modèle d'équilibre général multirégional.

¹⁵ Le papier de McFarland et al. (2004) introduit le captage et le stockage du carbone dans le modèle MIT-EPPA.

production de l'électricité au Canada est subdivisé en sept différentes technologies utilisées pour générer l'énergie électrique. Il s'agit, entre autres, de l'électricité produite à partir du gaz naturel, du pétrole, du charbon, de l'hydro-électricité, de l'éolien, du nucléaire et du biosolaire (une combinaison de la technologie biomasse et solaire). Cette combinaison s'est avérée nécessaire, dans le contexte canadien, pour être cohérent avec les données disponibles sur l'output annuel produit par chaque technologie. Grâce aux statistiques économiques sur le volume annuel d'output de chacune de ces technologies (X_{tech}), on peut calculer les parts d'output de différentes technologies dans le volume total d'output de tout le secteur. Les parts, S_{tech} , ainsi obtenus sont multipliés par la valeur totale de l'électricité de tout le secteur (Y) pour déterminer la valeur annuelle de l'output d'électricité de chaque technologie (Y_{tech}). Cela se traduit en équations mathématiques suivantes :

$$S_{tech} = X_{tech} * 1 / \sum_{tech} (X_{tech}) \quad (3.1)$$

$$Y_{tech} = S_{tech} * Y \quad (3.2)$$

Où

(*tech*) représente les différentes technologies de production de l'électricité considérées (gaz naturel, ..., nucléaire);

S_{tech} = la part d'output de la technologie (*tech*) dans le volume total d'output de tout secteur;

X_{tech} = l'output d'électricité produit par la technologie (*tech*) en volume;

$\sum_{tech} (X_{tech})$ = l'output total de tout le secteur de l'électricité (en volume);

Y = la valeur totale annuelle de l'électricité de tout le secteur (dans le tableau E_S Canada 2004);

Y_{tech} = la valeur annuelle de l'output d'électricité produit par la technologie quelconque (*tech*).

3.1 La structure de production 'top down'

Le travail de désagrégation du secteur de l'électricité doit se faire de façon à respecter les conditions de profit zéro des firmes et d'équilibre de marché des inputs de production. Pour ce faire, les équations suivantes doivent être respectées :

- La condition de profit zéro sur l'output total de tout le secteur implique que la somme de la

valeur d'output des différentes technologies doit totaliser la valeur de l'output de toute l'industrie. Cela se traduit par l'équation suivante :

$$Y = \sum_{tech} (Y_{tech}) \quad (3.1.1)$$

- La condition d'équilibre de marché pour le facteur primaire capital exige que le coût total du capital au niveau de tout le secteur doit évaluer la somme des dépenses en facteur capital réalisées par toutes les technologies. Cela se traduit en équation suivante :

$$K = \sum_{tech} (K_{tech}) \quad (3.1.2)$$

- La condition d'équilibre de marché pour le facteur primaire travail implique que le coût total de la main d'œuvre au niveau de tout le secteur doit évaluer la somme des dépenses en facteur travail réalisées par toutes les technologies. Cela se traduit en équation suivante :

$$L = \sum_{tech} (L_{tech}) \quad (3.1.3)$$

- La condition d'équilibre de marché pour les inputs intermédiaires énergétiques exige que le coût total dépensé sur le combustible (j) au niveau de toute l'industrie doit évaluer la somme de dépenses réalisées sur le combustible (j) par toutes les technologies. Cela donne l'équation :

$$F_j = \sum_{tech} (F_j (tech)) \quad (3.1.4)$$

- La condition d'équilibre de marché pour les inputs intermédiaires matériels exige que le coût total de l'input (i) utilisé au niveau de tout le secteur doit évaluer la somme des coûts de l'input matériel (i) utilisé par toutes les technologies. Cela se traduit en équation suivante :

$$M_i = \sum_{tech} M_i (tech) \quad (3.1.5)$$

- La condition de profit zéro au niveau de l'output de chaque technologie exige que la valeur d'output de chaque technologie doit évaluer le coût total des inputs utilisés dans la production (facteurs primaires et facteurs intermédiaires). Cela équivaut à l'équation suivante :

$$Y_{tech} = K_{tech} + L_{tech} + \sum_j (F_j (tech)) + \sum_i (M_i (tech)) \quad (3.1.6)$$

Où

K = le coût total du capital au niveau de tout le secteur (valeur dans le tableau E_S 2004);

K_{tech} = le coût total du capital pour une technologie donnée ($tech$);

E = le coût total du facteur travail au niveau de tout le secteur (valeur dans le tableau E_S 2004);

L_{tech} = le coût total du travail pour une technologie donnée ($tech$);

$F_j (tech)$ = le coût total du facteur intermédiaire énergétique j (valeur dans le tableau E_S 2004).

3.2 Les détails 'bottom up'

Au niveau de chaque technologie, les études des ingénieurs fournissent les données sur les caractéristiques des technologies de génération de l'électricité qui sont d'une importance capitale dans la détermination des coefficients techniques des coûts des inputs primaires et intermédiaires (énergétiques) utilisés dans la production de l'électricité. Ces coefficients correspondent essentiellement aux parts du capital, de la main d'œuvre et des combustibles dans la valeur d'output d'électricité produit par une technologie spécifique (Y_{tech}). Par conséquent, le coût des facteurs primaires (le capital et la main d'œuvre) et des facteurs intermédiaires énergétiques (combustibles fossiles et non fossiles), au niveau de chaque technologie, est obtenu selon les équations suivantes :

$$K_{tech} = S_k * Y_{tech} \quad (3.2.1)$$

$$L_{tech} = S_l * Y_{tech} \quad (3.2.2)$$

$$F_j (tech) = S_j * Y_{tech} \quad (3.2.3)$$

Où

(S_k) , (S_l) et (S_j) représentent, respectivement, les coefficients techniques de base (données par les ingénieurs) pour le capital, le travail et l'input intermédiaire énergétique j (fossile et non fossile). Cependant, rien ne garantit que les parts (S_k) , (S_l) et (S_j) de la situation de base, obtenus à partir de sources de données multiples des ingénieurs, puissent produire des résultats qui sont exactement identiques aux valeurs d'output et des coûts des inputs présentées dans le tableau E_S Canada 2004 construit à partir de l'information complètement différente. Autrement dit, il serait une pure coïncidence de trouver les parts (S_k) , (S_l) et (S_j) qui satisfassent les conditions de profit zéro et d'épuration de marché des inputs de production telles que définies dans les équations (3.1.1), (3.1.2), (3.1.3), (3.1.4), (3.1.5) et (3.1.6). Ainsi, il faut une méthode permettant d'estimer les nouveaux coefficients techniques (S_{k0}) , (S_{l0}) et (S_{j0}) qui satisfont les équations 'top down' (3.1.1), (3.1.2), (3.1.3),

(3.1.4), (3.1.5) et (3.1.6) tout en étant très proches possibles des coefficients techniques de base définis dans les équations ‘*bottom up*’ (3.2.1), (3.2.2), (3.2.3). Contrairement à la méthode de “programmation mathématique positive” développée par Howitt (1995) utilisée dans (Sue Wing, 2008), ce papier fait recours à la méthode RAS (Toh, 1998), développée pour la première fois par Leontief (1951) et par Stone (1961). La méthode RAS est formulée de la façon suivante :

Soient deux matrices A et B des coefficients techniques Leontief, de dimension (n x n) chacune. Supposons que tous les éléments de la matrice A sont connus alors que ceux de la matrice B ne le sont pas. Toutefois, on connaît la valeur totale de chaque ligne et de chaque colonne de la matrice B. En effet, pour chaque industrie (i), on a la valeur de l’output (q_i), la valeur totale des ventes du produit (i) comme input utilisé par d’autres industries (u_i) et la valeur totale des dépenses pour les inputs intermédiaires (v_i). Le problème auquel doit répondre la méthode RAS est d’estimer les coefficients (b_{ij}) de la matrice B qui sont plus proches possibles de ses correspondants (a_{ij}) dans la matrice A, sous contrainte des totaux marginaux des colonnes et des lignes. C’est-à-dire

$$\sum_j (b_{ij} q_j) = u_i \quad (3.3.1)$$

$$\sum_i (b_{ij} q_j) = v_j \quad (3.3.2)$$

En revanche, plusieurs méthodes pour résoudre ce genre de problème existent, notamment, celle proposée par Friedlander (1961). Ce dernier suppose que les éléments des matrices A et B sont reliées par une relation linéaire suivante :

$$b_{ij} = a_{ij} + h_i a_{ij} + k_j a_{ij} \quad (3.3.3)$$

l’équation (3.3.3) est une solution au problème de minimisation d’une fonction de type chi-carré, c’est-à-dire, $\sum_i \sum_j [(b_{ij} - a_{ij})^2 * (1/a_{ij})]$, sous contrainte des équations (3.3.1) et (3.3.2).

Le grand défi auquel fait face l’approche linéaire de Friedlander est que certains coefficients estimés (b_{ij}) peuvent prendre des valeurs négatives. Or, La méthode RAS est capable de contourner cet obstacle. Poursuivant les travaux de Leontief (1951) et Stone (1961), l’auteur Bacharach (1970) est parvenu à démontrer que la méthode RAS obtient les solutions optimales par minimisation de la forme fonctionnelle suivante :

$$\sum_i \sum_j [(b_{ij})^* \log (b_{ij}/a_{ij})] \text{ sous contrainte des équations (3.3.1) et (3.3.2)}$$

La solution est un ensemble de multiplicateurs (r) et (s) qui satisfont les équations suivantes :

$$b_{ij} = r_i * a_{ij} * s_j \quad (3.3.4)$$

$$\sum_j (r_i * a_{ij} * s_j * q_j) = u_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.3.5)$$

$$\sum_i (r_i * a_{ij} * s_j * q_j) = v_j \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (3.3.6)$$

L'équation (3.3.4) montre que les matrices A et B sont bi-proportionnellement reliées. En fait, la relation linéaire entre (b_{ij}) et (a_{ij}), suggérée par Friedlander (1961) dans l'équation (3.3.3) est une approximation linéaire d'une relation non linéaire définie dans l'équation (3.3.4)¹⁶. En outre, les équations (3.3.5) et (3.3.6) forment un système de (2n) équations à (2n) inconnus de multiplicateurs (r_i) pour les lignes et de multiplicateurs (s_j) pour les colonnes. Soulignons que parmi les (2n) équations, seulement (2n -1) sont indépendantes, la dernière étant une combinaison linéaire des autres. Il est, donc, possible de trouver les solutions pour les multiplicateurs en termes relatifs, en choisissant arbitrairement $r_i = 1$.

Les multiplicateurs (r) sont appelés les facteurs de substitution parce qu'ils mesurent l'ampleur avec laquelle, l'input a remplacé ou a été remplacé, avec le temps, par d'autres inputs. Les multiplicateurs (s) sont appelés les facteurs de fabrication parce qu'ils mesurent l'ampleur avec laquelle l'output de chaque secteur a absorbé, avec le temps, plus (ou moins) d'inputs intermédiaires par rapport aux inputs primaires.

Il faut aussi mentionner qu'il n'existe pas de solutions directes pour les multiplicateurs (r) et (s) dans les équations (3.3.5) et (3.3.6). Par contre, une procédure itérative peut être appliquée. Elle commence par choisir, d'une façon arbitraire, l'ensemble r (soit chaque terme $r_i = 1$) et les multiplicateurs (s) sont calculés à l'aide de l'équation (3.3.6). Les multiplicateurs (s), ainsi estimés, sont utilisés dans l'équation (3.3.5) pour estimer les multiplicateurs r qui sont utilisés encore une fois dans l'équation (3.3.6) pour obtenir des nouveaux estimés des multiplicateurs (s). Ce processus itératif se poursuit jusqu'à ce qu'on obtienne des valeurs des estimés des multiplicateurs (r) et (s) qui convergent, c'est à dire des

¹⁶ L'expansion de Taylor de b_{ij} au voisinage de $r_i = r_i^*$ et $s_j = s_j^*$ donne $b_{ij} = r_i^* a_{ij} s_j^* + r_i^* a_{ij} (s_j - s_j^*) + s_j^* a_{ij} (r_i - r_i^*) + \dots$. Pour $r_i^* = s_j^* = 1$, on obtient $b_{ij} = a_{ij} + a_{ij} (s_j - 1) + a_{ij} (r_i - 1)$ qui a la même forme fonctionnelle que ce qui a été proposée par Friedlander dans l'équation (3.3.3).

estimés qui ne changent pas d'une itération à une autre.

Par ailleurs, les caractéristiques des différentes technologies fournis par les études des ingénieurs ne nous donnent pas assez d'information pour pouvoir déterminer l'allocation des coûts des inputs matériels entre les différentes technologies de la production de l'électricité. La contrainte au niveau de la disponibilité des données sur le coût des inputs matériels, par technologie, nous impose à supposer que la distribution du coût total de l'input matériel quelconque (i) parmi les différentes technologies dépend de la part de coût intermédiaire que chaque technologie détient dans le coût total des facteurs intermédiaires de toute l'industrie. Cela se traduit par l'équation :

$$M_i(tech) = M_i * (Y_{tech} - L_{tech} - K_{tech} - T_{tech}) * 1 / \sum_{tech} (Y_{tech} - L_{tech} - K_{tech} - T_{tech}) \quad (3.3.7)$$

Où

M_i = le coût de l'input matériel i au niveau de toute l'industrie de l'électricité;

$M_i(tech)$ = le coût de l'input matériel i pour la technologie donnée ($tech$);

T_{tech} = le montant des taxes (net des subventions) payé au niveau de la technologie donnée ($tech$).

En outre, l'absence de données sur la contribution de chaque technologie en paiement de taxes nous force à faire l'hypothèse selon laquelle chaque technologie contribue dépendamment de la part de son output d'électricité dans l'output total de toute l'industrie. Autrement dit, on utilise les parts (S_{tech}), précédemment expliqués dans l'équation (3.1), pour déterminer le montant de taxe payé au niveau de chacune des technologies choisies. Ce montant s'obtient selon l'équation suivante :

$$T_{tech} = S_{tech} * T \quad (3.3.8)$$

Où

(T) est la valeur agrégée des taxes (net de subventions) payés au niveau de tout le secteur.

Pour préserver la balance ligne-colonne qui doit prévaloir dans le tableau E_S Canada 2004, la condition suivante est requise :

$$T = \sum_{tech} (T_{tech}) \text{ pour tout } tech = \text{gaz, ..., nucléaire.} \quad (3.3.9)$$

4. DONNÉES

Afin d'appliquer la méthodologie ci-haut expliquée, il nous faut trois types

d'information : les données macroéconomiques sur la valeur d'inputs et d'output dans le secteur de l'électricité (Tableau E_S du Canada pour l'année 2004), les statistiques économiques sur le volume annuel d'output d'électricité généré par chacune de sept technologies considérées et enfin l'information fournie par les études des ingénieurs sur les caractéristiques des technologies utilisées pour générer l'électricité. Cette partie du travail fournit une discussion détaillée sur ces différents points.

4.1 Tableau Entrée-Sortie du Canada pour l'année 2004 (E_S Canada 2004)

La première source d'information nécessaire pour désagréger le secteur de l'électricité est le tableau Entrée-Sortie du Canada pour l'année 2004 (E_S Canada 2004). Statistique Canada publie le tableau E_S 2004 composé de 105 industries et 105 produits finis. Dans l'exercice de désagrégation du secteur de l'électricité, on a jugé bon de travailler avec le tableau E_S 2004 beaucoup plus agrégé, composé de 40 industries et 40 produits finis, pour éviter la complexité des calculs qui n'ajoute rien à nos résultats. Pour ce faire, il a fallu faire une correspondance (de secteurs d'activités) entre le tableau E_S de 105 industries et celui de 40 industries.

Le tableau E_S Canada 2004 final fournit une base de données macroéconomique dont la colonne représentant le secteur de l'électricité, montré dans la figure 2 (voir annexe), doit être désagrégée. Elle définit la valeur de l'output du secteur de l'électricité ainsi que celle des inputs utilisés par le même secteur. Ces valeurs servent comme les instruments de contrôle pour satisfaire les contraintes auxquelles doit se soumettre le travail de désagrégation.

4.2 Production de l'électricité par technologie

La deuxième série d'information nécessaire pour appliquer la méthodologie expliquée dans la section 3 est l'information sur la production de l'électricité par technologie en 2004. Le tableau 1¹⁷ publié dans la base de données du ministère de ressources naturelles du Canada (RNC) sur "la consommation d'énergie et production du secteur de la production

¹⁷ Tableau 1 : Consommation d'énergie et production du secteur de la production d'électricité par source d'énergie
[http://www.oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/tableauxevolution2/egen_ca_1_f_2.cfm?attr=0,](http://www.oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/tableauxevolution2/egen_ca_1_f_2.cfm?attr=0)

d'électricité par source d'énergie'' fournit de l'information détaillée sur la production de l'électricité au Canada par huit différentes sources d'énergie : le gaz naturel, le carburant diesel, mazouts légers et kérosène, les mazouts lourds, le charbon, l'hydro-électricité, le nucléaire, le bois et coke et autres, le coke pétrolier, gaz distillation, coke et gaz de fours à coke. Cependant, par souci de conformité de données, on a dû reconstruire le tableau pour lui donner une forme qui cadre bien avec la façon dont on souhaite désagréger l'industrie de l'électricité. En effet, trois de ces sources d'énergie : mazouts légers et kérosène, mazouts lourds, gaz distillation, coke et gaz de fours à coke ont été condensées en une seule source d'énergie par le pétrole alors que la catégorie "bois et autres", sans la technologie par l'éolien, représente la technologie par le biosolaire (combinaison des technologies biomasse et solaire). Les données sur la production annuelle de l'électricité générée par l'éolien proviennent de Statistique Canada (StatCan)¹⁸. Cette transformation aboutit à la construction du tableau 1, ci-après, qui illustre le volume d'output d'électricité produit par chacune des sept différentes technologies en l'an 2004 ainsi que leurs parts d'output d'électricité dans la production totale de tout le secteur.

Tableau 1

Production de l'électricité par technologie (en GWh) pour l'année 2004 et parts d'output de chaque technologie dans l'output total de toute l'industrie.

Technologies	Volume (en GWh)	Parts
Gaz naturel	31824	0,0548
Pétrole	17191	0,0296
Charbon	100910	0,1738
Hydro-électricité	337600	0,5816
Éolien	0,971873	1,6744E-06
Biosolaire	7675,02813	0,0132
Nucléaire	85240	0,14685386
Total	580441	1

Source : RNC, Tableau 1 et calculs de l'auteur.

4.3 Caractéristiques '*bottom up*' des technologies de la production de l'électricité

Les données des ingénieurs sur les caractéristiques des technologies de la production de l'électricité proviennent de deux sources différentes. Pour les technologies de génération par le gaz naturel, le charbon et le nucléaire, nous avons obtenu les données canadiennes par

¹⁸ voir StatCan (2004).

le biais de l'étude faite par l'Institut Canadien de Recherche Énergétique (Ayres, M., MacRae, M., Stogran, M., 2004) pour le compte de l'Association Nucléaire Canadienne (ANC) alors que l'absence de l'information détaillée sur les caractéristiques des quatre autres technologies (pétrole, hydro, éolien et le biosolaire) nous a forcé de recourir aux données publiées par l'Administration de l'information Énergétique (AIE) du Département de l'Énergie des États-Unis (AEO – DOE/EIA, 2002). Ces données recueillies des sources différentes sont illustrées dans les tableaux 2 et 3 (voir annexe) et on y trouve les caractéristiques des technologies de la production de l'électricité. Il s'agit, notamment, de

- la capacité des centrales électriques des technologies considérées en MW
- coût total du capital en \$ par KW
- coûts d'opération et maintenance variables par KWh d'output
- coûts d'opération et maintenance fixes par KW de capacité
- taux moyen de combustion des fossiles (hrt) en btu/KWh
- prix de différents combustibles (p_f)
- facteur de capacité (cf) de différentes technologies

On se sert du tableau 2 pour trouver les caractéristiques des technologies : pétrole, hydro-électricité, éolien et la technologie biosolaire. Il contient des informations additionnelles, tirées du travail de Sue Wing (2008 : Tableau 3), comme les données sur la technologie par l'hydroélectricité, le facteur de capacité (cf) de différentes technologies ainsi que les prix des combustibles (p_f). La correspondance entre la représentation des technologies dans le tableau 2 et celle réalisée dans le tableau 1 suit la même approche que Sue Wing (2008) utilise pour concilier la représentation des technologies de l'AEO¹⁹ et celle faite par l'AIE. En effet, la classe des technologies '*Conv. Gas/oil combined cycle*' et '*Conv. Combustion turbine*' (tableau 2) représente la technologie par le pétrole (moyenne de 50-50 des technologies "Cycle Combiné et Combustion Turbine") dans le tableau 1. La catégorie de trois autres technologies (hydro, éolien et biosolaire) ne cause pas de problème de correspondance parce qu'elle correspond exactement aux technologies illustrées dans le tableau 1.

Par contre, cette dernière classe de technologies constitue un véritable casse tête lorsqu'il s'agit de trouver leur coût de combustible. En effet, Il n'existe pas de données sur la

¹⁹ AEO : Acronyme anglais pour 'Annual Energy Outlook'.

valeur des inputs énergétiques utilisés par ces technologies mais on sait que cette valeur est une proportion du coût escompté du capital (Sue Wing, 2008). Ainsi, dans le même esprit que Sue Wing, on suppose que la part des coûts de combustibles dans la valeur d'output de chacune de ces technologies est estimée à 20%. La part de chaque technologie, en termes de coût des combustibles, dans le coût total enregistré par les trois technologies est enfin utilisée pour ventiler la valeur totale de coût des combustibles affichée dans le tableau E_S Canada 2004.

Le tableau 3 fournit les données canadiennes sur les caractéristiques des technologies : gaz naturel, charbon, nucléaire ACR-700 et nucléaire CANDU 6. Pour respecter la représentation de technologies faite dans le tableau 1, on utilise la moyenne de 50-50 des résultats obtenus pour les technologies "nucléaire ACR-700" et "nucléaire CANDU 6" pour produire l'information nécessaire sur la technologie nucléaire.

À l'aide de l'information contenue dans les tableaux 2 et 3, il est possible de calculer les caractéristiques de différentes technologies de production de l'électricité montrés, respectivement, dans les tableaux 4 et 5 (voir annexe). Il s'agit, notamment de :

- la production annuelle de chaque technologie (q) dont la formule est

$$q = \text{capacité} * cf * 24h/\text{jour} * (365 \text{ jours/an})$$
- les coûts d'opération et maintenance (vom et fom), respectivement pour les coûts (variables et fixes), qui, selon McFarland et al. (2004), sont considérés entièrement comme le coût total annuel du travail ($lcost$);

$$vom = q * uvom$$

$$fom = \text{capacité} * ufom$$

$$lcost = vom + fom$$
- le coût annuel moyen du capital ($kcost$) de la firme escompté sur une période (T) de 30 ans avec un taux d'escompte (r) de 5%;

$$kcost = r * \text{capacité} * k / (1 - e^{-rT}) ; r = 5\% \text{ et } T = 30 \text{ ans}$$
- le coût annuel des inputs combustibles ($fcost$) dont la formule est

$$fcost = q * hrt * pf \quad \text{où}$$

(hrt) : taux moyen de combustion de fossile;
 (pf) : prix de combustible.
- le coût total annuel de génération de l'électricité par chaque technologie ($Totcost$) dont

la formule est

$$Totcost = kcost + lcost + fcost$$

Tableau 4.1

Récapitulation du tableau 4 (voir annexe) et le Cume²⁰ en \$ US (2000)

Technologies	Coût/an du capital (\$2000)	Coût/an du travail (\$2000)	Coût/an des combust. (\$2000)	Coût total de génération (\$2000)	Coût unitaire \$/ MWh
Pétrole	5414034,35	3049877,6	63294939,5	71758851,5	43,7237
Hydro	1005316,41	664000	417329,103	2086645,52	10,5867
Éolien	2522507,5	1016000	884626,876	4423134,38	25,2462
Biosolaire	9065933,11	4230910	5023533,04	18320376,1	41,1079

Tableau 5.1

Récapitulation du tableau 5 (voir annexe) et le Cume en \$ CDN (2003)

Technologie	Coût annuel du capital (\$2003)	Coût du travail (\$2003)	Coût des combustibles (\$2003)	Taxes (\$2003)	Coût total de génération (\$2003)	Coût unitaire \$/ MWh
Gaz naturel	46687471,2	22955054,4	265354942	9602712	34460017	75,36
Charbon	104108220	36660600	71113680	21996360	23387886	59,33
nucléaire	554468633	160711950	50103608,4	111461627	876745818	73,33

Les données figurant dans les tableaux 4.1 et 5.1 nous aident à trouver les parts des facteurs primaires (capital et travail) et des facteurs intermédiaires (combustibles) dans l'output d'électricité au niveau de chaque technologie. Par exemple, la part du capital dans l'output total pour la technologie "gaz naturel" s'obtient en divisant le coût total du capital par le coût total de la production de l'électricité par la même technologie, et ainsi de suite pour les différentes technologies et les différents inputs de production. Ces parts sont illustrés dans le tableau 6. En appliquant les parts illustrés dans le tableau ci-dessous et en faisant recours à la méthode de minimisation RAS, on est capable d'allouer les coûts des inputs du secteur de l'électricité entre les différentes technologies de la production de

²⁰ Cume : Coût unitaire moyen de l'électricité obtenu par la division du coût total annuel de génération au volume total d'output de l'électricité ($Totcost/q$).

l'électricité. Les parts estimés suite à cette méthode sont montrés dans le tableau 7 et les résultats qui en découlent sont illustrés dans le tableau 9 (voir annexe) et discutés dans la partie qui suit.

Tableau 6

Les parts initiaux des coûts des facteurs primaires et intermédiaires dans l'output de chaque technologie :

Technologies	capital	travail	combustibles
Gaz naturel	0,1355	0,0666	0,77
Charbon	0,4451	0,1567	0,3041
Pétrole	0,0754	0,0425	0,8821
Hydro	0,4818	0,3182	0,2
Éolien	0,5703	0,2297	0,2
Biosolaire	0,4948	0,2309	0,2742
Nucléaire	0,6327	0,1833	0,0568

Tableau 7

Les parts estimés des coûts des facteurs primaires et intermédiaires énergétiques dans l'output d'électricité par technologie :

Technologies	capital	travail	combustibles
Gaz naturel	0,0482	0,0163	0,7493
Charbon	0,4143	0,1002	0,2387
Pétrole	0,1071	0,0414	0,0302
Hydro	0,5663	0,2570	0,0158
Éolien	0,6489	0,1796	0,0158
Biosolaire	0,3039	0,2089	0,0182
Nucléaire	0,7068	0,1407	0,0112

Tableau 8

Déviations (ε) en pourcentage des coefficients illustrés dans le tableau 7 par rapport à ceux du tableau 6 :

Technologies	ε (%)		
	capital	travail	combustibles
Gaz	-0,6446	-0,7558	-0,0269
Charbon	-0,0693	-0,3605	-0,2149
Pétrole	0,4195	-0,0247	-0,9658
Hydro	0,1755	-0,1923	-0,9207
Éolien	0,1378	-0,2182	-0,9207
Biosolaire	-0,3857	-0,0950	-0,9335
Nucléaire	0,1171	-0,2325	-0,8020

5. RÉSULTATS ET DISCUSSION

La méthodologie adoptée dans la section 3 est mise en application en utilisant les données de la section 4. Les résultats illustrés dans le tableau 9 (voir annexe) montrent le secteur de l'électricité désagrégé en sept différentes technologies de génération de l'électricité au Canada. En effet, on observe que la valeur brute de la production de tout le secteur de l'électricité, soit 34,833705 milliards de dollars est éclatée en 1,9098372 milliards de dollars qui couvrent la valeur brute de la production de l'électricité par la technologie de gaz naturel (soit 5,4% de la valeur totale de la production de tout le secteur); en 1,0316746 milliards de dollars attribués à la valeur brute de la production de l'électricité par la technologie de pétrole (environ 3% de la production de tout le secteur); en 6,0558595 milliards de dollars qui représentent la valeur brute de l'output d'électricité produit par la technologie de charbon (soit 17,4%); en 20,2602139 milliards de dollars dédiés à la valeur brute de la production de l'électricité par l'hydro-électricité (soit 58,2%); en 5,115464 milliards de dollars qui vont à la valeur brute d'output d'électricité généré par le nucléaire (soit 14,7%); en 0,0000583 milliards de dollars réservés à la valeur brute d'électricité produit par la technologie éolienne (moins de 0,001%) et enfin en 0,4605975 milliards de dollars attribués à la valeur brute d'output d'électricité généré par la technologie biosolaire (soit 1,3% du total de tout le secteur).

La technologie "hydro-électricité" vient en premier place en ce qui concerne l'utilisation de la main d'œuvre, avec environ 77,67% du coût total de la main d'œuvre de tout le secteur, suivi par la technologie au nucléaire qui en consomme approximativement 10,74%. La génération au charbon arrive à la troisième position avec à peu près 9,05% des dépenses en travail de tout le secteur. Le biosolaire n'en absorbe que 1,44% au moment où le pétrole et le gaz naturel affichent des pourcentages presque semblables, respectivement 0,46 et 0,64%. La technologie par l'éolien arrive à la dernière place avec moins de 0,001% de la main d'œuvre de tout le secteur.

Quant à l'utilisation du capital, la part du lion revient toujours à l'hydro-électricité, avec 64% du coût total du capital absorbé par toute l'industrie. Cela reflète l'ampleur de la part de l'output d'hydro-électricité dans l'output total de tout le secteur. La génération au nucléaire demeure fidèle à sa deuxième position avec 20% du coût total du capital utilisé par tout le secteur, le charbon suit la cadence avec 14% suivi par le biosolaire qui n'en

consomme que 0,8%. La génération au pétrole et au gaz naturel restent toujours dans les proportions presque semblables, respectivement 0,5 et 0,6%, alors que l'éolien court toujours derrière le fil avec moins de 0,001%.

Le même classement se maintient en ce qui concerne le paiement des taxes de production (net de subventions). Parmi les technologies qui utilisent les ressources naturelles comme source d'énergie, l'hydro et le nucléaire consomment ensemble 97% du coût total des ressources naturelles disponibles (90,5 et 6,5%, respectivement pour l'hydro et le nucléaire) alors que l'éolien et le biosolaire n'en compte que 3%. Ces faibles proportions pour les technologies renouvelables (l'éolien et le biosolaire) s'expliquent par leur output très faible à l'avantage des technologies non fossiles.

Finalement, le charbon et le gaz naturel devancent les autres en ce qui concerne la consommation des combustibles fossiles avec, respectivement, 46 et 45% du coût total des combustibles fossiles de tout le secteur. L'hydro-électricité et le nucléaire suivent avec 6 et 1,5%. Le pétrole et le biosolaire s'approprient moins de 1% chacun et l'éolien utilise moins de 0,000001%. Nous avons considéré que les technologies non fossiles (l'hydro-électricité et le nucléaire) et les technologies renouvelables (l'éolien et le biosolaire) utilisent le gaz naturel comme combustible fossile non pas pour générer l'électricité mais, uniquement, pour chauffer les bâtiments.

Lorsqu'on observe le tableau 8, on remarque que la déviation (ε) entre les parts des coûts des combustibles fournis par les ingénieurs et ceux estimés au cours de cette étude est extrêmement significative pour la plupart des technologies utilisées (plus de 80%) à l'exception du charbon et du gaz naturel (entre 2-20 %). Rappelons que l'étude américaine a trouvé les déviations d'ordre de 10% (Sue Wing, 2008) pour la plupart des technologies à l'exception de la technologie au nucléaire. Dans le contexte canadien, ces écarts énormes sont dû d'une part, à l'absence de l'information sûre sur ces coefficients pour les technologies renouvelables (éolien et biosolaire) et non fossiles (hydro et nucléaire) et d'autre part, à l'utilisation de données américaines pour une catégorie de technologies considérées.

Pour les coefficients des coûts de la main d'œuvre, seulement les technologies au charbon et au gaz naturel suscitent de l'inquiétude, environ 36 et 75% de déviation par rapport aux estimés dans cette étude. Les autres technologies enregistrent des déviations en

déjà de 25%, ce qui n'est pas mal comparable aux déviations d'ordre de 15% obtenues dans l'étude de Sue Wing (2008). Toutefois, compte tenu du faible taux de représentation du gaz naturel dans la production totale du secteur (environ 5%), cette déviation demeure insignifiante au niveau sectoriel.

Quant aux coefficients des coûts du capital, les technologies au gaz naturel, au pétrole et au biosolaire se montrent problématiques avec les déviations respectives d'environ 64%, 42% et 38%. L'étude américaine (Sue Wing, 2008) en fait la même constatation avec les déviations d'environ 26% et 16%, respectivement, pour le pétrole et le gaz naturel. Encore une fois, le même argument que celui invoqué pour les parts des coûts des combustibles tient pour expliquer l'ampleur de ces écarts. Néanmoins, la production totale de ces trois technologies, moins de 10% de l'output de toute l'industrie, est relativement faible au niveau sectoriel pour remettre en cause les résultats de cette étude.

La comparaison qu'on vient de faire sur les parts des coûts des inputs publiés par les études des ingénieurs permet de relever un point important sur le caractère générique de ces parts. Au fait, les paramètres de ces parts dépendent, dans une certaine mesure, des prix relatifs des facteurs de production dans une économie particulière. Dans ce contexte, deux économies ou plus ayant des prix relatifs des facteurs différents peuvent avoir des parts des coûts des inputs qui diffèrent. Ainsi, la méthodologie qu'on vient de développer fournit un outil solide pour comparer comment la distribution des coefficients des coûts des inputs varie parmi les économies qui manifestent des disparités énormes des prix relatifs entre le capital, le travail et les combustibles.

6. CONCLUSION

Ce papier vient de développer une procédure qui permet de désagréger le secteur de l'électricité sur les données dans le tableau E_S Canada 2004 en différentes technologies de génération de l'électricité d'une façon cohérente avec les données des ingénieurs sur les caractéristiques de ces technologies. Partant du tableau E_S Canada 2004 basé sur une représentation agrégée du secteur de l'électricité et de l'information révélée par les études des ingénieurs sur les caractéristiques des technologies de génération, on a montré comment on peut allouer les inputs du secteur de l'électricité parmi les technologies individuelles en respectant les contraintes macroéconomiques du secteur par une approche de minimisation

de déviation des allocations par rapport à celles impliquées par les parts des coûts des inputs fournis par les ingénieurs. Les résultats obtenus témoignent de l'efficacité de la méthode RAS, développée par Leontief (1951), Stone(1961) et Bacharach (1970), dans le sens où elle permet de concilier les sources de données multiples et inconsistantes d'une manière assez transparente et reproductible.

Cependant, ce papier porte certaines faiblesses surtout à cause du manque de l'information pertinente sur les caractéristiques de certaines technologies utilisées. Le recours aux données américaines pour calculer les parts des inputs pour une catégorie de quelques technologies considérées dans cette étude, contribue moins à une représentation réelle de l'industrie canadienne de l'électricité. Une amélioration dans la compilation de données, de la part de Statistique Canada, pourrait certainement accroître la crédibilité des résultats émanant de cette étude. En plus, la méthodologie développée dans ce papier accentue beaucoup sur la méthode d'estimation ponctuelle sans trop se préoccuper des incertitudes qui peuvent entourer l'information '*bottom up*' sur les parts de coût des inputs ou les modèles *top down* sur le total des activités au niveau macroéconomique. L'utilisation des méthodes de "balance de matrice" beaucoup plus sophistiquées, comme la méthode d'entropie-maximum, pour estimer les intervalles de confiance sur les allocations peut contourner cet obstacle car elle permettrait de produire des estimés beaucoup plus certains comparativement à ceux dits "ponctuels". Cette approche accroît le niveau de certitude des résultats mais elle exige, malheureusement, une base de données sur l'information '*bottom up*' et '*top down*' plus développée.

Ceci étant, ce papier est le premier, à notre connaissance, à illustrer le contexte canadien de la désagrégation du secteur de l'électricité sur les données disponibles dans le tableau E_S Canada 2004. L'approche développée dans ce papier, simple et transparente, permet de construire une base de données plus enrichie, en termes d'information spécifique sur les technologies, sur laquelle les modèles d'équilibre général calculables peuvent être calibrés. Cela permet aux chercheurs, aux modélisateurs, aux économistes et aux ingénieurs de travailler avec les modèles d'analyse plus crédibles et aux décideurs politiques de réaliser des choix éclairés en matière des politiques énergétiques et de lutte contre le changement climatique.

Il serait tout à fait légitime de se demander à quoi peuvent servir les résultats obtenus

au cours de cette étude. La réponse à cette question se trouverait dans la simulation, avec une politique environnementale comme l'imposition d'une taxe sur le carbone, d'un modèle hybride de l'économie canadienne calibré sur les données figurant dans le tableau E_S Canada 2004 et les résultats de cette étude (tableau 9 dans l'annexe) et ensuite comparer les réponses avec celles qu'on obtiendrait lorsqu'on fait la simulation d'un même modèle '*top down*' dépourvu des détails '*bottom up*' sur les technologies. Alors que la simulation conduite sur un modèle '*top down*' n'est capable que de fournir de l'information sur les impacts de la taxe environnementale sur le secteur agrégé de l'électricité, celle réalisée à l'aide des données fournies par cette étude permettrait, entre autres, de voir que l'imposition d'une telle taxe affecte énormément la technologie de génération par le charbon comparativement aux autres technologies disponibles. Cela est dû au fait que le charbon a un pouvoir polluant (émissions de carbone par produit polluant) très élevé par rapport aux autres combustibles fossiles polluants (pétrole, gaz naturel, etc.). Ainsi, grâce à cette nouvelle information, le gouvernement peut élaborer une politique de compensation, en même temps que l'introduction d'une mesure environnementale, destinée spécifiquement aux firmes qui génèrent de l'électricité par le charbon pour pallier les effets indésirables induits par cette mesure à leur égard.

BIBLIOGRAPHIE

Ayres, M., MacRae, M., Stogran, M.(2004). Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario. Canadian Energy Research Institute, August-27-2004 report.

Bacharach, M. (1970) Biproportional Matrices and Input-Output Change (Cambridge, Cambridge University Press).

Barker, T., Ekins, R., Johnstone, N., 1995. Global Warming and Energy Demand. Routledges, London.

Bohringer, C., 1998. The synthesis of bottom-up and top-down in energy policy modelling. *Energy Economics*. Vol. 20, Issue 3, pp. 233–248.

Boehringer, C., Hoffmann, T., Loeschel, A., 2003. Dismantling Nuclear Power in Europe: Macroeconomic and Environmental Impacts. *ZEW Discussion Paper* vol. 03–15, Center for European Economic Research, Mannheim.

Boehringer, C., Rutherford, F., 2008. *Energy Economics*. Vol. 30, Issue 2, pp. 574–596.

Cebryk, N., K. May, N., Rensonnet, A., Sonnen, C. (2000). *Macroeconomic Impacts of GHG Reduction Options: National and Provincial Effects*. Consulté le 26 mai 2008, à <http://www.informetrica.com/ILAMGReport.pdf>

DOE/EIA, 2002. Assumption to the Annual Energy Outlook, DOE/EIA-0554(2002). U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Washington D.C.

Dirkse, S., Ferris, M. (1995) “The PATH Solver: a non-monotone stabilization scheme for mixed complementarity problems.” *Optimization Methods and Software* 5, 123–156.

Dutton, J.M. and Thomas, A., 1984. Treating Progress Functions as a Managerial Opportunity. *Academy of Management Review*. Vol. 9, No. 2, pp. 235-247.

Friedlander, D. (1961) “A technique for estimating contingency table, given the marginal totals and supplementary data.” *Journal of the Royal Statistical Society* 124, 412-420.

Frei, C., Haldi, P-A., Sarlos, G. (2003) “Dynamic formulation of a top-down and bottom-up merging energy policy model.” *Energy Policy* 31, 1017–1031.

Grübler A. (1998) *Technology and Global Change* (Cambridge University Press, Cambridge, UK).

Hoffman, K.C., Jorgenson, D.W. (1977) "Economic and technological models for evaluation of energy policy." *Bell. J. Econ*, 444–466.

Howitt, R.E. (1995) "Positive mathematical programming." *American Journal of Agricultural Economics* 77, 329–342.

Hourcade, J.-C. and Robinson, J., 1996. Mitigating factors: assessing the costs of reducing GHG emissions. *Energy Policy* . Vol. 24, Issue 10-11, pp. 863-873.

Hourcade, J.-C., Jaccard, M., Bataille, C., Gershi, F., 2006. Hybrid modeling: new answers to old challenges. *Energy Journal-Special Issue* 1–12.

Jaccard, M., Bailie, A. and Nyboer, J., 1996. CO₂ emission reduction costs in the residential sector: behavioural parameters in a bottom-up simulation model. *The Energy Journal*. Vol.17, Issue 4, pp. 107–134.

Jaccard, M., Nyboer, J., Bataille, C. and Sadownik, B., 2003. Modeling the cost of climate policy: distinguishing between alternative cost definitions and long-run cost dynamics. *The Energy Journal*. Vol. 24, Issue 1, pp. 49–73.

Jacobsen, H. K., 1998. Integrating the bottom-up and top-down approach to energy–economy modelling: the case of Denmark. *Energy Economics*. Vol. 20, Issue 4, pp. 443–461.

Iorwerth, A.A., Bagnoli, P., Dissou, Y., Peluso, T. and Rudin, J. (2000). *A Computable General Equilibrium Analysis of Greenhouse Gas Reduction Paths and Scenarios*. Consulté le 06 mai 2008, à http://www.nccp.ca/NCCP/pdf/AMG_rollup_eng.pdf

Koopmans, C.C. and te Velde, D.W., 2001. Bridging the energy efficiency gap: using bottom-up information in a top-down energy demand model. *Energy Economics*. Vol. 23, Issue 1, pp. 57–75.

Kypreos, S. and L. Barreto (1998a). *A Simple Global Electricity MARKAL Model with Endogenous Learning*. Presented at the Joint ALEP/ETSAP Workshop, Antalya, Turkey, 26-28 October 1998.

Leontief, W. (1951) *The Structure of the American Economy, 1919-1939* (Cambridge, MA, Harvard University Press).

Loulou, R., Kanudia, A. (1998) "Robust responses to climate change via stochastic MARKAL: The case of Québec." *European Journal of Operational Research* 106, pp. 15-30.

Manne, A.S., 1977. *ETA-MACRO: a model of energy economy interactions*. Technical Report, Electric Power Research Institute. Palo Alto, California.

Manne, A.S., Mendelsohn, R., Richels, R.G. (2006) “MERGE: a model for evaluating regional and global effects of GHG reduction policies.” *Energy Policy* 23, 17–34.

Mattson, N. (1997). *Internalizing technological development in energy system models*. Thesis for the degree of licentiate in engineering, Chalmers University of Technology, report ISRN CTH-EST-R--97/3-SE, Göteborg, Sweden.

Mattson, N. (1998). GENIE: an Energy System Model with Uncertain Learning. *Proceedings of the IEA ETSAP/Annex VI 5th Workshop*, Berlin, Germany, 5-7 May 1998, ECN, Petten, The Netherlands.

McDonald, A. and Schrattenholzer, L., 2001. Learning rates for energy technologies. *Energy Policy*. Vol. 29, pp. 255–261.

McFarland, J.R., Reilly, J.M. and Herzog, H.J., 2004. Representing energy technologies in top-down economic models using bottom-up information. *Energy Economics*. Vol. 26, Issue 4, pp. 685–707.

Ministère de Ressources Naturelles Canada. (n.d.). *Consommation d'énergie et production du secteur de la production d'électricité par source d'énergie; Tableau 1*. Consulté le 10 juillet 2008, à

http://www.oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/tableauxevolution2/egen_ca_1_f_2.cfm?attr=0

Morris, S., Goldstein, G. and Fthenakis, V.(2002) “NEMS and MARKAL-MACRO models for energy–environmental–economic analysis: a comparison of the electricity and carbon reduction projections.” *Environmental Modelling and Assessment* 17, 207–216.

Messner, S. (1997) “Endogenised technological learning in an energy systems model.” *J. Evol Econ* 7, 291-313.

Rivers N., Jaccard M., 2006. Useful models for simulating policies to induce technological change. *Energy policy*. Vol. 34, Issue 15, pp.2038-2047.

Rutherford, T.F. (1995) “Extensions of GAMS for complementarity problems arising in applied economics.” *Journal of Economic Dynamics and Control* 19, 1299–1324.

Sanstad, A., DeCanio, S., Boyd, G. and Koomey, J. (2001) “Estimating bounds on the economy-wide effects of the CEF policy scenarios.” *Energy Policy* 29, 1299–1311.

Seebregts A.J., T. Kram, G.J. Schaeffer, A. Stoffer (1998). *Endogenous Technological Learning: Experiments with MARKAL* - Contribution to task 2.3 of the Project TEEM of EC-JOULE-III, report ECN-C--98-064, ECN, Petten, The Netherlands.

Seebregts A.J., T. Kram, G.J. Schaeffer, A. Stoffer, S. Kypreos, L. Barreto, S. Messner, L. Schrattenholzer (1999). *Endogenous technological change in energy system models*.

Synthesis of experience with ERIS, MARKAL, and MESSAGE. Contribution to the TEEM Project of Joule III, report ECN-C--99-025, ECN, Petten, The Netherlands.

Seebregts A.J., T. Kram, G.J. Schaeffer, A. Bos, J.M (1999). *Modelling technological progress in a MARKAL model for Western Europe including clusters of technologies*. Paper to be presented at the European IAEE/AEE Conference 'Technological Progress and the Energy Challenge', report ECN-RX--99-028, Paris, France.

Seebregts A.J. , Goldstein G.A. , Smekens K. (n.d.). *Energy/Environmental Modelling with the MARKAL Family of Models*. Consulté le 28 juillet 2008, à <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2001/rx01039.pdf>

StatCan, (2004). Electric Power Generation, Distribution and Transmission. Statcan, catalogue no. 57-202-XIE.

Stone, R. (1961) Input-Output and National Accounts (Paris, OECD).

Sue Wing, I. (2008) "The synthesis of bottom-up and top-down approaches to climate policy modeling: Electric power technology detail in a social accounting framework." *Energy policy*. Vol. 30, Issue 2, pp. 547-573.

Toh, M.H., 1998. The RAS Approach in Updating Input-Output Matrices: An Instrumental Variable Interpretation and Analysis of Structural Change. *Economic Systems Research*. Vol.10, Issue 1, pp. 63-78.

Timilsina G., Bhargava A., Canadian Energy Research Institute, Backus G., Policy Assessment Corporation, Arvada, Colorado (2005) "Modelling Climate Change Policies: An Application of ENERGY2020." CERl Working papers on energy, the environment and the economy, working paper 2 April-2005.

ANNEXES

Mesures métriques utilisées

BTU (British Thermal Unit) = 1,05506 Kj (kilojoule)

GWh (gigawatt- heure) = 10^9 Wh (Watt –heure)

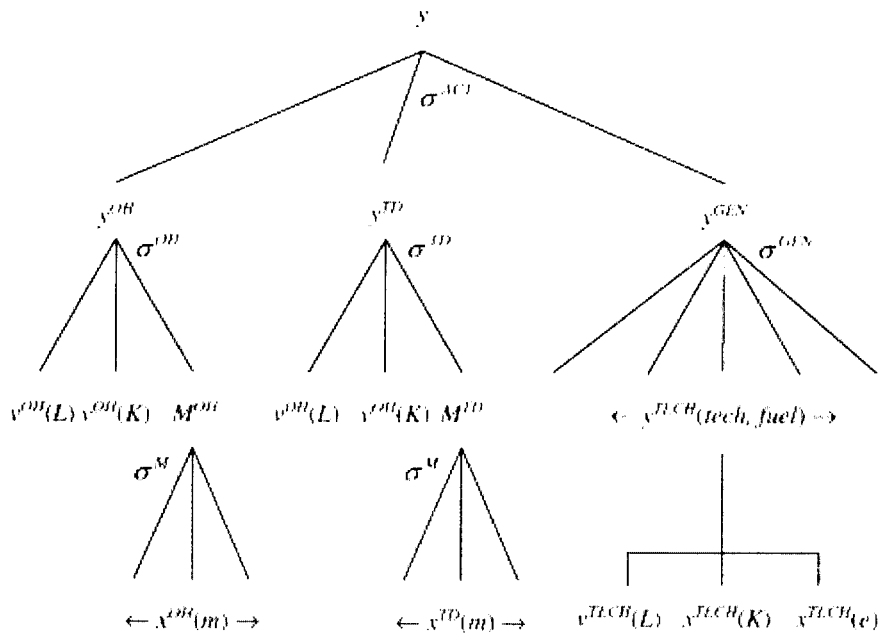
KWh (kilowatt- heure) = 10^3 Wh (Watt –heure)

Mcf (metric cubic foot) = 1,05 Gj (gigajoule)

Mills = 10^{-1} cents

MWh (megawatt- heure) = 10^6 Wh (Watt –heure)

Figure 1
 Structure du modèle hybride dans le secteur de l'électricité aux États-Unis



Source : Sue Wing (2008 : figure 3)

Figure 2

Secteur de la production de l'électricité tiré dans le tableau E_S Canada 2004 :

	Electric Power
Agriculture	23573
Fishing and Trapping & Forestry	2578
Crude mineral oils	
Natural gas, excluding liquefied	1741351
Coal Mining	1388627
Mining	143637
Electric Power	2975
Gas Pipelines	50217
Construction Industry	1076536
Food Industry	31021
Beverage Manufacturing	5602
Tobacco	1830
Textile Industry	4282
Wood Industry	4552
Pulp and Paper	13037
Printing and Publishing	102 942
Motor gasoline	18 334
Diesel and fuel oil, aviation fuel	483 812
Liquid petroleum gases	4 074
Other refined petroleum products	17 315
Chemical and Chem Products Industry	33 654
Plastic Industry	7 942
Rubber Products Industry	5 143
Non-Metallic Products Industry incl Clay	4 862
Steel	128 943
Metal Fabricating Industry	20 581
Machinery Industry	548 653
Electrical Products Industry	120 177
Transportation Equipment	36 301
Miscellaneous Manufacturing	16 268
Wholesale Trade	234 056
Retail Trade	49 940
Transport industry	482 893
Storage	37 085
Communication	284 270
FIRE	774 862
Service to Business	767 260
Education Service Industry	4 579
Health and Social Services	772
Amusement and Recreation	19 856
Accommodation and Food	69 329
Personal and Miscellaneous Services	27 572
Non-profit organizations	517
Government	461 469
PRODUCTION TAXES NET OF SUBS	936 085
LABOUR INCOME	6 703 575
OPER SURPLUS	17 940 765
VALUE OF TOTAL OUTPUT	34 833 705

Tableau 2

Caractéristiques des technologies de la production de l'électricité (données américaines):

Technology	Online Years	Leadtimes (Years)	capacité	Overnight Costs in 2001 (\$2000/KW)	k	uvom	ufom	hrt	cf	pf
			Size in (mW)		Total Overnight costs in 2001 (\$2000/KW)	Variable O&M (\$2000 mills/kWh)	Fixed O&M(\$2000/kW)	Heatrate in 2001 (Btu/kWh)	Capacity factor ^u	Fuel price (\$2000/million btu)
Conventional Pulverized Coal	2005	4	400	1,046	1,119	3.38	23.41	9386	0.85	1.20 ^v
Integrated Coal Gasification Combined Cycled Conventional Gas/Oil	2005	4	428	1,25	1,338	0.80	32.67	7869	0.85	1.20 ^v
Combined Cycle	2004	3	250	435	456	0.52	15.61	7618	0.91	4.24 ^v
Adv Gas/Oil Combined Cycle	2004	3	400	546	590	0.52	14.46	6870	0.91	4.24 ^v
Conv Combustion Turbine ^s	2002	2	160	323	339	0.10	6.45	11380	0.92	4.24 ^v
Adv Combustion Turbine	2003	2	120	451	474	0.10	9.16	9020	0.92	4.24 ^v
Fuel Cells	2004	3	10	1,81	2,091	2.08	14.98	5744	0.87	4.30 ^v
Advanced Nuclear	2005	4	600	1,772	2,144	0.42	57.23	10400	0.85	-
Generic Distributed Generation - Base	2004	3	2	593	623	15.11	4.02	10991	0.86	4.30 ^v
Generic Distributed Generation - Peak	2003	2	1	533	559	23.10	12.56	10620	0.05	4.30 ^v
Biomass	2005	4	100	1,536	1,725	2.90	44.95	8911	0.80	1.25 ^w
MSW - Landfill Gas	2004	3	30	1,336	1,429	0.01	96.31	13648	0.90	-

^u DOE/EIA, 1999. The Comprehensive Electricity Competition Act: A Comparison of Model Results, SR/OIAF/99-04, U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Washington D.C. Repris par Sue Wing (2008).

^v DOE/EIA, 2003b. Electric Power Annual 2002, DOE/EIA-0348(2002). U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, D.C. Repris par Sue Wing (2008).

^w Haq, Z., 2002. Biomass for electricity generation. NEMS Modeling and Analysis Report. U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, D.C. Repris par Sue Wing (2008).

Geothermal	2006	4	50	1,663	1,746	0.00	70.07	32173	0.95	-
Wind	2004	3	50	918	982	0.00	25.54	10280	0.40	-
Solar Thermal	2004	3	100	2,157	2,539	0.00	47.87	10280	0.42	-
Solar Photovoltaic	2003	2	5	3,317	3,831	0.00	9.85	10208	0.30	-
New hydro ^x	-	-	50	-	3370.18	2.09	7.52	10280	0.45	-
Existing hydro ^x	-	-	50	-	390.35	2.09	7.52	10280	0.45	-

Source: AEO – DOE/EIA, 2002.

Tableau 3
Caractéristiques des technologies de la production de l'électricité (données canadiennes):

Technology	Operating life (years)	capacité Size in (mW)	k Total Overnight costs in 2001 (\$2003/kW)	uvom Variable O&M (\$/MWh)	ufom Fixed O&M (\$/MWh)	hrt Heatrate in 2001 (Btu/kWh)	cf Capacity factor	Fuel price (in \$) 1,9 \$ /GJ 6,47\$/Mcf 4\$/MWh 2,3\$/MWh	spent fuel cost (\$/MWh)	On-going capital expenditure (million/year)	Decommissioning cost (million/year)
Coal	30	500	1600	4.62	36,91\$/kW	9000	0.9	1,9 \$ /GJ	-	-	-
Gaz	30	580	711	3.07	15,38 \$/kW 10,85 \$/MWh	7000	0.9	6,47\$/Mcf	-	-	-
TWIN ACR-700	30	1406	2347	0	\$/MWh	-	0.9	4\$/MWh	1,45	10	8
CANDU 6	30	1346	2972	0	12,9\$/MWh	-	0.9	2,3\$/MWh	1,45	10	8

Source : ICRÉ, August-27-2004 report.

^x Hall, D.G., Hunt, R.T., Reeves, K.S., Carroll, G.R., 2003. Estimation of Economic Parameters of U.S. Hydropower Resources. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. INEEL/EXT-03-00662. Repris par Sue Wing (2008).

Tableau 4
Quantités d'output et les coûts des inputs des technologies de production de l'électricité (données américaines)

Technologies	capacité	q	kcost	vom	fom	lcost	fcost	Totcost
Conv. Gas/oil Cc.	250000	1992900000	7337136,43	1036308	3902500	4938808	64371307,7	76647252,2
Conv. Combustion turbine	160000	1289472000	3490932,28	128947,2	1032000	1160947,2	62218571,4	66870450,8
Pétrole*	-	1641186000	5414034,35	582627,6	2467250	3049877,6	63294939,5	71758851,5
Hydro-élec.	50000	197100000	1005316,41	-	664000	664000	417329,103	2086645,52
Solaire thermal	100000	367920000	13072975	-	3829600	3829600	4225643,75	21128218,8
Solaire pv.	5000	13140000	986265,602	-	39400	39400	256151,917	1282082
Solaire**	-	190530000	7029620,3	-	1934500	1934500	2241030,08	11205150,4
éolien	50000	175200000	2522507,5	-	1016000	1016000	884626,876	4423134,38
biomasse	100000	700800000	11102245,9	2032320	6527320	6527320	7806036	25435601,9
Biosolaire***	-	445665000	9065933,11	-	-	4230910	5023533,04	18320376,1

* les chiffres pour la technologie pétrole sont obtenus par supposition de la moyenne (50-50) des technologies conventionnelles gas/oil cycle combiné et conventionnelle combustion turbine.

** l'information sur la technologie solaire est obtenue par supposition de la moyenne (50-50) des technologies solaire thermal et solaire photovoltaic.

*** l'information sur la technologie biosolaire est obtenue par considération de la moyenne (50-50) des technologies solaire et biomasse.

Tableau 5
Quantités d'output et les coûts des inputs des technologies de production de l'électricité (données canadiennes):

Technologies	capacité	q	kcost	vom	fom	lcost	fcost	Totcost
Gaz naturel	580000	4572720000	46687471,2	14036051,6	8919002,8	22955054,4	265354942	76647252,2
Charbon ****	500000	3942000000	104108220	18208841,34	18451758,7	36660600	71113680	66870450,8
Nucléaire	-	-	554468633	-	160711950	160711950	50103608,4	71758851,5

**** l'information sur la technologie au nucléaire est obtenue par considération de la moyenne (50-50) entre nucléaire TWIN ACR-700 et nucléaire CANDU 6

Tableau 9

Résultats du papier : Le secteur de l'électricité désagrégé en sept technologies de la production de l'électricité

	Gaz naturel	Pétrole	Charbon	Hydro-électrique	Nucléaire	Vent	Biosolaire	Total ligne	Électricité (E S 2004)
Agriculture	1,341.0	3,209.2	5,361.6	10,565.2	2,300.6	0.0	795.5	23,573.0	23573
Fishing and Trapping & Forestry	146.7	351.0	586.4	1,155.4	251.6	0.0	87.0	2,578.0	2578
Crude mineral oils	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Natural gas, excluding liquefied	1,431,125.0	9,721.0	57,061.5	190,902.4	48,200.6	0.5	4,340.0	1,741,351.0	1741351
Coal Mining	-	-	1,388,627.0	-	-	-	-	1,388,627.0	1388627
Mining	-	-	-	130,233.1	9,338.7	0.4	4,064.9	143,637.0	143637
Electric Power	169.2	405.0	676.6	1,333.4	290.3	0.0	100.4	2,975.0	2975
Gas Pipelines	2,856.6	6,836.5	11,421.6	22,506.7	4,901.0	0.1	1,694.6	50,217.0	50217
Construction Industry	61,239.1	146,558.1	244,852.3	482,491.7	105,065.2	1.3	36,328.2	1,076,536.0	1076536
Food Industry	1,764.6	4,223.2	7,055.6	13,903.3	3,027.5	0.0	1,046.8	31,021.0	31021
Beverage Manufacturing	318.7	762.6	1,274.1	2,510.8	546.7	0.0	189.0	5,602.0	5602
Tobacco	104.1	249.1	416.2	820.2	178.6	0.0	61.8	1,830.0	1830
Textile Industry	243.6	582.9	973.9	1,919.1	417.9	0.0	144.5	4,282.0	4282
Wood Industry	258.9	619.7	1,035.3	2,040.2	444.3	0.0	153.6	4,552.0	4552
Pulp and Paper	741.6	1,774.8	2,965.2	5,843.0	1,272.4	0.0	439.9	13,037.0	13037
Printing and Publishing	5,855.9	14,014.4	23,413.6	46,137.5	10,046.7	0.1	3,473.8	102,942.0	102942
Motor gasoline	1,042.9	2,496.0	4,170.0	8,217.1	1,789.3	0.0	618.7	18,333.9	18333.9455
Diesel and fuel oil, aviation fuel	27,521.8	65,865.6	110,040.5	216,839.5	47,218.0	0.6	16,326.5	483,812.5	483812.451
Liquid petroleum gases	-	4,074.2	-	-	-	-	-	4,074.2	4074.21012
Other refined petroleum products	-	17,315.4	-	-	-	-	-	17,315.4	17315.393
Chemical and Chem Products Industry	1,914.4	4,581.6	7,654.4	15,083.4	3,284.5	0.0	1,135.7	33,654.0	33654
Plastic Industry	451.8	1,081.2	1,806.4	3,559.5	775.1	0.0	268.0	7,942.0	7942
Rubber Products Industry	292.6	700.2	1,169.7	2,305.0	501.9	0.0	173.6	5,143.0	5143
Non-Metallic Products Industry incl Clay	276.6	661.9	1,105.8	2,179.1	474.5	0.0	164.1	4,862.0	4862
Steel	7,335.0	17,554.1	29,327.4	57,790.8	12,584.3	0.2	4,351.2	128,943.0	128943
Metal Fabricating Industry	1,170.8	2,801.9	4,681.0	9,224.2	2,008.6	0.0	694.5	20,581.0	20581
Machinery Industry	31,210.3	74,692.9	124,788.2	245,900.3	53,546.1	0.7	18,514.6	548,653.0	548653
Electrical Products Industry	6,836.3	16,360.7	27,333.6	53,862.0	11,728.7	0.2	4,055.4	120,177.0	120177
Transportation Equipment	2,065.0	4,942.0	8,256.5	16,269.7	3,542.8	0.0	1,225.0	36,301.0	36301
Miscellaneous Manufacturing	925.4	2,214.7	3,700.1	7,291.1	1,587.7	0.0	549.0	16,268.0	16268
Wholesale Trade	13,314.3	31,864.1	53,234.8	104,901.4	22,842.8	0.3	7,898.3	234,056.0	234056

Retail Trade	2,840.9	6,798.8	11,358.6	22,382.6	4,873.9	0.1	1,685.2	49,940.0	49,940
Transport industry	27,469.5	65,740.4	109,831.4	216,427.4	47,128.2	0.6	16,295.5	482,893.0	482,893
Storage	2,109.6	5,048.7	8,434.8	16,621.1	3,619.3	0.0	1,251.5	37,085.0	37,085
Communication	16,170.8	38,700.1	64,655.7	127,406.7	27,743.5	0.4	9,592.8	284,270.0	284,270
FIRE	44,078.2	105,488.7	176,238.2	347,284.7	75,623.1	1.0	26,148.1	774,862.0	774,862
Service to Business	43,645.8	104,453.7	174,509.2	343,877.6	74,881.2	1.0	25,891.6	767,260.0	767,260
Education Service Industry	260.5	623.4	1,041.5	2,052.3	446.9	0.0	154.5	4,579.0	4,579
Health and Social Services	43.9	105.1	175.6	346.0	75.3	0.0	26.1	772.0	772
Amusement and Recreation	1,129.5	2,703.2	4,516.1	8,899.2	1,937.9	0.0	670.1	19,856.0	19,856
Accommodation and Food	3,943.8	9,438.4	15,768.5	31,072.5	6,766.2	0.1	2,339.5	69,329.0	69,329
Personal and Miscellaneous Services	1,568.4	3,753.6	6,271.1	12,357.5	2,690.9	0.0	930.4	27,572.0	27,572
Non-profit organizations	29.4	70.4	117.6	231.7	50.5	0.0	17.4	517.0	517
Government	26,250.8	62,823.8	104,958.6	206,825.4	45,037.4	0.6	15,572.5	461,469.0	461,469
PRODUCTION TAXES NET OF SUBS	16,756.4	36,155.8	139,147.3	587,962.4	141,083.0	1.6	14,978.3	936,085.0	936,085
LABOUR INCOME	31,063.5	42,765.3	607,001.5	5,206,851.8	719,708.7	10.5	96,173.4	6,703,574.7	6,703,574.7
OPER SURPLUS	91,954.1	110,491.4	2,508,844.4	11,473,830.1	3,615,631.4	37.8	139,976.0	17,940,765.3	17,940,765.3
TOTAL PRODUCTION	1,909,837.2	1,031,674.6	6,055,859.5	20,260,213.9	5,115,464.0	58.3	460,597.5	34,833,705.0	34,833,705

Tableau 10
Aperçu de la famille des modèles MARKAL

Membre /version	Type du modèle	Breve description
MARKAL	LP	Standard model. Exogenous energy demand. (Fishbone et al. 1983)
MARKAL-MACRO	NLP	Coupling to macro-economic model, energy demand endogenous. (Hamilton et al. 1992)
MARKAL-MICRO	NLP	Coupling to micro-economic model, energy demand endogenous, responsive to price changes. (Regemorter and Goldstein 1998)
MARKAL-MED	LP	As MARKAL-MICRO but with step-wise linear representation of demand function. (Loulou and Lavigne 1996)
MARKAL Avec multi régions	NLP	Linkage of multiple country specific MARKAL-MED and MARKAL-MACRO, including trade of emission permits. (Bahn et al. 1998)
MARKAL Avec flux matériel	LP	Besides energy flows (electricity, heat) material flows and recycling of materials can be modelled in the RES. (Gielen et al. 1998)
MARKAL avec incertitudes	SP	Only with standard model. (Ybema et al. 1998)
MARKAL-ETL	MIP	Endogenous technology learning based on learning-bydoing curve. Specific cost decreases as function of cumulative experience. (Barreto and Kypreos 1999)

Source: Seebregts et al. (n.d, table 1)). Consulté le 28 juillet 2008, à <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2001/rx01039.pdf>