UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

# CALCUL D'ÉQUILIBRES APPLIQUÉ AU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

DENIS LAVIGNE
DÉPARTEMENT DE MATHÉMATIQUES
ET DE GÉNIE INDUSTRIEL
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

THÈSE PRÉSENTÉE EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME PHILOSOPHIAE DOCTOR (Ph.D.)
(MATHÉMATIQUES DE L'INGÉNIEUR)
OCTOBRE 1999

© Denis Lavigne, 1999.

National Library of Canada
Acquisitions and Bibliographic Services
395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Bibliothèque nationale du Canada
Acquisitions et services bibliographiques
395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

*Your file Votre référence*

*Our file Notre référence*

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

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

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

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

0-612-48888-8

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Cette thèse intitulée:

CALCUL D'ÉQUILIBRES APPLIQUÉ AU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

présentée par: LAVIGNE Denis

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

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

M. SMITH Benjamin T., Ph.D., président

M. SAVARD Gilles, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. LOULOU Richard, Ph.D., membre et codirecteur de recherche

M. WAAUB Jean-Philippe, Ph.D., membre

M. HAURIE Alain B., Ph.D., examinateur externe

*"... l'intérêt que Platon portait aux mathématiques ne s'est jamais démenti; dans tous ses ouvrages le philosophe parle de ces sciences avec un secret enthousiasme, car, autant que pour l'évidence et la certitude de leurs raisons, il les aimait pour leur beauté, qui préfigure celle des essences éternelles et de leur principe, l'Idée du Bien."*

Robert Baccou, Platon La République

# REMERCIEMENTS

Au cours des dernières années, j'ai eu le plaisir et l'honneur de partager de nombreux moments avec des personnes qui m'ont, à leur tour ainsi qu'à leur façon, formé, critiqué, encouragé et supporté, moralement et financièrement, afin de me permettre de compléter avec succès cette aventure que constitue les études menant à l'obtention de ce diplôme important à mes yeux. C'est donc avec gratitude et humilité que je souhaite remercier certaines d'entre-elles.

Je voudrais tout d'abord souligner les efforts et la gentillesse remarquable du personnel administratif du GÉRAD et des responsables du support informatique qui y effectuent un excellent travail. Merci à vous, Christine, Francine, Nicole, Carole et Anita, Daniel, Pierre et Guy. Des commentaires tout aussi élogieux peuvent être communiqués à Suzanne, de l'École Polytechnique.

D'un point de vue plus intime, je désire simplement souligner quelques noms de gens qui comprendront la raison de leur mention: merci à Isabelle et François, Mario, Jean et Nader.

J'aimerais ensuite remercier le Dr Jacques Gauvin, d'une gentillesse constante à mon endroit. Je me souviens de notre rencontre à Paris, de mes nombreux commentaires sur vos notes de cours, ainsi qu'à l'aide inestimable qui fait que je suis aujourd'hui un homme heureux dans ma carrière professionnelle.

Pour les belles années que j'ai passées au GÉRAD ainsi que pour ses qualités nombreuses et variées, je désire remercier le Dr Richard Loulou pour tout ce qu'il a fait pour moi au fil des ans. Il m'arrive parfois de me demander si je méritais tout ce que vous m'avez donné à mes débuts au GÉRAD, M.Loulou.

Mon grand collègue et ami, le Dr Claude Berger, a toute mon admiration; autant par ses connaissances multiples et sa capacité de partager celles-ci avec empressement, qu'à sa persévérence, son humour et sa personnalité attachante. Merci encore, Claude, pour la collaboration précieuse que nous entretenons dans nos nouvelles fonctions.

Du Dr Gilles Savard, Gilles, je ne sais trop que dire. Sans lui, jamais je n'aurais complété ce projet. Gilles m'intimide avec simplicité; il est un géant tranquille. J'ai peur d'écrire car aucun mot ne pourrait exprimer convenablement le regard que mes yeux ont pour lui. Un homme bon, dans le beau sens du terme, aux intérêts nobles et justes; il est le seul avec qui je pouvais faire tout ce travail. Alors, dites-moi, comment remercie-t-on quelqu'un à qui l'on est tant redevable? Je tente un simple "Merci, Gilles".

Je complète avec celle qui aura été la lumière de ces années. Je me souviens de mes premières pauses, à tenter de te rejoindre au loin, à Belgrade, la communication était horrible et difficile, les attentes pénibles, les joies immenses. Toujours, toutes ces années, toujours, tu étais là. Tu as vu la misère des temps lourds de mes hésitations professionnelles, les difficultés financières, les jours où ma confiance était fragile. Aujourd'hui, tout va mieux; aujourd'hui, le fruit de nos efforts semés au cours de la route arrive enfin à la réussite. Merci, Nicoletta, femme différente, admirable, douce, et bonne.

# RÉSUMÉ

Nous définissons et résolvons des problèmes de programmation mathématique représentant certaines relations pouvant exister entre divers systèmes énergétiques en utilisant une approche de *composition* de modèles.

Nous définissons une relation particulière comme étant une tarification régissant l'échange d'énergie entre les systèmes énergétiques étudiés. Nous analysons trois types de tarification de l'énergie: au coût marginal, au coût marginal modifié (que nous qualifions de "réglementée"), et au choix du producteur; nous définissons les relations résultant de ces tarifications comme étant, respectivement, de coopération, de réglementation, et de monopole.

La résolution de chacun de ces problèmes consiste à trouver un point d'équilibre (représentant un prix et une quantité d'équilibre) accepté par chacun des systèmes énergétiques. Afin de bien comprendre ce concept *d'équilibre* dans le contexte énergétique, une présentation de certaines notions économiques et la modélisation détaillée d'un système énergétique sont effectuées au début de la thèse.

Trois approches itératives nouvelles sont proposées (une pour chaque type de problème) ainsi qu'une approche exacte originale pour le cas d'une relation de monopole. Les algorithmes de ces approches itératives sont présentés.

De plus, nous introduisons le concept de demandes élastiques en utilisant les idées de l'approche itérative que nous proposons dans le cadre d'une relation de coopération. Il s'agit d'une généralisation significative de l'outil de modélisation MARKAL existant.

Des modèles énergétiques réels sont modélisés et des résultats obtenus à l'aide de nos approches originales sont présentés. Ceux-ci nous permettent de comparer les effets induits par diverses tarifications des échanges d'énergie sur les décisions optimales des systèmes énergétiques étudiés.

# ABSTRACT

We define and solve mathematical programming problems representing particular relationships that may exist between some energy systems using a *composition* approach of models.

We define a particular relationship as a tariff concerning exchanges of energy between the energy systems under study. We analyze three different energy tariffs: marginal cost, modified marginal cost (that we call regulated), and producer's choice; we define the relationships resulting from these tariffs as, respectively, cooperation, regulation, and monopoly.

Solving each of these problems means finding an equilibrium point (representing an equilibrium price and quantity) agreed upon by each energy system. To understand this concept of *equilibrium* in the energy context, a presentation of some economic notions and the detailed modelization of an energy system is done at the beginning of the thesis.

Three new iterative approaches are proposed (one for each type of problem) as well as an original exact approach for the monopoly relationship. The algorithms of these iterative approaches are given.

Moreover, we introduce the elastic demands concept using the ideas of the iterative approach that we propose for the cooperation relationship. This consists of an important generalization of the existing MARKAL model.

Real energy models are modelled and results obtained using our original approaches are presented, enabling us to compare the impacts of different energy exchanges tariffs on the optimal decisions of the energy systems under study.

# TABLE DES MATIÈRES

**DÉDICACE** . . . . . iv

**REMERCIEMENTS** . . . . . v

**RÉSUMÉ** . . . . . vii

**ABSTRACT** . . . . . ix

**TABLE DES MATIÈRES** . . . . . xi

**LISTE DES TABLEAUX** . . . . . xvi

**LISTE DES FIGURES** . . . . . xviii

**LISTE DES ANNEXES** . . . . . xxi

**CHAPITRE 1 INTRODUCTION** . . . . . 1

1.1 Motivation de nos travaux . . . . . 1

1.2 Objectif de la thèse . . . . . 5

1.3 Présentation . . . . . 6

1.4 Notions économiques . . . . . 9

1.5 Modélisation d'un système énergétique . . . . . 13

1.6 Caractéristiques du modèle MARKAL . . . . . 15

1.7 Interprétation économique des résultats . . . . . 18

**CHAPITRE 2 Modélisation énergétique et équilibres . . . . . 21**

2.1 Un système énergétique type: exemple du Québec . . . . . 21

2.2 Formulations mathématiques: offre et demande . . . . . 25

2.3 Trois types d'équilibres . . . . . 29

**CHAPITRE 3 Équilibres coopératifs et réglementés . . . . . 34**

3.1 Autres méthodes existantes . . . . . 35

3.1.1 Algorithme itératif COBWEB . . . . . 36

3.1.2 Algorithme PIES . . . . . 38

3.2 Algorithme itératif amélioré . . . . . 43

3.3 Équilibres réglementés . . . . . 52

3.3.1 Ajustements de l'équilibre coopératif . . . . . 53

3.3.2 Algorithme itératif amélioré réglementé . . . . . 55

**CHAPITRE 4 Élasticité des demandes: MARKALED . . . . . 58**

4.1 Pourquoi MARKALED? . . . . . 58

4.2 Équilibre offre/demande via la programmation mathématique . . . . 62

4.2.1 Notation . . . . . 63

4.2.2 Formulation mathématique du modèle d'équilibre équivalent . 64

4.3 Implantation . . . . . 65

4.3.1 Linéarisation . . . . . 65

4.3.2 Validation des fonctions de demande . . . . . 69

4.3.3 Effets sur la taille du problème à résoudre . . . . . 70

4.3.4 Interprétation des résultats de MARKALED . . . . . 70

4.4 Résultats: limitation du $CO_2$ en Ontario . . . . . 72

4.4.1 Réductions des demandes . . . . . 73

4.4.2 Coût total actualisé et perte de bien-être . . . . . 75

4.4.3 Coûts marginaux de réduction des émissions de $CO_2$ . . . . . 77

4.4.4 Indicateurs énergétiques . . . . . 78

4.5 MARKALED: conclusion . . . . . 82

**CHAPITRE 5 Équilibres de monopole . . . . . 84**

5.1 Programmation mathématique à deux niveaux . . . . . 84

5.2 Problème de type Stackelberg (meneur-suiveur) (monopole tempéré ou monopole relatif) . . . . . 86

5.3 Résolution d'un problème de monopole: algorithme itératif . . . . . 88

5.4 Approche exacte pour résoudre un problème de Stackelberg bi-linéaire 92

5.4.1 Reformulation *un-niveau* équivalente . . . . . 93

5.4.2 Algorithme exact de séparations et évaluations successives . . 99

5.4.3 Encadrement de la solution optimale . . . . . 102

5.4.4 Exemples . . . . . 107

**CHAPITRE 6 Résultats . . . . . 115**

6.1 Étude de tarification au Québec . . . . . 116

6.1.1 Analyse des résultats . . . . . 116

6.1.2 Résultats technologie/énergie . . . . . 121

6.1.3 Conclusion de l'étude de tarification au Québec . . . . . 130

6.2 Monopole relatif exact: Québec - New York . . . . . 131

6.2.1 Étude sur 2 périodes de 5 ans . . . . . 131

6.2.2 Étude sur 3 périodes de 5 ans . . . . . 133

**CHAPITRE 7 CONCLUSION . . . . . 139**

**BIBLIOGRAPHIE . . . . . 143**

**ANNEXES . . . . . 158**

# LISTE DES TABLEAUX

4.1 Élasticité de chacun des huit segments de demande . . . . . 72

4.2 Description des scénarios . . . . . 73

4.3 Niveaux des demandes avec MARKAL et MARKALED . . . . . 74

4.4 Coût total actualisé . . . . . 76

5.1 Résultats de l'exemple 2 . . . . . 112

6.1 Taille des modèles . . . . . 117

6.2 Valeurs optimales des fonctions-objectif . . . . . 118

6.3 Montants payés par les consommateurs (transferts) . . . . . 118

6.4 Prix des autres formes énergétiques . . . . . 122

6.5 Résultats excluant les ventes d'électricité (en M$us80) . . . . . 132

6.6 Quantités échangées et montant des ventes . . . . . 132

6.7 Résultats incluant les ventes d'électricité (en M$us80) . . . . . 132

6.8 Résultats excluant les ventes d'électricité (en M$us80) . . . . . 134

6.9 Quantités échangées et montant des ventes . . . . . 134

6.10 Résultats incluant les ventes d'électricité (en M$us80) . . . . . 134

# LISTE DES FIGURES

1.1 Équilibre offre-demande d'un bien . . . . . 11

1.2 Nouvel équilibre (ou équilibre modifié) offre-demande d'un bien . . . 12

1.3 Un système énergétique . . . . . 13

1.4 Structure de MARKAL . . . . . 17

2.1 Technologies de production d'électricité . . . . . 23

2.2 Exemple de compétitivité technologique dans le secteur résidentiel . . 25

2.3 Étude spécifique: production et consommation de l'électricité au Québec 28

3.1 Équilibre coopératif (maximiser le surplus social net) . . . . . 35

3.2 Algorithme itératif COBWEB . . . . . 37

3.3 Algorithme PIES . . . . . 42

3.4 Approximation de la fonction d'offre inverse . . . . . 44

3.5 Suite d'équilibres coopératifs ajustés . . . . . 54

3.6 Approximation de la fonction d'offre inverse modifiée . . . . . 56

4.1 Étapes pour une réduction de 50% des émissions de $CO_2$ . . . . . 61

4.2 Linéarisation "escalier" d'une fonction de demande inverse . . . . . 66

4.3 Stratégie mixte pour satisfaire une demande . . . . . 68

4.4 Coût marginal de réduction des émissions de $CO_2$ ($cdn90/tonne) . . 77

4.5 Coût marginal de l'électricité (le jour, l'hiver) (Mils/KWh) . . . . . 78

4.6 Consommations énergétiques (partie I) (pj/an) . . . . . 79

4.7 Consommations énergétiques (partie II) (pj/an) . . . . . 80

4.8 Capacité électrique installée (GW) . . . . . 81

4.9 Capacité nucléaire installée (GW) . . . . . 81

4.10 Énergie finale (pj/an) . . . . . 82

4.11 Économies d'énergie (pj/an) . . . . . 82

5.1 Algorithme itératif pour le problème de monopole: les trois options locales du producteur . . . . . 91

5.2 Région réalisable non-convexe . . . . . 110

5.3 Début de l'algorithme de séparations et évaluations successives . . . . 113

5.4 Fin de l'algorithme de séparations et évaluations successives . . . . . 114

6.1 Échanges d'électricité (pj/an) . . . . . 119

6.2 Prix de l'électricité (Mils/KWh; $cdn90) . . . . . 120

6.3 Chauffage des maisons existantes (10 000 unités) . . . . . 123

6.4 Chauffage des nouvelles maisons (10 000 unités) . . . . . 125

6.5 Consommation d'énergie finale pour le chauffage résidentiel (pj/an) . 127

6.6 Espaces commerciaux existants (millions de mètres carrés) . . . . . 128

6.7 Nouveaux espaces commerciaux (millions de mètres carrés) . . . . . 129

6.8 Consommation énergétique du secteur commercial/institutionnel (pj/an) 129

6.9 Quelques-unes des décisions optimales du Québec (1978-1992) . . . . 136

6.10 Production totale d'électricité de l'État de New York (1978-1992) . . 137

6.11 Consommation de l'État de New York (1978-1992) . . . . . 137

# LISTE DES ANNEXES

Annexe A Structure et données du modèle MARKAL-QUÉBEC ..... 158

Annexe B Demandes et élasticités ..... 220

Annexe C Description technologique ..... 230

# CHAPITRE 1

# INTRODUCTION

## 1.1 Motivation de nos travaux

Le secteur énergétique fut, au cours des vingt dernières années, un champ fertile pour étudier différents types d'équilibres. Le secteur de production de l'électricité, en particulier, est soumis à diverses réglementations, allant d'une réglementation sévère à une déréglementation complète dans certains pays. Les modèles d'équilibre économique sont largement utilisés pour analyser les décisions des producteurs et des consommateurs d'énergie. Le rôle de la tarification utilisée est bien sûr primordial quant à la détermination du type d'équilibre qui prévaut sur les marchés.

Nous proposons ici une approche de programmation mathématique pour examiner trois types d'équilibre concernant un système énergétique intégré. Le premier suppose une *tarification au coût marginal* de l'électricité et revient ainsi à l'optimisation globale de tout le système énergétique. Le second équilibre est *réglementé*, en ce sens que les prix de l'électricité proviennent d'une fonction de tarification appliquée aux coûts marginaux. Finalement, le troisième équilibre propose une *tarification de monopole* établie par l'unique producteur/distributeur, alors que les consommateurs fixent les quantités d'électricité qu'ils désirent acheter. Pour chacun des trois cas, les

consommateurs peuvent choisir entre l'électricité et les autres formes énergétiques, partout où celles-ci peuvent remplacer l'énergie électrique.

Un point capital de nos travaux est le fait que les fonctions d'offre et de demande d'électricité *ne sont pas* supposées connues explicitement via des fonctions simplifiées et/ou agrégées. Au contraire, nous avons modélisé en détail les choix du producteur et des consommateurs via des modèles d'analyse d'activités hautement désagrégés qui incluent les choix technologiques et énergétiques de façon explicite. Il en résulte que nous obtenons une description très réaliste des données technico-économiques du marché à l'étude. Le prix à payer pour un tel niveau de réalisme consiste bien sûr en la nature complexe et implicite des courbes d'offre et de demande résultantes, et la difficulté correspondante de calculer les différents types d'équilibre.

En particulier, dans nos modèles, l'électricité est décrite comme un bien multiple, chacun correspondant à six divisions temporelles d'une année, en plus d'un bien pour la capacité à la pointe. Ainsi, à moins d'avis contraire, tous les équilibres dont nous parlons dans nos travaux sont calculés pour un vecteur de biens dont la dimension est égale à sept fois le nombre de périodes (de cinq années chacune) dans l'horizon de temps considéré (habituellement neuf périodes dans un modèle MARKAL complet).

La majorité des recherches effectuées sur les calculs d'équilibres fait appel à des fonctions d'offre et/ou de demande explicites. Le projet PIES (Hogan, 1975, et Ahn et Hogan, 1982), ainsi que le modèle BALANCE (Daniel et Goldberg, 1981) constituent des exemples d'équilibres de systèmes énergétiques utilisant des courbes d'offre implicites et des courbes de demande explicites dans le cas de la tarification au coût

marginal. Greenberg et Murphy (1985) étendent le modèle PIES au cas d'une tarification réglementée. Murphy et Mudradega (1996) ont examiné quelques propriétés théoriques d'un algorithme itératif à bien unique dans le cas d'un équilibre coopératif avec des courbes d'offre et de demande implicites, de même qu'un algorithme plus sophistiqué basé sur une série d'approximations des fonctions de demande pour assurer la convergence. Leurs derniers travaux s'insèrent dans le cadre du modèle NEMS (National Energy Modeling System) du DOE (Department Of Energy) des États-Unis (Office of Integrated Analysis and Forecasting, 1995).

Comparativement à ces auteurs, nous étendons la classe d'équilibres pour inclure les équilibres monopolistiques du type meneur-suiveur (de type Stackelberg), et nous travaillons exclusivement avec des fonctions qui sont implicites plutôt qu'explicites. De plus, les fonctions d'offre et de demande implicites, toutes deux induites par un modèle de programmation linéaire correspondant, sont par conséquent non-différentiables.

L'étude de ces divers types d'équilibre est aujourd'hui plus importante que jamais puisque plusieurs pays ont mis au point, ou le feront bientôt, des degrés variables de déréglementation dans le secteur de la production énergétique. La déréglementation, jointe à l'introduction de multiples producteurs/distributeurs, mène souvent à une situation de marché oligopolistique, un cas que nous ne traitons pas directement dans nos recherches. Toutefois, à titre de premier pas dans cette direction, nous traitons le cas de la déréglementation sans introduire de multiples producteurs, ce qui crée une situation de monopole. Bien qu'un modèle de ce type puisse sembler irréaliste, nous avons deux commentaires à formuler à ce sujet:

1. Un fournisseur monopoleur constitue un "cas limite" d'un marché oligopolistique, et est utile pour explorer une sorte de "scénario du pire cas" en ce qui concerne la déréglementation. En fait, le cas le plus réaliste d'un marché oligopolistique est compris entre celui purement coopératif (avec tarification au coût marginal) et celui d'un monopoleur, qui sont tous deux inclus dans nos recherches.

2. Le monopole dont il est question dans nos travaux est tempéré par l'importante restriction suivante: toute utilisation de l'énergie qui est réellement captive (c.-à-d. qui ne peut être remplacée par une autre forme énergétique disponible) est réglementée dans nos modèles, c'est-à-dire que son prix n'est pas choisi par le producteur mais plutôt par une agence indépendante. Cette altération majeure au pouvoir du monopole confère un degré d'intérêt plus élevé au troisième type d'équilibre calculé dans nos recherches, soit l'équilibre de type Stackelberg, que nous appelons dorénavant *monopole tempéré* ou *monopole relatif*, selon le genre d'étude sur laquelle nous travaillons (nous clarifions cette distinction au chapitre 2).

Par ailleurs, la problématique des émissions de gaz à effet de serre demandera des négotiations importantes au niveau mondial et nous croyons que des outils mathématiques puissants sauront faire leur juste part pour venir en aide aux décideurs (Prades et al., 1998). Il est évident que cette problématique, qui favorisera possiblement les échanges d'énergie (ou de permis d'émission de gaz à effet de serre) entre deux (ou plusieurs) nations, doublée à la déréglementation qui s'installe dans le secteur énergétique, nous incite à étudier en profondeur les réactions et ajustements

qui surviendront dans les années à venir aux niveaux de la production et de la consommation de l'énergie. C'est donc en ce sens que nous présentons diverses relations économiques entre deux joueurs énergétiques.

## 1.2 Objectif de la thèse

L'objectif principal de la thèse consiste à définir et résoudre des problèmes de programmation mathématique représentant certaines relations pouvant exister entre divers systèmes énergétiques en utilisant une approche de *composition* de modèles autrement gérés de façon indépendante.

Nous définissons une relation particulière comme étant une tarification régissant l'échange d'énergie entre les systèmes énergétiques étudiés. Nous désirons analyser trois types de tarification de l'énergie: au coût marginal, au coût marginal modifié (réglementé), et au choix du producteur; nous définissons les relations résultant de ces tarifications comme étant, respectivement, de coopération, de réglementation, et de monopole.

La résolution de chacun de ces problèmes consiste à trouver un point d'équilibre (représentant un prix et une quantité d'équilibre) accepté par chacun des systèmes énergétiques. Trois approches itératives nouvelles sont proposées (une pour chaque type de problème) ainsi qu'une approche exacte originale pour le cas d'une relation de monopole.

L'atteinte de notre objectif principal permet d'effectuer des analyses autrement très difficiles à réaliser, ce qui, dans le contexte actuel de la déréglementation de l'énergie et dans la perspective éventuelle d'échanges de permis d'émissions des gaz à effet de serre, s'avére une contribution fort intéressante.

## 1.3 Présentation

La présente thèse, soumise pour l'obtention du grade de Philosophiae Doctor (Ph.D.) en mathématiques de l'ingénieur de l'École Polytechnique de Montréal, résume les principaux travaux effectués par l'auteur, en collaboration avec son directeur et son co-directeur de recherches, dans le domaine de la modélisation et du calcul d'équilibres économiques appliqué au secteur énergétique.

Dans la suite du présent chapitre, nous présentons les notions économiques nécessaires à la compréhension générale de la thèse, les idées de base concernant la modélisation d'un système énergétique, les caractéristiques de la méthodologie utilisée pour modéliser celui-ci et nous décrivons l'interprétation économique des résultats fournis par ce type de modèle. Nous procédons par la suite, au chapitre 2, à une description détaillée de la modélisation, via l'approche MARKAL, d'un système énergétique spécifique (celui de la province de Québec) dont nous montrons la possibilité de décomposition en deux blocs principaux, soit la production et la consommation d'électricité, et nous définissons les trois types d'équilibre que nous analysons à l'intérieur de ce travail (chaque type d'équilibre étant défini selon la tarification proposée des quantités d'électricité échangées entre deux joueurs énergétiques).

Au chapitre 3, nous étudions tout d'abord en détail le premier type d'équilibre qui nous intéresse, *l'équilibre coopératif*, qui correspond à une tarification au coût marginal de l'électricité. Nous présentons une version équivalente du problème qui se ramène à la résolution d'un problème de programmation linéaire de grande taille. Deux algorithmes existants sont ensuite décrits pour décomposer ce type de problème. Nous suggérons ensuite une méthode nouvelle et efficace qui nous est utile dans la suite de nos travaux concernant les deux autres calculs d'équilibre qui nous intéressent. Nous complétons ce chapitre par la présentation d'un *équilibre réglementé* entre deux joueurs. Ce type d'équilibre correspond à une tarification de l'électricité fonction (ici affine) du coût marginal de ce bien. Nous mentionnons tout d'abord une méthode proposée par d'autres chercheurs et nous poursuivons avec un nouvel algorithme qui constitue une extension naturelle de l'algorithme proposé pour le cas coopératif.

Au chapitre 4, nous ouvrons un volet sur un sujet qui peut sembler différent à première vue mais qui constitue une amélioration majeure de l'outil de modélisation MARKAL. Nous étudions la possibilité de créer, à partir d'une certaine demande exogène, une courbe de demande établie selon les résultats obtenus de la résolution du modèle de base autarcique. L'outil de modélisation ainsi créé est maintenant connu sous le nom de MARKALED. Il s'agit d'une utilisation astucieuse de la notion d'équilibre coopératif.

Le chapitre 5 propose le calcul d'un équilibre de type Stackelberg (nous étudions, en fait, un problème légèrement différent, que nous appelons *un équilibre de monopole tempéré ou de monopole relatif*). Nous introduisons la notion de programmation mathématique à deux niveaux, définissons le problème de monopole et suggérons une extension originale de l'algorithme utilisé pour le cas de l'équilibre coopératif.

Nous suggérons ensuite, toujours au chapitre 5, une méthode *exacte* pour résoudre le même problème d'équilibre de monopole (bi-niveau bi-linéaire). Nous présentons les résultats théoriques menant à son équivalence à un programme linéaire en nombres entiers et nous montrons la possibilité de créer un algorithme de séparations et évaluations successives qui nous permet de résoudre de façon exacte ce type de problème. Nous complétons cet important chapitre par deux exemples afin de permettre la compréhension des notions théoriques.

C'est au chapitre 6 que nous effectuons une étude plus ample sur l'application des méthodes de résolution des trois types d'équilibres qui nous intéressent dans le cas de la province de Québec, alors qu'un joueur représente le producteur d'électricité et l'autre modélise les consommateurs d'électricité (regroupés en un unique consommateur). La performance des algorithmes heuristiques est présentée et nous analysons les résultats concernant les réactions des deux joueurs selon la tarification de l'électricité utilisée. De plus, ce chapitre présente un exemple d'échange d'électricité entre la province de Québec et l'État de New-York. Ce dernier exemple constitue un problème de nature réelle qui nous permet de mettre à l'épreuve notre algorithme exact.

Une conclusion résume les points importants de la thèse et propose la continuation de la recherche dans ce domaine où la modélisation mathématique des systèmes énergétiques et les possibilités d'études des choix technologiques correspondant à diverses hypothèses de relation (ou tarification) concernant les échanges d'énergie (ou de permis d'émissions de gaz à effet de serre) entre états feront partie des outils utilisés pour nourrir l'analyse de pourparlers internationaux au cours des prochaines années (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 1995).

## 1.4 Notions économiques

Nous proposons une approche mathématique pour analyser et calculer différents **équilibres** économiques entre l'offre et la demande d'un certain bien économique. Par conséquent, nous jugeons utile et nécessaire de définir ces concepts. Une excellente introduction à ceux-ci se retrouvent dans Baumol et al. (1986).

**Définition 1.1** *La fonction de demande d'un certain bien indique la quantité désirée de ce bien en fonction du prix unitaire de celui-ci lorsque tous les autres facteurs qui influencent la quantité désirée demeurent constants. Intuitivement, nous pouvons affirmer que la demande diminue lorsque le prix augmente.*

**Définition 1.2** *La fonction de demande inverse d'un certain bien indique le prix unitaire qu'un consommateur est prêt à débourser pour une certaine quantité désirée de ce bien lorsque tous les autres facteurs qui influencent la quantité désirée de ce bien demeurent constants. Intuitivement, nous pouvons affirmer que le prix diminue lorsque la quantité désirée augmente.*

**Définition 1.3** *La fonction d'offre d'un certain bien indique la quantité offerte de ce bien en fonction du prix unitaire de celui-ci lorsque tous les autres facteurs qui influencent la quantié offerte demeurent constants. Intuitivement, le principe de l'accroissement des coûts de production indique que la quantité offerte augmente lorsque le prix augmente.*

**Définition 1.4** *La fonction d'offre inverse d'un certain bien indique le prix unitaire qu'un producteur est prêt à proposer pour une certaine quantité offerte de ce bien lorsque tous les autres facteurs qui influencent la quantité offerte demeurent constants. Intuitivement, le principe de l'accroîssement des coûts de production indique que le prix proposé augmente lorsque la quantité offerte augmente.*

**Définition 1.5** *Un équilibre est atteint lorsqu'il n'existe aucune force inhérente qui produit un changement de la quantité désirée et de la quantité offerte. Dans le cas unidimensionnel (une seule quantité et un seul prix), l'équilibre se trouve à l'intersection de la fonction de demande inverse et de la fonction d'offre inverse. À ce point, nous obtenons la quantité d'équilibre et le prix d'équilibre.*

Nous avons donc une fonction de demande inverse et une fonction d'offre inverse tel que suggéré par le graphe ci-dessous (voir Figure 1.1). Pour déterminer le prix du bien à l'équilibre, nous devons comparer l'offre et la demande et vérifier si la décision de chacun des joueurs est cohérente (joueur 1:= offre; joueur 2:= demande). Supposons que le prix soit inférieur à $p^*$. Nous constatons que la demande est alors supérieure à l'offre, créant ainsi une insuffisance du bien. Le système est dit en déséquilibre. De façon analogue, un prix plus élevé que $p^*$ crée un surplus et le système est une fois de plus en déséquilibre. Le prix et la quantité sont déterminés par l'intersection de la fonction d'offre inverse et de la fonction de demande inverse. Nous concluons que $p^*$ et $s^*$ constituent respectivement le **prix d'équilibre** et la **quantité d'équilibre** concernant le bien en question.

**Définition 1.6** *La valeur marginale d'un bien consiste à la valeur (en termes monétaires) d'une unité supplémentaire de ce bien.*

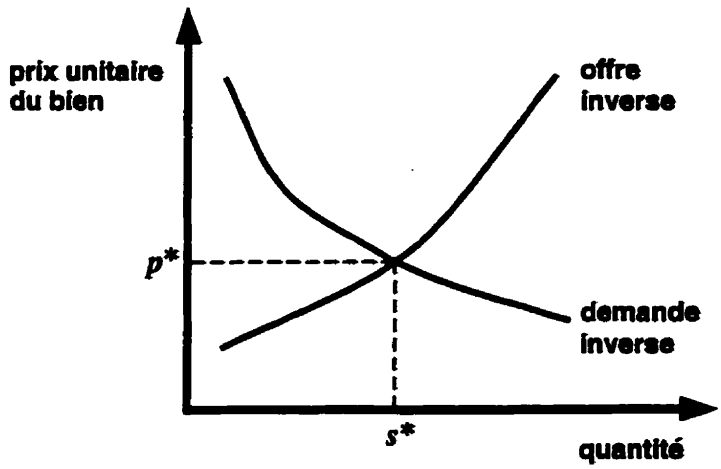



Figure 1.1 – *Équilibre offre-demande d'un bien*

**Définition 1.7** *Un marché réfère à l'ensemble de toutes les ventes et de tous les achats qui affectent le prix d'un certain bien.*

**Définition 1.8** *Lorsque le prix d'un bien est implicitement défini au niveau de sa valeur marginale et que l'information de la fonction de demande inverse et de la fonction d'offre inverse est disponible et connue, nous parlons d'un marché compétitif en concurrence parfaite.*

Dans le cas particulier d'un marché compétitif de concurrence parfaite (marché coopératif), il faut souligner l'importance de pouvoir déterminer la fonction d'offre à l'aide des valeurs marginales correspondant aux quantités produites du bien. Ainsi, pour une certaine quantité produite $s$ du bien, si le producteur établit à $\lambda$ le coût que lui incombe la production d'une unité supplémentaire de ce bien, alors l'offre pour un prix unitaire du bien fixé $p = \lambda$ est de $s$ unités. La fonction de demande peut être déterminée de façon similaire.

Il peut survenir qu'une ou l'autre des fonctions d'offre et de demande, ou les deux, subissent des modifications plus ou moins importantes. Nous étudions, au cours de ce travail, le cas particulier où la fonction d'offre inverse consiste en une modification de celle obtenue dans un marché coopératif. Ce cas peut survenir lorsque la stratégie de tarification du bien est modifiée. Cette modification n'affectant pas la fonction de demande, une augmentation du prix d'équilibre et une diminution de la quantité d'équilibre est à prévoir si la nouvelle tarification induit un mouvement à la hausse (ou vers la gauche) de la fonction d'offre (par exemple, l'ajout d'une taxe positive au coût marginal du bien offert produit un tel effet) (voir Figure 1.2).

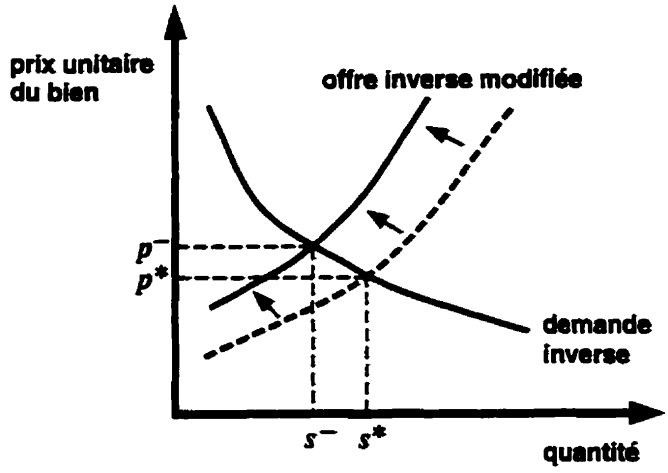



Figure 1.2 – *Nouvel équilibre (ou équilibre modifié) offre-demande d'un bien*

Il est possible de qualifier un équilibre économique d'équilibre coopératif, réglementé ou de monopole selon le type de stratégie utilisée dans la tarification du bien à l'étude. Ceci est effectué à la section 2.3.

L'analyse économique que nous proposons concerne l'étude de systèmes énergétiques. Une introduction au langage énergétique ainsi qu'une présentation des notions économiques appliquées à un système énergétique est maintenant effectuée.

## 1.5 Modélisation d'un système énergétique

Un système énergétique est un ensemble complexe de données et de relations multiples décrivant la réalité des flux énergétiques et des choix technologiques effectués pour satisfaire une demande d'énergie utile concernant certains biens et/ou services. La Figure 1.3 propose une représentation d'un tel système.

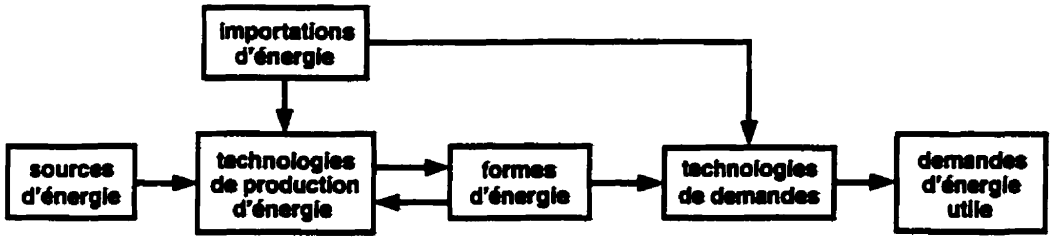



Figure 1.3 – *Un système énergétique*

La notion de compétitivité est induite fortement par de telles relations, autant quant à la production des formes d'énergie utilisables qu'à l'utilisation de celles-ci par des technologies qui doivent choisir parmi les formes d'énergie disponibles à un instant donné pour satisfaire une certaine demande utile, exogène pour l'instant (élastique dans la version MARKALED de MARKAL présentée au chapitre 4), variable dans le temps. L'approche que nous utilisons tient compte explicitement de toutes les options technologiques disponibles à l'intérieur d'un système énergétique réel.

Le groupe Énergie du GÉRAD utilise le modèle technico-économique MARKAL (Fishbone et Abilock, 1981, Fishbone et al., 1983) depuis plusieurs années pour effectuer des études concernant, entre autres, les systèmes énergétiques des provinces de Québec et de l'Ontario, ainsi que de certaines régions du nord-est des États-Unis (par exemple: l'État de New York). MARKAL fut développé sous l'égide de l'Agence

Internationale de l'Énergie (AIÉ) et fut amélioré depuis ce temps (Berger et al., 1992, Loulou et Kanudia, 1997). Cet outil est utilisé pour modéliser les secteurs d'offre et de demande de l'énergie pour une région donnée. Il est donc naturel de choisir cet outil de modélisation puisque les banques de données disponibles contiennent de précieuses informations sur les systèmes énergétiques que nous désirons étudier. En fait, tout au long des travaux portant sur la présente thèse, des améliorations constantes et majeures ont été apportées aux banques de données existantes; ceci fut fait à l'aide d'informations provenant de plusieurs intervenants des divers secteurs énergétiques.

La mise-à-jour de la banque de données et la création d'un document présentant une description complète et très détaillée de la banque de données de la province de Québec constitue un sous-produit de grande valeur pour le groupe *Énergie* du GÉRAD. Cette importante contribution est présentée en annexe de la thèse. Par ailleurs, notons que la version initiale de MARKAL fut créée à l'aide du langage OMNI (Haverly Systems Inc., 1991), peu convivial, ce qui ne facilite pas le transfert de connaissances. Une autre contribution peu visible mais non-négligeable des travaux effectués dans le cadre de la présente thèse fut la création d'une version GAMS (General Algebraic Modeling System) (Brooke et al., 1992) de MARKAL, beaucoup plus compréhensible. D'ailleurs, un nouveau modèle, appelé TIMES (Goldstein et al., 1999) et actuellement en développement au GÉRAD, utilise maintenant le langage de progammation algébrique GAMS

Suite aux travaux effectués au cours de cette thèse pour mettre à jour les banques de données des provinces de Québec et de l'Ontario, deux études majeures furent récemment effectuées au GÉRAD et publiées dans la revue *Energy Studies*

*Review* (Loulou, R., Lavigne, D., Waaub, J.-P., 1996, et Loulou, R., Kanudia, A., Lavigne, D., 1996). Il est à noter que des études utilisant diverses versions de MARKAL ont été effectuées dans plus d'une vingtaine de pays; un échantillon de ces travaux apparaît dans Kram (1993).

Une description mathématique du modèle MARKAL figure dans le guide de l'usager fournit par Fishbone et al. (1983). Nous nous contentons ici de favoriser la compréhension des caractéristiques de MARKAL qui permettent de faire une bonne analyse des résultats du modèle.

## 1.6 Caractéristiques du modèle MARKAL

Le modèle MARKAL original est un modèle énergétique *intégré* qui calcule un équilibre entre l'offre et la demande de plusieurs formes énergétiques. Le modèle est "tiré" par un scénario de demandes de services énergétiques (demandes utiles) fourni par l'utilisateur. Le nombre des différents segments de demande à satisfaire est relativement élevé (plusieurs dizaines dans le cas du modèle complet du Québec). Le modèle est *dynamique*, pouvant s'échelonner sur un horizon de 45 ans, à raison de 9 périodes, habituellement de 5 années chacune.

MARKAL est un modèle de type **technico-économique**, i.e. que chaque technologie du système énergétique y est décrite *de façon explicite* par ses intrants et extrants, coûts (d'investissement, d'entretien et de fonctionnement), durée de vie, date de première disponibilité et émissions de certains polluants. La manipulation des données est effectuée en utilisant l'interface graphique MUSS (Goldstein, 1991).

Chaque technologie de MARKAL est représentée par trois variables de décision à chaque période: l'investissement, la capacité et le niveau de fonctionnement de la technologie durant cette période, dont les valeurs optimales endogènes sont déterminées suite à l'optimisation d'une fonction-objectif sous diverses contraintes. Les quantités de formes énergétiques importées et exportées résultent de ce processus.

La fonction-objectif consiste à minimiser le coût total actualisé, comprenant les coûts des importations, d'investissement, d'entretien et de fonctionnement, moins les revenus des exportations et la valeur de rachat des équipements encore existant à la fin de l'horizon. Les principales contraintes sont décrites ci-dessous. Un schéma décrivant la structure de MARKAL est ensuite présenté (voir Figure 1.4).

1. Satisfaction des demandes utiles à chaque période.

2. Respect, pour certains polluants, des limites d'émissions fixées par l'utilisateur (optionnel).

3. Conservation des flux (énergétiques et de matières) à chaque période: production + importations = consommation + exportations. Dans le cas de l'électricité, il y a six flux par période, correspondant à six divisions de l'année: hiver (jour/nuit), été (jour/nuit) et intermédiaire (jour/nuit).

4. Accumulation de capacité de chaque technologie à chaque période: capacité à une période = capacité résiduelle existante + investissements antérieurs non-déclassés.

5. Limite de fonctionnement: le niveau d'activité ne peut pas excéder la capacité installée multipliée par le facteur de disponibilité (dans le cas de l'électricité, il y a six facteurs de disponibilité et six contraintes de ce type).

6. Réserve électrique de pointe: la capacité installée totale des équipements de génération d'électricité doit excéder la demande d'hiver (ou de toute saison où la demande est la plus forte) par un facteur de réserve spécifique (qui est propre au réseau et aux caractéristiques de la demande modélisée; la valeur choisie dans MARKAL-Québec est de 45%).

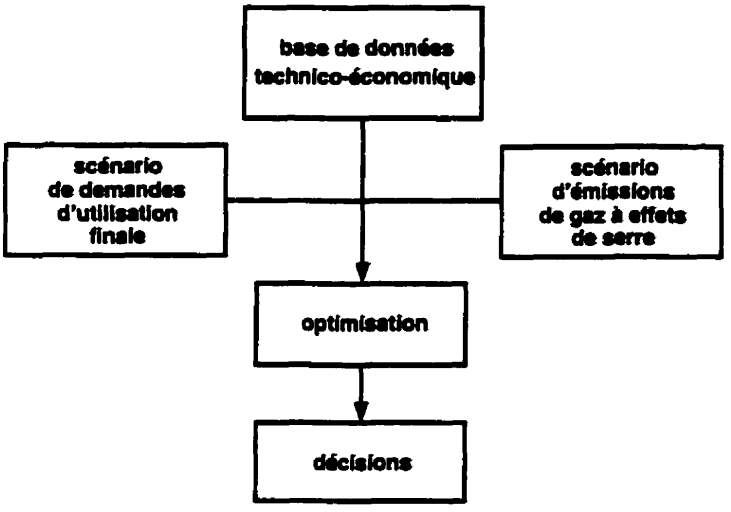



Figure 1.4 – *Structure de MARKAL*

Une façon de voir MARKAL consiste à le considérer comme un modèle qui sélectionne des technologies ainsi que des formes énergétiques pour satisfaire des demandes économiques sur la base du critère du coût minimal du système. Par conséquent, il constitue un outil appréciable pour effectuer des évaluations technologiques (Berger et al., 1994). MARKAL tient en effet son nom de "MARKet ALlocation" (soit la pénétration des technologies sur le marché).

## 1.7 Interprétation économique des résultats

La nature de l'approche MARKAL a des conséquences majeures sur la signification économique de sa solution: en bref, MARKAL calcule un équilibre offre-demande dans un environnement de concurrence parfaite (équiblire coopératif) ayant les propriétés suivantes:

1. Le prix de chaque forme énergétique est égal à son coût d'opportunité, qui est le minimum du coût marginal de production et de la valeur marginale d'utilisation par les consommateurs. Nous appellerons ce prix la valeur marginale de la forme énergétique.

2. Le "surplus social" est maximisé, soit: la somme du surplus du producteur et du surplus de consommateur. Une autre façon de dire est que le modèle calcule le coût minimum global du système énergétique dans son ensemble.

3. Les taxes et subsides internes au système énergétique ne sont pas pris en compte.

4. Chaque agent prend toutes ses décisions en toute connaissance du futur. Nous sommes donc en situation d'information parfaite.

5. Tous les agents utilisent le même taux d'actualisation pour leurs coûts. Ce taux est, en principe, égal au taux social d'actualisation.

Ces propriétés confèrent à MARKAL une grande cohérence interne, et à sa solution la valeur d'un équilibre socialement désirable. Par là même, la solution peut

dévier significativement d'équilibres atteints par les marchés réels qui, eux, fonctionnent dans des conditions de concurrence et notamment d'information imparfaites. Ces considérations doivent être présentes à l'esprit lorsque les résultats de MARKAL sont analysés. Par exemple, un consommateur réel peut prendre en compte des considérations d'esthétisme, en plus de celles de coûts, lors du choix de certains équipements. Il peut aussi avoir un taux d'actualisation différent de celui des producteurs.

MARKAL est donc particulièrement pertinent lorsqu'il s'agit d'évaluer l'ensemble d'un système dans une vision de long terme, et dans un but de prospective publique. Le modèle n'est pas adapté à la prévision à court terme, alors que les marchés réels sont éloignés des conditions de concurrence et d'information parfaite.

Une autre limite du modèle MARKAL classique a trait à la nature exogène des demandes de services énergétiques (c.-à-d. le scénario de demandes), dont on pourrait argumenter qu'elles devraient être élastiques aux prix (par exemple, la demande de transport aérien devrait être élastique à son propre prix). Ce reproche survient principalement si le scénario examiné représente un choc considérable sur le système. Dans le cas d'un scénario "normal", il est établi que les faibles élasticités-prix des services énergétiques peuvent être négligées sans risque d'erreur importante. Il faut cependant réaliser que MARKAL réagit partiellement aux prix des formes énergétiques, en effectuant au besoin des substitutions énergétiques et technologiques. Par exemple, si les prix de certains combustibles de chauffage résidentiel augmentent, MARKAL peut répondre en leur substituant une combinaison équipement-combustible moins chère, ou encore en implantant des économies d'énergie, comme l'isolation thermique. Toutefois, MARKAL ne décidera pas de diminuer la température ambiante des locaux

à chauffer, ce qui correspondrait à une véritable diminution de la demande utile en chauffage. Quoiqu'il en soit, dans le cas où des élasticités-prix seraient quand même désirables (ce qui est le cas par exemple lorsque des limites sévères sont imposées sur les émissions de gaz à effet de serre), nous proposons, au chapitre 4, une généralisation de MARKAL, appelée MARKALED (ED:= "Elastic Demands"), que nous avons mise au point récemment (Loulou et Lavigne, 1996). MARKALED conserve toutes les caractéristiques de MARKAL et, de plus, autorise l'utilisateur à introduire des élasticités-prix pour certains segments de demande.

# CHAPITRE 2

# Modélisation énergétique et équilibres

## 2.1 Un système énergétique type: exemple du Québec

Au cours de nos recherches, nous étudions les diverses relations possibles entre deux joueurs (deux systèmes énergétiques), chacun étant représenté par un programme linéaire de grande taille . Deux avenues peuvent être suggérées: *(i)* les deux joueurs représentent, ensemble, un système énergétique particulier (par exemple la province de Québec) ou *(ii)* les deux joueurs représentent deux systèmes énergétiques distincts (par exemple la province de Québec et l'État de New York). Le premier cas correspond à une étude spécifique entre le secteur de production et le secteur de consommation d'un système énergétique, alors que le second cas considère le problème plus général de liens particuliers concernant des échanges d'énergie entre deux systèmes énergétiques autrement autonomes.

Nous supposons, pour le moment, que le joueur 1 représente uniquement un producteur d'électricité (soit le secteur de l'offre d'électricité du Québec, principalement Hydro-Québec) fournissant l'énergie électrique à un consommateur, le joueur 2, réunissant différents secteurs de consommation d'énergie qui peuvent être classés en quatre grandes catégories (ce joueur représente tout le secteur de consommation d'énergie au Québec):

1. secteur industriel,
2. secteur résidentiel (incluant l'agriculture),
3. secteur commercial/institutionnel,
4. secteur du transport.

Bien que ce ne soit pas là une utilisation régulière de MARKAL (MARKAL est habituellement utilisé pour modéliser un système énergétique global, incluant la production et la consommation d'énergie), il est possible de l'utiliser pour créer un modèle de programmation mathématique linéaire distinct pour chacun des deux joueurs.

Le producteur doit non seulement décider de maintenir un certain niveau de production, mais il doit aussi établir quelles technologies doivent être utilisées pour produire le niveau désiré. Il existe plusieurs technologies de production d'électricité présentes dans le modèle de production. Évidemment, pour le système énergétique du Québec, les technologies hydro-électriques constituent une part importante des technologies disponibles. La concurrence s'effectue entre les technologies de production mentionnées à la Figure 2.1.

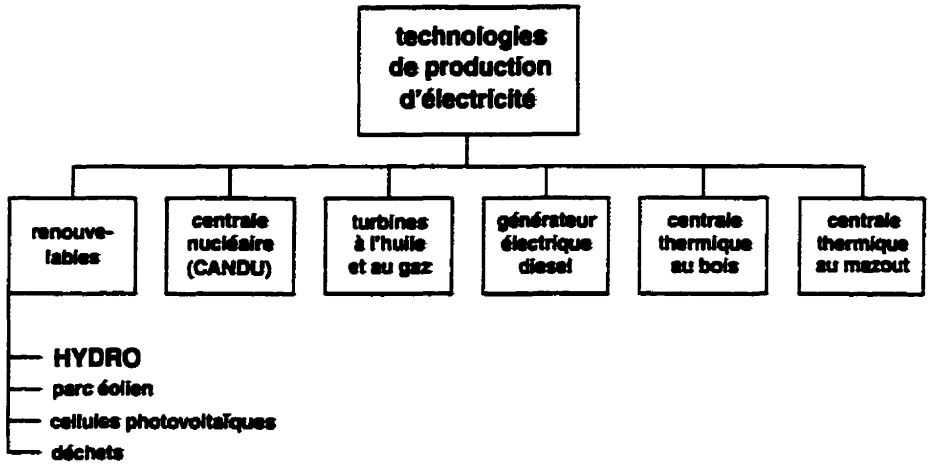



Figure 2.1 – *Technologies de production d'électricité*

Ainsi, pour différentes quantités d'électricité demandées, différents choix technologiques sont effectués, desquels résulte un coût marginal de production d'électricité plus ou moins élevé selon que la quantité à produire est faible ou élevée. Il nous est donc possible de créer la fonction d'offre d'électricité du système énergétique. Si la description du système de production d'électricité est donnée sous la forme d'un problème de programmation mathématique linéaire, la fonction d'offre n'est pas explicite mais plutôt induite par la résolution optimale de ce problème. Étant induite par un problème linéaire, la fonction d'offre possède une structure en forme d'escalier (linéaire par morceaux). En effet, en programmation linéaire, chaque variable duale garde une valeur constante à l'intérieur d'un certain intervalle.

Un modèle de type MARKAL est utilisé pour représenter le secteur de consommation. Plusieurs demandes d'énergie utile sont présentes dans le modèle de même que des possibilités de compétitivité technologique pour satisfaire ces demandes. Voici

une description des secteurs de consommation représentés par le modèle de consommation du Québec.

1. *Secteur résidentiel (13 segments):* chauffage des locaux pour les habitations construites avant 1992 (maisons, habitations de 2 à 9 appartements, habitations de 10 appartements et plus) et celles construites après 1991 (maisons, habitations de 2 à 9 appartements, habitations de 10 appartements et plus), chauffage de l'eau, éclairage, climatisation, réfrigération, congélation, autres appareils électriques et agriculture.

2. *Secteur commercial/institutionnel (14 segments):* chauffage des locaux pour les édifices construits avant 1992 (commercial et institutionnel) et pour les édifices construits après 1991 (commercial et institutionnel), éclairage (commercial et institutionnel: fluorescent et incandescent), climatisation, ventilation, réfrigération, puissance moteur et deux autres segments de comptabilisation.

3. *Secteur industriel (25 segments):* acier, aluminium, cuivre, magnesium, titanium, zinc, ciment, pâtes et papiers et un autre segment de comptabilisation.

4. *Secteur du transport (11 segments):* automobiles, taxis, camions légers, camions moyens, camions lourds, autobus scolaires, autobus urbains, autobus inter-urbains, trains (incluant le métro de Montréal), aviation et transport maritime.

Un exemple de demande d'énergie utile consiste au chauffage de l'eau; quatre technologies, c.-à-d. quatre types de chauffe-eau, sont disponibles pour satisfaire cette demande particulière. Il incombe à la résolution du modèle de nous indiquer les choix

technologiques optimaux en tenant compte du prix des différentes formes d'énergie disponibles, dont l'électricité (voir Figure 2.2).

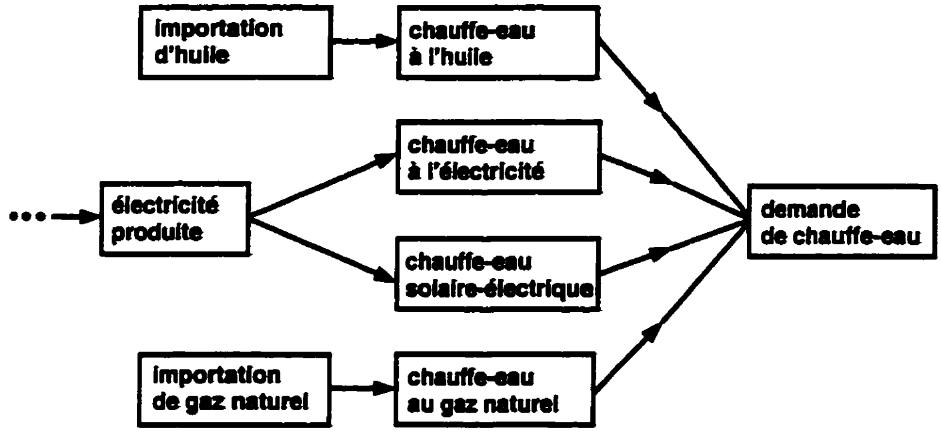



Figure 2.2 – *Exemple de compétitivité technologique dans le secteur résidentiel*

## 2.2 Formulations mathématiques: offre et demande

Le modèle technico-économique MARKAL peut être utilisé pour représenter le système de production d'électricité. La concurrence s'effectue entre différentes technologies présentes dans le modèle de production. Voici la structure du problème linéaire du producteur $(P)$:

$$(P)\begin{cases} \min\limits_{x,p} & (c_1^T x - p^T s) \\ & A_1 x - s = 0 \\ & x \in L_1 \\ & p \geq 0 \end{cases} \tag{2.1}$$

$x$ := variables de décision (investissements, niveaux d'activité, etc),

$c_1$ := coûts associés aux variables de production,

$s$ := vecteur des quantités d'électricité destinées aux consommateurs,

$p$ := vecteur-prix de vente de $s$, payé par les consommateurs au producteur,

$A_1$ := matrice technico-économique associant les variables du producteur aux quantités d'électricité produites,

$L_1$ := polyhèdre défini par les autres contraintes de production.

La première contrainte consiste uniquement à comptabiliser la production. Produire une unité supplémentaire d'électricité induit une augmentation du coût de production égale à la valeur optimale de la variable duale $\lambda$ associée à cette contrainte. C'est ainsi que nous obtenons la *fonction de production* de l'électricité. Toutefois, il est important de noter que ce problème est mal défini puisque les variables d'échanges $s$ sont liées au problème du consommateur que nous décrivons ci-dessous.

La structure du problème linéaire du secteur de consommation $(C)$ est donnée par:

$$(C)\begin{cases} \min\limits_{y,s} & (c_2^T y + p^T s) \\ & A_2 y + s = 0 \\ & y \in L_2 \\ & s \geq 0 \end{cases} \tag{2.2}$$

$y$ := variables de consommation (investissements, capacités, etc),

$c_2$ := coûts associés aux variables de consommation,

$s$ := vecteur des quantités provenant du producteur,

$p$ := vecteur-prix d'achat de $s$, payé par les consommateurs au producteur,

$A_2$ := matrice technico-économique associant les variables du consommateur aux quantités d'électricité consommées,

$L_2$ := contraintes générales de consommation définissant un polyhèdre.

La première contrainte consiste uniquement à comptabiliser la consommation. Une unité supplémentaire d'électricité fait économiser au secteur résidentiel un montant égal à la valeur optimale de la variable duale $\mu$ associée à cette contrainte. Cette étude marginale nous permet d'obtenir la *fonction de demande* d'électricité du secteur de consommation. Il faut encore une fois noter que ce dernier problème est mal défini puisque les prix $p$ associés aux variables d'échanges $s$ sont liés au problème du producteur.

Nous obtenons donc une fonction d'offre et une fonction de demande implicites pour lesquelles nous désirons déterminer un prix et une quantité d'équilibre.

Un élément important et original d'une partie de nos travaux provient du fait que les fonctions d'offre inverse et de demande inverse ne sont pas connues, ou disponibles, *a priori* via des fonctions simplifiées ou agrégées. Au contraire, comme nous venons de le voir, elles proviennent d'une analyse de la sensibilité de la résolution de deux modèles linéaires représentant de façon détaillée les choix des deux joueurs, via des modèles de procédés dynamiques hautement désagrégés incluant des choix technologiques et énergétiques comme étant des variables de décision explicites. Il en

résulte une description technico-économique très réaliste de ces marchés. Le prix à payer pour ce degré de réalisme consiste bien sûr en la complexe et implicite nature des courbes proposées, et en la difficulté correspondante de calculer les différents équilibres.

Nous nous retrouvons donc en présence de deux joueurs énergétiques reliés par des variables d'échanges d'électricité disponibles à certains prix qui varient selon la tarification choisie. En fait, les deux modèles peuvent être représentés tel que suggéré à la figure qui suit (voir Figure 2.3). Dans nos modèles, sauf avis contraire, l'électricité constitue un vecteur de biens correspondant aux six divisions temporelles de l'année plus une autre pour la période de pointe, et ce pour chacune des périodes des modèles (nous étudions un problème de 9 périodes de 5 ans, soit un horizon de 45 ans; par conséquent, nous devons déterminer un vecteur de quantités d'équilibre de dimension 7*9=63).

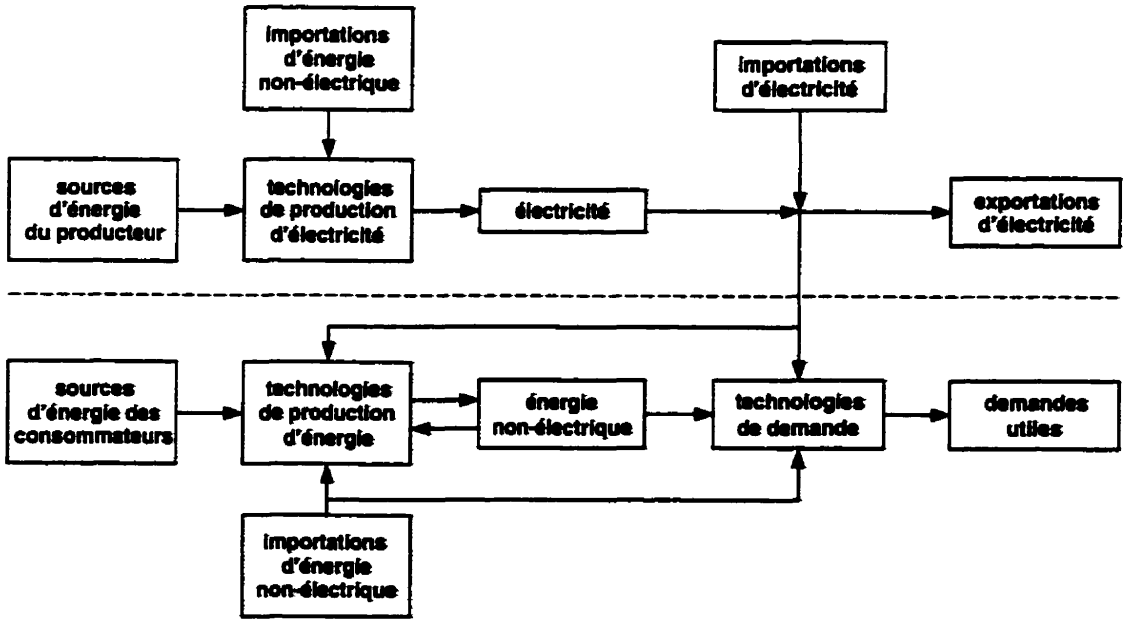



Figure 2.3 – *Étude spécifique: production et consommation de l'électricité au Québec*

## 2.3 Trois types d'équilibres

Il peut être utile et souhaitable d'établir quels choix technologiques sont envisagés selon la **stratégie de tarification** utilisée. Par l'intérêt qu'elles suscitent, trois types de tarification sont étudiées, chacune correspondant à un certain type d'équilibre.

1. *tarification au coût marginal* (optimum social),

2. *tarification au coût marginal modifié* (possibilité d'ajouter, par exemple, un coût fixe et/ou une taxe au coût marginal),

3. *tarification de monopole tempéré ou de monopole relatif* (ou encore *meneur-suiveur tempéré ou meneur-suiveur relatif* où le meneur établit une stratégie de tarification basée sur la réaction optimale du suiveur face à celle-ci). Ici, le terme "tempéré" indique que le joueur 1 (le meneur) a l'obligation de fournir suffisamment d'électricité au joueur 2 (le suiveur) afin de satisfaire un certain niveau captif de consommation d'électricité (par exemple, l'énergie néssessaire pour satisfaire la demande de réfrigération du secteur résidentiel est certainement électrique et, le joueur 2 ne produisant pas d'électricité, il est totalement dépendant du joueur 1 pour une certaine quantié d'énergie électrique; la notion de "relation tempérée" interdit au meneur de profiter de cette situation pour exiger un prix exorbitant). D'autre part, le terme "relatif" est utilisé pour annoncer une relation meneur-suiveur où le suiveur peut constituer un système énergétique autonome. Dans ce cas, le meneur constitue l'unique alternative au système autarcique du suiveur mais n'est pas essentiel à la réalisabilité de

ce dernier (par exemple, nous supposons qu'un tel équilibre existe en ce qui concerne les relations d'échanges d'électricité entre la province de Québec et l'État de New York).

Différents concepts de la gestion de l'énergie dans un système énergétique guident la mise en application de différents types d'équilibres pouvant exister entre les secteurs du modèle décomposé. Nous présentons tout d'abord la notion d'**équilibre coopératif** (optimum social). Il s'agit de déterminer la combinaison énergétique (les choix technologiques) qui établit une relation d'équilibre entre la fonction d'offre et la fonction de demande d'électricité lorsque **la tarification $p$ utilisée correspond au coût marginal de l'électricité.** Ce cas survient lorsque nous considérons un marché compétitif en concurrence parfaite.

Considérons le problème linéaire **global** (G) du système énergétique, c.-à-d. l'optimum social. Le modèle global consiste uniquement à unifier le modèle de l'offre et celui de la demande. Des **variables d'échanges** assurent que la production et la consommation d'électricité sont égales. Nous obtenons le modèle suivant:

$$(G)\begin{cases} \min\limits_{x,y,s} & (c_1^T x + c_2^T y) \\ & A_1 x - s = 0 \\ & A_2 y + s = 0 \\ & x \in L_1 \\ & y \in L_2 \\ & s \geq 0. \end{cases} \tag{2.3}$$

Une description du modèle global du système énergétique québécois, incluant la présentation détaillée de toutes les variables et contraintes nécessaires à l'établissement de celui-ci, se retrouve dans Berger et al. (1992).

Pour résoudre un problème de calcul d'équilibre coopératif où les fonctions d'offre et de demande sont toutes deux induites par la résolution d'un problème de programmation mathématique linéaire, il suffit de résoudre le problème linéaire global.

Si nous considérons une **tarification $p$ au coût marginal modifié** en proposant un prix de l'électricité fonction du coût marginal $\lambda$, la définition du problème se traite sensiblement de la même façon, à la différence que la courbe d'offre subit une certaine modification par rapport à celle obtenue dans le cas d'un marché compétitif. Il peut s'agir, dans le cas de l'ajout d'un coût fixe $c$ et d'une taxe $t$, d'une transformation affine (ou autre) du prix utilisé dans le cas de l'équilibre coopératif: $p = f(\lambda) = t(\lambda + c)$. Il est à noter, cependant, qu'à ce cas particulier ne correspond plus de programme linéaire global équivalent, le prix de la forme d'énergie (l'électricité) étant fonction d'un résultat implicite provenant du modèle de production. Par conséquent, il est nécessaire de développer un outil pour calculer ce nouvel équilibre. Nous proposons, au chapitre 3, une approchee originale pour résoudre ce problème. L'équilibre correspondant à une telle stratégie de tarification est appelé **équilibre réglementé**.

Finalement, notons avec intérêt la notion d'**équilibre de monopole tempéré ou de monopole relatif.** Le producteur choisit une **stratégie de tarification $p$ basée sur la réaction optimale du consommateur face à celle-ci.** Voici une

différence remarquable avec les deux types d'équilibres précédents puisque le prix de l'électricité n'est plus une fonction du coût marginal; il est choisi librement par le meneur. Déterminer la stratégie optimale est un problème combinatoire difficile que nous désirons ultimement pouvoir résoudre par des méthodes mathématiques originales (ceci est fait au chapitre 5).

Nous résumons ci-dessous les trois calculs d'équilibre que nous désirons étudier (où $\lambda$ représente le coût marginal de l'électricité et $p$ représente la tarification utilisée).

$$(\textit{équilibre}) \begin{cases} \min\limits_{x,p} (c_1^T x - p^T s) \\ \quad A_1 x - s = 0 \\ \quad x \in L_1 \\ \quad \textit{coopératif} : \ p = \lambda \\ \quad \textit{réglementé} : p = f(\lambda) \\ \quad \textit{monopole} : \quad p = \textit{au choix du producteur} \\ \quad (c_2^T y + p^T s) \ = \min\limits_{\zeta,\psi} (c_2^T \zeta + p^T \psi) \\ \qquad\qquad\qquad A_2 \zeta + \psi = 0 \\ \qquad\qquad\qquad \zeta \in L_2 \\ \qquad\qquad\qquad \psi \geq 0. \end{cases} \tag{2.4}$$

Le calcul d'un équilibre coopératif est équivalent à la résolution d'un problème global qui consiste en un problème de programmation mathématique linéaire de grande taille pouvant possiblement être résolu par un optimiseur tel CPLEX. Il est toutefois utile de présenter des algorithmes différents pour résoudre un tel problème. Diverses méthodes de décomposition classique peuvent évidemment être envisagées

pour résoudre ce problème. Nous nous concentrons sur une approche originale consistant en une extension de méthodes similaires. Non seulement ce nouvel algorithme nous est-il utile pour résoudre un problème de calcul d'équilibre coopératif de grande taille, mais il constitue de plus la base des algorithmes originaux que nous présentons dans la suite de la thèse en ce qui concerne les calculs d'équilibre réglementé et de monopole tempéré ou de monopole relatif (le terme "monopole" fait toujours référence, dans la présente thèse, à une situation de monopole tempéré ou de monopole relatif; toutefois, nous évitons d'établir cette distinction lorsque non-nécessaire ou lorsque celle-ci est évidente).

# CHAPITRE 3

# Équilibres coopératifs et réglementés

Au cours de nos travaux, nous utilisons une approche de *composition* de modèles énergétiques telle qu'adoptée par d'autres auteurs (Hogan, 1975, Murphy, 1987, Fuller, 1992, Office of Integrated Analysis and Forecasting, 1995). Il est souhaitable de développer cette voie afin de favoriser la compréhension des liens existants entre deux ou plusieurs joueurs provenant de sources diverses, autant quant à la forme des modèles (linéaires, économétriques ou autres) qu'aux personnes responsables de ceux-ci. C'est en ce sens que nous proposons une méthode nouvelle dans le cas du calcul d'un équilibre coopératif, bien que celui-ci puisse théoriquement être effectué par l'optimisation linéaire du problème global. Notre approche permet de garder les modèles intacts et indépendants, ce qui constitue une avenue fort intéressante en modélisation et optimisation énergétique.

## 3.1 Autres méthodes existantes

Takayama et Judge (1971), suivant la trace des travaux de Samuelson (1952), proposent un *Théorème d'équivalence* qui affirme qu'un équilibre offre/demande dans le cas d'une seule commodité est atteint lorsque la somme des surplus du producteur et des consommateurs (aussi appelée *le surplus social net*) est maximisée. Le théorème est valide sous l'hypothèse que les deux courbes inverses sont intégrables, ce qui est le cas si nous supposons que les élasticités croisées sont nulles (Hogan, 1975). Dans ce cas (unidimensionnel), il suffit donc, pour calculer un équilibre coopératif, de maximiser la surface entre les courbes d'offre et de demande inverses à la gauche du point d'équilibre (puisque l'aire à droite constitue un profit négatif; voir Figure 3.1).

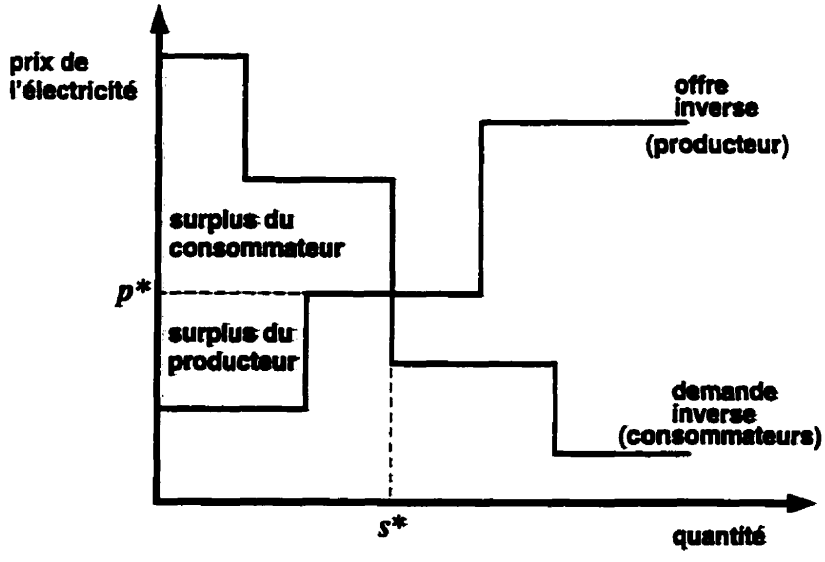



Figure 3.1 – *Équilibre coopératif (maximiser le surplus social net)*

Nous désirons étudier le calcul d'un équilibre coopératif dans le cas particulier où les fonctions d'offre et de demande sont induites par la résolution d'un problème de programmation mathématique linéaire. Toutefois, il est utile d'analyser en quoi

consiste le calcul d'un équilibre coopératif dans le cas où les fonctions d'offre et de demande ne sont pas nécessairement toutes deux disponibles sous cette forme. En effet, il est possible que l'une ou l'autre d'entre elles soit donnée, par exemple, explicitement en fonction du prix. De plus, cette fonction n'est pas nécessairement linéaire par morceaux. Quoi qu'il en soit, il n'est pas toujours possible de former un problème linéaire global, et de nouvelles méthodes doivent alors être développées pour résoudre ce type de calcul d'équilibre. Les idées développées à l'intérieur de ces algorithmes peuvent s'avérer utiles lorsque nous tentons de calculer un équilibre de type réglementé ou de monopole.

### 3.1.1 Algorithme itératif COBWEB

Considérons le cas où les fonctions d'offre et de demande sont données de façon quelconque. Une idée très simple peut être utilisée pour déterminer l'équilibre coopératif (qui dans le cas d'un seul bien se trouve à l'intersection de ces deux courbes). Murphy (1987) discute de celle-ci. Un graphe représente bien l'algorithme proposé dans le cas d'une seule commodité (voir Figure 3.2).

*Algorithme itératif COBWEB*

1. Choisir un vecteur de demande initial $s(0)$ et poser $k = 0$ ($k$ représente la numérotation des itérations).

2. Déterminer le coût marginal de production $\lambda(k+1)$ correspondant à la quantité demandée $s(k)$.

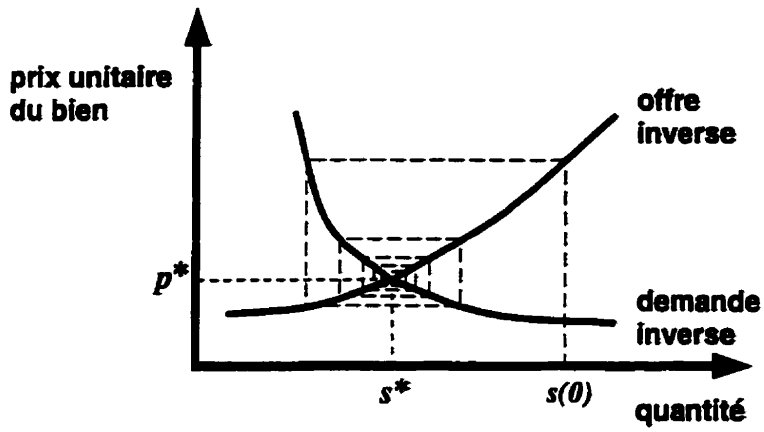



Figure 3.2 – *Algorithme itératif COBWEB*

3. Déterminer la nouvelle quantitée demandée $s(k+1)$ correspondant au vecteur de prix suggéré $p(k+1) = \lambda(k+1)$.

4. Si $s(k+1)$ est "suffisamment près" de $s(k)$: fin de l'algorithme; $s(k+1)$ et $p(k+1)$ constituent respectivement la quantité et le prix d'équilibre. Sinon, $k = k+1$ et aller à l'étape 2.

Si l'algorithme itératif précédent, appelé COBWEB, ne subit aucune modification, la convergence de celui-ci est loin d'être assurée. En effet, l'algorithme a une forte tendance à diverger ou à cycler. Par contre, l'idée de base de cet algorithme, à savoir l'échange d'information entre le producteur et le consommateur d'énergie à travers une suite de propositions de prix et de quantités concernant le bien économique, peut être développée davantage. Il s'agit d'améliorer la communication entre les participants (les deux joueurs) qui, tel que suggéré, est déficiente.

### 3.1.2 Algorithme PIES

Étudions le cas de PIES (Project Independance Evaluation System), une approche étudiée en particulier par Hogan (1975). La situation de crise causée par l'embargo sur le pétrole a incité le gouvernement américain à étudier le secteur énergétique et à développer une politique nationale en matière d'énergie. Le concept de base consistait alors à déterminer un équilibre coopératif entre l'offre et la demande d'énergie selon divers scénarios de prix des formes d'énergie disponibles.

Comme nous le faisons au cours de ce travail, PIES propose une approche utilisant un secteur de production d'énergie et un secteur de consommation d'énergie. La fonction d'offre n'est pas différente de celle proposée précédemment et elle est induite par la résolution d'un problème linéaire. Par contre, un modèle économétrique (ou toute autre forme de modèle décrivant la demande) fournit, pour un prix donné, un point sur la courbe de la fonction de demande. Il n'est donc plus possible de créer un problème global de programmation linéaire puisque nous ne possédons pas l'information concernant le consommateur sous la forme d'un problème de programmation mathématique.

Dans le cas d'un seul bien, nous devons encore une fois déterminer l'intersection de la fonction d'offre et de la fonction de demande. L'algorithme propose une procédure itérative de suggestion du prix de l'énergie. La réponse (ou réaction) au prix suggéré consiste en une certaine quantité d'énergie demandée qui, à son tour, influence la proposition d'un nouveau prix de la part du producteur. Cette procédure est effectuée jusqu'à ce que le prix et la quantité aient atteint l'équilibre. Analysons ce problème en détail.

Nous avons une fonction d'offre inverse implicite $P_O(s)$ (prix en fonction de la quantité produite $s$, équivalent au coût marginal de production) et une fonction de demande inverse que nous pouvons approximer par $P_D(s)$ (prix en fonction de la quantité demandée $s$) (une approximation avec élasticité croisée nulle est effectuée en utilisant l'élasticité induite par un modèle économétrique de la demande; consulter Ahn et Hogan (1982) pour plus de détail). Trouver l'équilibre consiste toujours à déterminer les quantités et les prix tels que $P_O(s) = P_D(s)$, équivalent à maximiser le surplus social net, c.-à-d. la somme des aires entre les deux courbes à la gauche du point d'équilibre.

Notons $AD(s)$ la somme des aires sous les courbes de demande pour un intervalle allant de 0 à $s$. Nous devons résoudre le problème

$$\begin{cases} \max\left[AD(s) - c_1^T x\right] \\ \quad A_1 x - s = 0 \\ \quad x \in L_1 \end{cases} \tag{3.1}$$

où les variables $x$ représentent le secteur de production d'énergie. Le premier groupe de contraintes établit le bilan des formes d'énergie produites et demandées tandis que le deuxième groupe concerne les contraintes de production générales. Les élasticités croisées étant supposées nulles (par approximation), nous considérons $AD(s) = \sum_{i=1}^{m} AD_i(s_i)$ où $AD_i(s_i)$ constitue l'aire sous la courbe de demande pour une certaine demande $s_i$ du bien énergétique $i, i = 1, ..., m$, (i.e. qu'il y a une demande concernant $m$ biens différents).

Introduisons une variable de perturbation $y_i$ autour d'une certaine demande $s_i(0)$ (déterminée par le modèle économétrique à partir d'un certain prix $p_i(0)$), de telle sorte que $s_i = s_i(0) + y_i$. Ceci nous permet d'approximer $AD_i(s)$ de la façon suivante. Construisons une partition suffisamment étendue d'un intervalle centré en $s_i(0)$ à l'aide des variables $y_{ij}(j = -n, ..., -1, 1, ..., n)$. Soit $U_{ij}$ la borne supérieure de $y_{ij}$, i.e. $0 \leq y_{ij} \leq U_{ij}$. À l'aide du modèle économétrique, il est possible d'évaluer

$$P_{ij} = P_i\left(s_i(0) + \sum_{l=1}^{j} U_{il}\right), \quad j = 1, ..., n, \tag{3.2}$$

$$P_{ij} = P_i\left(s_i(0) - \sum_{l=j}^{-1} U_{il}\right), \quad j = -n, ..., -1. \tag{3.3}$$

Nous obtenons l'approximation suivante:

$$AD_i(s_i) = AD_i(s_i(0)) + \sum_{j=1}^{n} P_{ij}y_{ij} - \sum_{j=1}^{n} P_{i,-j}y_{i,-j} \tag{3.4}$$

où $AD_i(s_i(0)) = \textit{constante}$ et $y_i = \sum_{j=1}^{n}(y_{ij} - y_{i,-j})$. Nous devons par conséquent résoudre le problème suivant:

$$\begin{cases} \max\left(\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} P_{ij}y_{ij} - \sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} P_{i,-j}y_{i,-j} - c_1^T x\right) \\ \quad A_{1(i)}x - s_i(0) - \sum_{j=1}^{n} y_{ij} + \sum_{j=1}^{n} y_{i,-j} = 0 \quad i = 1, ..., m \\ \quad 0 \leq y_{ij} \leq U_{ij}, \quad i = 1, ..., m, j = -n, ..., -1, 1, ..., n. \\ \quad x \in L_1 \end{cases} \tag{3.5}$$

où $A_{1(i)}$ concerne la partie de la matrice $A_1$ en rapport avec le bien $i$.

La résolution de ce problème nous donne une quantité demandée:

$$s_i = s_i(0) + \sum_{j=1}^{n}(y_{ij} - y_{i,-j}), \quad i = 1, ..., m. \tag{3.6}$$

La solution nous suggère aussi un nouveau prix $\pi$ égal à la valeur duale de la contrainte de bilan d'énergie (un prix pour chaque bien $i$). Nous pouvons utiliser ce prix suggéré pour approximer de nouveau la fonction de demande $P_D(s)$ et nous recommençons le processus jusqu'à ce que l'équilibre soit atteint. Voici, de façon algorithmique, la procédure proposée (voir aussi la Figure 3.3 ci-dessous).

*Algorithme PIES*

1. Choisir un prix initial $p(0)$. Poser $k = 0$.

2. Calculer $s(k)$ et faire l'approximation de la fonction de demande à l'aide d'un modèle économétrique en considérant les élasticités croisées nulles (relativement au point $(s(k), p(k))$).

3. Optimiser le surplus social net pour obtenir une solution $(x(k), y(k), \pi(k))$. Si $\pi(k) = p(k)$, alors aller à l'étape suivante. Sinon, aller à l'étape précédente et poser $p(k+1) = \pi(k)$, $k = k+1$.

4. Fin de l'algorithme avec un équilibre d'offre $x(k)$, une demande $s(k)$ et un prix $\pi(k)$.

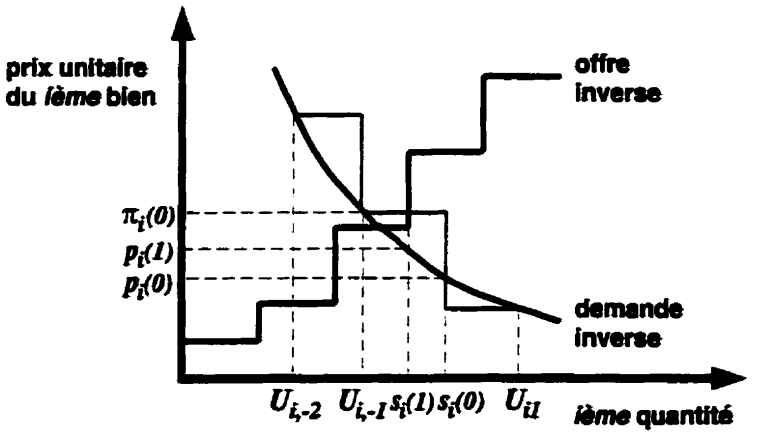



Figure 3.3 – *Algorithme PIES*

Ahn et Hogan (1982) ont démontré l'existence d'un critère de convergence globale pour les modèles caractérisés par une fonction de production monotone et une fonction de demande linéaire (affine), ainsi qu'un critère de convergence locale pour les modèles ayant une fonction de production monotone et une fonction de demande non-linéaire.

L'idée principale de PIES fut utilisée pour mettre au point une version "élastique" du modèle MARKAL, appelée MARKALED, permettant ainsi l'étude de la variation de certaines demandes d'énergie utile (habituellement fixées dans MARKAL) en fonction du prix des formes d'énergie disponibles. Les détails concernant la mise en oeuvre du modèle MARKALED, de même que certains résultats concernant le système énergétique de l'Ontario, sont présentés au chapitre 4.

## 3.2 Algorithme itératif amélioré

La présente section suggère un algorithme original pour calculer un équilibre coopératif lorsque les fonctions d'offre et de demande sont définies implicitement par la résolution d'un problème linéaire. L'idée peut être vue comme étant une extension de l'algorithme PIES. L'approximation de la fonction d'offre est effectuée à l'aide d'une analyse de la sensibilité du problème du producteur. L'algorithme consiste en une amélioration de la méthode COBWEB puisqu'une information supplémentaire est dirigée d'un joueur vers un autre. En effet, rappelons que l'algorithme COBWEB original n'envoie que des informations ponctuelles (soit les prix, soit les quantités).

L'originalité consiste à déterminer une approximation de la fonction d'offre en exploitant l'information obtenue suite à une analyse paramétrique des contraintes où apparaissent les variables couplantes. Une analyse paramétrique possible de la *ième* contrainte (concernant le *ième* bien) consiste à évaluer un intervalle valide de la variable duale optimale $\lambda_i(k)$ (où $k$ nous indique l'itération courante), en supposant que toutes les autres données sont fixées. Notons $[s_i^-(k), s_i^+(k)]$ cet intervalle (contenant $s_i(k)$).

De plus, la même analyse nous procure les valeurs $\lambda_i^-(k)$ (respectivement $\lambda_i^+(k)$) de la *ième* variable duale lorsque $s_i$ est juste en-dessous de $s_i^-(k)$ (respectivement au-dessus de $s_i^+(k)$). Le graphe suivant suggère une telle approximation pour une certaine demande $s_i(k)$ du *ième* bien (voir Figure 3.4). Cette approximation est utilisée, comme dans le cas de PIES, pour calculer le surplus social net.

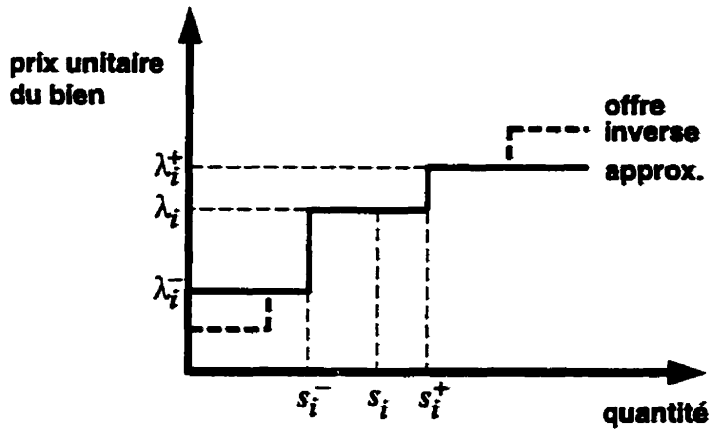



Figure 3.4 – *Approximation de la fonction d'offre inverse*

*Algorithme itératif amélioré*

1. Choisir une quantité initiale $s(0)$. Poser $k = 0$.

2. Résoudre le problème du producteur lorsque $s = s(k)$. Soit $p_i(k) = \lambda_i(k)$ la valeur duale de la *ième* contrainte du producteur (correspondant au *ième* bien $(i = 1, ..., m)$, i.e. qu'il y a $m$ biens économiques à l'étude).

3. Effectuer une analyse de sensibilité sur chaque contrainte $i$ afin de déterminer l'intervalle $[s_i^-(k), s_i^+(k)]$ pour lequel la base courante demeure optimale. De plus cette analyse nous fournit, à peu de frais, les valeurs de $p_i^-(k) = \lambda_i^-(k)$ et $p_i^+(k) = \lambda_i^+(k)$.

4. Diriger cette information (soit l'approximation telle qu'illustrée à la Figure 3.4), dans le problème des consommateurs et optimiser celui-ci (ceci revient à maximiser une approximation du surplus social net; nous disons que les consommateurs ont *le mandat de calculer l'équilibre*). Nous obtenons une certaine quantité désirée $s_i(k+1)$ du bien $i$, $i = 1, .., m$.

5. Si $s_i(k+1)$ est "suffisamment près" de $s_i(k)$, $i = 1, ..., m$, alors: fin de l'algorithme. Sinon, poser $k = k+1$ et aller à l'étape 2.

Voici le programme mathématique obtenu à l'étape 4 de l'algorithme (où $M \gg 0$, $m = 63$ et $s(k+1) = w_1 + w_2 + w_3$):

$$(COOP)\begin{cases} \min\limits_{y,w} \left[c_2^T y + \sum\limits_{i=1}^{m} \left(\lambda_i^-(k) w_{1i} + \lambda_i(k) w_{2i} + \lambda_i^+(k) w_{3i}\right)\right] \\ A_2 y + (w_1 + w_2 + w_3) = 0 \\ 0 \leq w_{1i} \leq s_i^-(k), \ i = 1, ..., m \\ 0 \leq w_{2i} \leq (s_i^+(k) - s_i^-(k)), \ i = 1, ..., m \\ 0 \leq w_{3i} \leq M, \ i = 1, ..., m \\ y \in L_2 \end{cases}$$

Bien sûr, le calcul de l'équilibre peut être inversé en dirigeant une approximation de la fonction de demande inverse vers le problème des consommateurs. Le choix du joueur ayant à calculer l'équilibre est laissé libre pour l'équilibre coopératif puisque la solution optimale est équivalente à l'optimisation d'un programme mathématique linéaire global. Il est toutefois préférable d'éviter le phénomène de dégénérescence et nous conseillons d'effectuer l'analyse de sensibilité sur le joueur qui nous permet de limiter cette caractéristique (ceci facilite l'étape 3 de l'algorithme).

La convergence de ces classes de méthodes itératives n'est pas assurée mais les résultats obtenus lors de l'utilisation pratique de celles-ci sont excellents. En général, l'utilisation de "boxsteps" (Marsten et al., 1975) favorise une bonne performance de l'algorithme. Il existe des cas où la méthode diverge lorsque l'équilibre est calculé par

un certain joueur. Par contre, lorsque cela intervient, la méthode converge lorsque l'équilibre est calculé par l'autre joueur. Aucun cas de divergence "dans les deux sens" ne fut découvert jusqu'à présent pour un problème où un seul bien $i$ est échangé. Il est possible d'imaginer une version "robuste" de la méthode suggérée: il s'agirait de résoudre, à l'étape 2, un autre problème approximatif du surplus social net. Celui-ci serait formé du problème du producteur et d'une approximation du problème des consommateurs similaire à celle proposée à l'étape 4 et qui pourrait être effectuée à l'étape 5, tout juste avant de retourner à l'étape 2.

*Algorithme itératif amélioré robuste*

1. Choisir une quantité initiale $s(0)$. Poser $k = 0$.

2. Résoudre le problème du producteur lorsque $s = s(k)$. Soit $p_i(k) = \lambda_i(k)$ la valeur duale de la *ième* contrainte du producteur (correspondant au *ième* bien $(i = 1, ..., m)$, i.e. qu'il y a $m$ biens économiques à l'étude).

3. Effectuer une analyse de la sensibilité sur chaque contrainte $i$ afin de déterminer l'intervalle $[s_i^-(k), s_i^+(k)]$ pour lequel la base courante demeure optimale. De plus cette analyse nous fournit, à peu de frais, les valeurs de $p_i^-(k) = \lambda_i^-(k)$ et $p_i^+(k) = \lambda_i^+(k)$.

4. Diriger cette information (soit l'approximation telle qu'illustrée à la Figure 3.4), dans le problème des consommateurs et optimiser celui-ci (ceci revient à maximiser une approximation du surplus social net). Nous obtenons une certaine quantité désirée $s_i(k+1)$ du bien $i$, $i = 1, .., m$.

5. Si $s_i(k+1)$ est "suffisamment près" de $s_i(k)$, $i = 1, ..., m$, alors: fin de l'algorithme. Sinon, aller à l'étape suivante.

6. Faire une analyse similaire à celle effectuée à l'étape 3, mais cette fois pour le problème des consommateurs.

7. Diriger cette information dans le problème du producteur (ceci revient à maximiser une nouvelle approximation du surplus social net). Nous obtenons une certaine quantité d'ésirée $s_i(k+2)$ du bien $i$, $i = 1, ..., m$.

8. Si $s_i(k+2)$ est "suffisamment" près de $s_i(k+1)$, $i = 1, ..., m$, alors: fin de l'algorithme. Sinon, poser $k = k+2$ et aller à l'étape 3.

L'exemple suivant *(i)* permet la compréhension de l'algorithme itératif amélioré, *(ii)* présente un cas où cet algorithme diverge ou converge, selon le "sens" utilisé (quel joueur calcule l'équilibre) et *(iii)* montre qu'il peut survenir que l'algorithme COBWEB habituel (non-amélioré) diverge quel que soit le joueur ayant le mandat de calculer l'équilibre. Cet exemple est constitué de deux joueurs $P_1$ et $P_2$ s'échangeant deux biens $s_1$ et $s_2$. $P_1$ et $P_2$ font appel, respectivement, aux variables de décision $x_1$ et $(y_1, y_2)$.

$$(P_1)\begin{cases} \min\limits_{x_1} 3x_1 \\ \quad x_1 - s_1 = 0 \\ \quad x_1 - s_2 = 0 \\ \quad x_1 \geq 0 \\ \quad s_1 \geq 0, \;\; s_2 \geq 0 \end{cases}$$

$$(P_2)\begin{cases} \min\limits_{y_1,y_2} (2y_1 + 2y_2) \\ \quad y_1 + s_1 = 1 \\ \quad y_2 + s_2 = 1 \\ \quad y_1 \geq 0, \quad y_2 \geq 0 \\ \quad s_1 \geq 0, \quad s_2 \geq 0 \end{cases}$$

Une interprétation pratique des joueurs $P_1$ et $P_2$ peut être proposée: $P_1$ est un fournisseur d'électricité qui gère une centrale hydro-électrique. Les deux biens correspondent à des échanges d'électricité en hiver et en été (l'électricité étant produite par la centrale dont la capacité de production est représentée par $x_1$.) Il n'y a aucun coût de production, mais un coût annuel d'entretien de 3 unités, proportionnel à la capacité installée nécessaire pour satisfaire les échanges d'électricité. $P_2$ constitue un consommateur industriel dont la demande de chauffage est d'une unité l'hiver et d'une unité l'été. Deux systèmes de chauffage sont disponibles, l'un fonctionnant à l'électricité ($y_1$) et l'autre ($y_2$) à une autre forme d'énergie (tel l'huile ou le gaz naturel), chacun à un coût de 2 unités par unité de demande de chauffage. Le problème d'optimisation globale consiste en l'optimisation conjointe des coûts annuels de la centrale hydro-électrique et du consommateur industriel. Analysons le déroulement de l'algorithme lorsque $P_2$ a le mandat de calculer l'équilibre.

1. Posons $s_1(0) = s_2(0) = 0$ et $k = 0$.

2. La solution optimale de $P_1$ est $x_1 = s_1 = s_2 = 0$.

3. L'analyse de sensibilité de chaque contrainte d'offre saisonnière suggère un prix-caché de 3 unités, valide sur l'intervalle $[0, +\infty]$.

4. $P_2$ calcule l'équilibre en résolvant le problème suivant:

$$\begin{cases} \min\limits_{y_1,y_2,w_{21},w_{22}} & (2y_1 + 2y_2 + 3w_{21} + 3w_{22}) \\ & y_1 + w_{21} = 1 \\ & y_2 + w_{22} = 1 \\ & y_1 \geq 0, \quad y_2 \geq 0 \\ & w_{21} \geq 0, \quad w_{22} \geq 0 \end{cases} \tag{3.7}$$

   La solution optimale de ce problème est $y_1 = y_2 = 1, w_{21} = w_{22} = 0$, ce qui implique que $s_1(1) = s_2(1) = 0$.

5. Puisque $s_1(1) = s_1(0)$ et $s_2(1) = s_2(0)$, l'algorithme se termine et propose une solution dont le coût global est égal à 4 unités.

Toutefois, le véritable optimum global de valeur optimale de 3 unités est atteint lorsque $x_1 = 1, y_1 = y_2 = 0, s_1 = s_2 = 1$. L'algorithme converge donc vers une solution qui ne constitue pas la solution optimale. La raison de cet échec provient du fait que l'analyse de sensibilité des deux contraintes du problème $P_1$ propose une sur-estimation du coût marginal de produire une unité de $s_1$ et une unité de $s_2$ **simultanément**. En d'autres termes, le programme $P_1$ est dégénéré au point $s_1 = s_2 = 0$. Il est évidemment souhaitable d'avoir un problème aux élasticités croisées faibles pour éviter ce genre de difficulté.

Il peut être tout aussi facile de vérifier que le même algorithme converge vers la solution globale optimale lorsque les rôles des deux joueurs sont inversés (soit lorsque $P_1$ a le mandat de calculer l'équilibre). La version "robuste" de l'algorithme permet aussi d'identifier l'optimum. De plus, il est trivial de constater que la version non-améliorée de l'algorithme COBWEB ne parvient pas à trouver la solution

optimale, et ce *quel que soit le joueur ayant le mandat de calculer l'équilibre.* En effet, si l'algorithme COBWEB est utilisé et que $P_2$ calcule l'équlibre, l'algorithme COBWEB non-amélioré se termine à la même solution non-optimale proposée par l'algorithme itératif amélioré, alors que l'algorithme COBWEB non-amélioré cycle lorsque $P_1$ calcule l'équilibre.

Diverses extensions possibles de ce type d'algorithme sont présentées dans Loulou, Savard et Lavigne (1994). Par exemple, l'étude du cas où un producteur doit fournir de l'électricité à plusieurs suiveurs (où chaque consommateur est représenté par un modèle individuel) peut être effectuée en utilisant la même idée de base que celle proposée dans l'algorithme présenté à l'intérieur de cette section. Cette possibilité est intéressante puisqu'elle permet l'étude de plusieurs types de problèmes à peu de frais. C'est le cas, par exemple, lorsque nous désirons détailler les quatre secteurs consommateurs d'électricité au Québec (l'utilité de cette nouvelle application est plus apparente dans le cas d'un équilibre réglementé où la tarification réglementée pourrait varier d'un secteur de consommation à un autre). On peut aussi penser à la modélisation du système énergétique de certaines régions du nord-est du continent américain parmi lesquelles le Québec serait considéré exportateur d'électricté face à certaines régions désireuses de se procurer cette forme énergétique moins polluante (ceci constitue un exemple très concret des possibilités naturelles et envisageables d'une approche basée sur nos travaux, qui suggèrent une utilisation simple d'une modélisation "composée" au faible nombre de variables couplantes). Voici l'algorithme itératif amélioré qui correspond à ce cas particulier:

*Algorithme itératif amélioré: un meneur, plusieurs suiveurs*

1. Choisir une quantité initiale $s_j(0), (j = 1, ..., n)$ ($n$ représentant le nombre de consommateurs). Poser $k = 0$.

2. Pour chacun des consommateurs $(j = 1, ..., n)$, résoudre le problème du consommateur lorsque $s_j = s_j(k)$. Soit $p_{ij}(k) = \lambda_{ij}(k)$ la valeur duale de la *ième* contrainte du *jème* consommateur (correspondant au *ième* bien $(i = 1, ..., m)$, i.e. qu'il y a $m$ biens économiques à l'étude).

3. Pour chacun des consommateurs $(j = 1, ..., n)$, effectuer une analyse de sensibilité sur chaque contrainte $i$ afin de déterminer l'intervalle $[s_{ij}^-(k), s_{ij}^+(k)]$ pour lequel la base courante demeure optimale. De plus cette analyse nous fournit, à peu de frais, les valeurs de $p_{ij}^-(k) = \lambda_{ij}^-(k)$ et $p_{ij}^+(k) = \lambda_{ij}^+(k)$.

4. Diriger ces informations (soit l'approximation telle qu'illustrée à la Figure 3.4, et ce pour chacun des consommateurs), dans le problème du producteur et optimiser celui-ci (ceci revient à maximiser une approximation du surplus social net; nous disons que le producteur a *le mandat de calculer l'équilibre*). Nous obtenons une certaine quantité désirée $s_i(k+1)$ du bien $i$, $i = 1, .., m$.

5. Si $s_i(k+1)$ est "suffisamment près" de $s_i(k)$, $i = 1, ..., m$, alors: fin de l'algorithme. Sinon, poser $k = k + 1$ et aller à l'étape 2.

Voici le programme mathématique obtenu à l'étape 4 de l'algorithme (où $M \gg 0$, $m = 63$ et $s(k+1) = w_1 + w_2 + w_3$):

$$(COOP)\begin{cases} \min\limits_{x,w} \left[c_1^T x - \sum\limits_{i=1}^{m}\sum\limits_{j=1}^{n}\left(\lambda_{ij}^{-}(k)w_{1ij} + \lambda_{ij}(k)w_{2ij} + \lambda_{ij}^{+}(k)w_{3ij}\right)\right] \\ A_1 x - (w_1 + w_2 + w_3) = 0 \\ 0 \leq w_{1ij} \leq s_{ij}^{-}(k),\ i = 1,...,m,\ j = 1,...,n \\ 0 \leq w_{2ij} \leq (s_{ij}^{+}(k) - s_{ij}^{-}(k)),\ i = 1,...,m,\ j = 1,...,n \\ 0 \leq w_{3ij} \leq M,\ i = 1,...,m,\ j = 1,...,n \\ x \in L_1 \end{cases}$$

## 3.3 Équilibres réglementés

Nous considérons maintenant le cas d'un équilibre réglementé. Ce type d'équilibre peut être associé à une tarification basée sur une modification du coût marginal. L'effet induit par l'ajout d'un coût fixe et/ou d'une taxe peut ainsi être étudié, une telle tarification consistant en une fonction affine du coût marginal. La fonction d'offre subit alors un mouvement vers la gauche. Le terme "réglementé" indique une possible réglementation gouvernementale dans le secteur de l'énergie. Bien sûr, le gouvernement désire idéalement avoir une indication des réactions résultant de ses politiques énergétiques. Nous croyons qu'il s'agit d'un cas intéressant où le calcul d'un équilibre mathématique peut grandement aider la prise de décision dans l'établissement de la tarification souhaitée.

Contrairement au cas de l'équilibre coopératif, il n'existe pas de problème linéaire équivalent au calcul d'un équilibre réglementé. Des algorithmes doivent nécessairement être mis en oeuvre pour résoudre ce type de problème.

### 3.3.1 Ajustements de l'équilibre coopératif

Une idée consiste à utiliser une suite d'ajustements du calcul d'équilibre coopératif de sorte que le prix et la quantité d'équilibre **du problème ajusté** se dirigent vers la solution d'équilibre réglementé. Cette idée est présentée par Greenberg et Murphy (1985). Une telle série d'ajustements est rendue possible par l'introduction d'une **fonction de tarification** pouvant être considérée comme étant la représentation des coûts de transport du bien économique (l'électricité) échangé entre le producteur et les consommateurs.

Considérons une fonction de tarification $T(\lambda)$, où $\lambda$ représente le coût marginal associé à un certain niveau $s$. Le problème consiste à déterminer la quantité $s^*$ pour laquelle la relation suivante est satisfaite:

$$(T) \quad T(\lambda^*) = \nu^* \tag{3.8}$$

où $\nu^*$ représente la valeur marginale de l'énergie du point de vue du consommateur (coût d'opportunité). Si nous désirons modéliser l'ajout d'un coût fixe positif $c$ et d'une taxe positive $t$, alors la fonction de tarification est donnée par $T(\lambda) = t(\lambda + c)$.

L'algorithme consiste à proposer une tarification, calculer l'équilibre coopératif correspondant à l'ajout de celui-ci au modèle de production, vérifier la validité de la relation $(T)$ et, dépendamment du résultat obtenu, proposer une tarification ajustée pour recommencer le processus ou bien terminer l'algorithme. Dans ce dernier cas,

$(p^*, s^*)$ constitue la solution d'équilibre réglementé où $p^* = t(\lambda^* + c)$. Un ajustement consiste en fait en un mouvement parallèle de la fonction d'offre dépourvue de la fonction de tarification. L'exemple ci-dessous (voir Figure 3.5) nous indique le fonctionnement de l'algorithme proposé qui est résumé ci-dessous.

*Algorithme des ajustements de l'équilibre coopératif*

1. Étant donné une tarification $T(\lambda)$ correspondant à une quantité $s$, calculer l'équilibre coopératif ajusté $(p', s')$ où $p' = t(\lambda' + c)$.

2. Tant que $s' \neq s$, proposer un nouveau tarif $T(\lambda')$ et aller à 1.

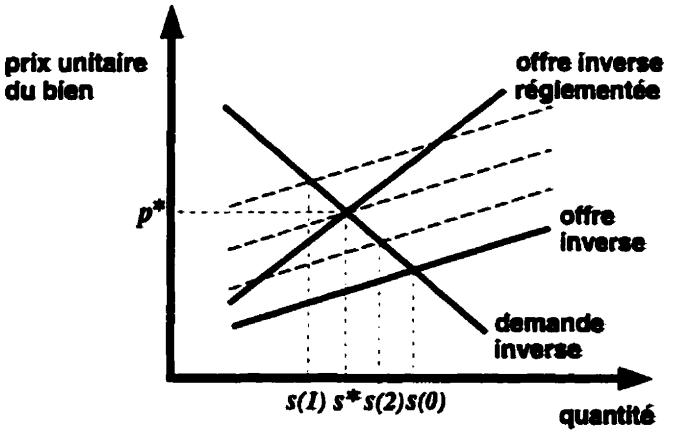



Figure 3.5 – *Suite d'équilibres coopératifs ajustés*

### 3.3.2 Algorithme itératif amélioré réglementé

Considérons maintenant la résolution d'un problème de calcul d'équilibre réglementé en utilisant les idées suggérées dans l'algorithme itératif amélioré. Nous proposons un algorithme nécessitant des modifications à celui présenté à la section 3.2 (la nouvelle approximation obtenue est illustrée à la Figure 3.6).

*Algorithme itératif amélioré réglementé*

1. Choisir une quantité initiale $s(0)$. Poser $k = 0$.

2. Résoudre le problème du producteur lorsque $s = s(k)$. Soit $p_i(k) = \lambda_i(k)$ la valeur duale de la *ième* contrainte du producteur (correspondant au *ième* bien $(i = 1, ..., m)$, i.e. qu'il y a $m$ biens économiques à l'étude).

3. Effectuer une analyse de sensibilité sur chaque contrainte $i$ afin de déterminer l'intervalle $[s_i^-(k), s_i^+(k)]$ pour lequel la base courante demeure optimale. De plus cette analyse nous fournit, à peu de frais, les valeurs de $p_i^-(k) = \lambda_i^-(k)$ et $p_i^+(k) = \lambda_i^+(k)$.

4. Calculer $T(\lambda_l^-(k))$, $T(\lambda_l(k))$ et $T(\lambda_l^+(k))$, où $T(\lambda)$ est le prix payé par les consommateurs lorsque le coût marginal de production est $\lambda$ et diriger cette information (soit l'approximation telle qu'illustrée à la Figure 3.6) dans le problème des consommateurs et optimiser celui-ci; nous disons que les consommateurs ont *le mandat de calculer l'équilibre*). Nous obtenons une certaine quantité désirée $s_i(k+1)$ du bien $i$, $i = 1, .., m$.

5. Si $s_i(k+1)$ est "suffisamment près" de $s_i(k)$, $i = 1, ..., m$, alors: fin de l'algorithme. Sinon, poser $k = k + 1$ et aller à l'étape 2.

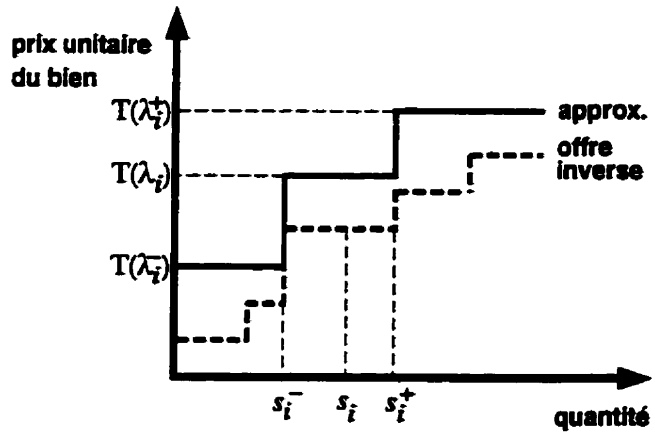



Figure 3.6 – *Approximation de la fonction d'offre inverse modifiée*

Des résultats intéressants utilisant cet algorithme sont présentés au chapitre 6. L'algorithme nous a offert des performances remarquables. En fait, la "pente" des courbes d'offre et de demande inverses constitue un élément-clé d'une bonne performance de ce type d'algorithme itératif. L'algorithme réglementé induisant une pente plus abrupte de la fonction d'offre inverse favorise la recherche de l'équilibre.

L'extension suggérée dans le cas coopératif concernant la possibilité de calculer un équilibre impliquant plusieurs acheteurs devient ici très intéressante. Il serait alors possible d'établir diverses tarifications réglementées, par exemple, selon que les quantités d'électricité échangées soient dirigées vers le secteur résidentiel, commercial/institutionnel ou industriel. On peut imaginer un scénario où l'industrie de l'aluminium bénificierait, par exemple, de niveaux de prix avantageux, ceci constituant une mesure incitative à l'établissement de nouvelles capacités de production au Québec.

Des modifications originales supplémentaires de l'algorithme itératif amélioré peuvent être proposées pour résoudre un type important de problème de calcul d'équilibre: l'équilibre de monopole; cette nouvelle approche est présentée au chapitre 5. Toutefois, nous poursuivons tout d'abord nos travaux en présentant une extension astucieuse des idées que nous avons développées jusqu'ici. Celle-ci est maintenant connue sous le nom de MARKALED.

# CHAPITRE 4

# Élasticité des demandes: MARKALED

## 4.1 Pourquoi MARKALED?

Nous savons que MARKAL est un outil de modélisation "bottom-up" multi-période utilisé pour décrire les systèmes énergie-environnement caractérisés par un degré élevé de désagrégation dans la représentation des options énergie/technologie. MARKAL permet de calculer un équilibre coopératif *partiel* du marché de l'énergie, où les prix endogènes des formes énergétiques sont égaux aux valeurs marginales de celles-ci, et où les demandes *exogènes* des services énergétiques sont définies par le scénario proposé.

Nous proposons une extension du modèle MARKAL dans laquelle les demandes des services énergétiques sont élastiques à leur propre prix. Il s'agit d'une généralisation significative de l'outil de modélisation MARKAL existant. Le modèle obtenu est appelé MARKALED (pour MARKAL avec demandes élastiques) (Loulou et Lavigne, 1996). Alors que MARKAL est dirigé par des demandes utiles exogènes des services énergétiques, MARKALED permet à chaque segment de demande d'être affecté de

façon endogène par son propre prix (caché) calculé implicitement par le modèle. Ainsi, plutôt que de fixer des demandes, l'utilisateur spécifie des **fonctions de demande** de forme arbitraire, que nous choisissons, à titre d'exemple dans notre application, être des fonctions à élasticité constante. Les élasticités peuvent varier selon les segments de demande et les différentes périodes de temps.

Le modèle que nous proposons pourrait être utile pour analyser des scénarios dans le contexte où des taxes environnementales ou des contraintes limitant les émissions de $CO_2$ imposent une pression non-négligeable sur les différents secteurs économiques sous la forme d'accroissements importants du coût marginal de certains services énergétiques. Dans MARKALED, les demandes réagissent à ces éventuels accroissements des coûts marginaux. Ainsi, le nouveau modèle permet d'aller plus loin que l'optimisation pure et simple du secteur énergétique, mais ne permet toujours pas de calculer un équilibre général plutôt que partiel; le calcul d'un équilibre général requiert un mécanisme pour ajuster les principales variables macro-économiques telles le PIB (produit intérieur brut), la consommation, les économies, les loisirs, etc, dont MARKALED n'est pas muni. Toutefois, nous pensons que le nouveau modèle capture la majeure partie des effets-rétro qui n'étaient pas considérés précédemment par MARKAL ou différents modèles similaires dont les demandes "dirigent" les décisions.

L'idée de lier un modèle d'offre avec une série de courbes de demande n'est pas nouvelle et fut utilisée, par exemple, dans le modèle PIES (Hogan, 1975). Toutefois, dans PIES, le couplage était effectué au niveau de la demande d'énergie finale plutôt que sur les demandes des services énergétiques (la raison est que le modèle énergétique PIES était un modèle d'offre pur qui, au contraire de MARKAL, n'incluait pas les secteurs d'utilisation finale).

Il est intéressant de comparer MARKALED à MARKAL-MACRO (Manne et Wene, 1992), qui constitue une autre modification de MARKAL. MARKAL-MACRO consiste en un lien de MARKAL avec un petit ensemble de variables macro-économiques telles que la production nationale, la consommation et les économies. MARKAL-MACRO est dirigé par une fonction d'utilité nationale et mérite d'être considéré comme étant un modèle d'équilibre général. Dans MARKAL-MACRO, les demandes réagissent aux prix et, de plus, les variables macro-économiques réagissent aussi aux changements survenant dans le système énergétique. Toutefois, les relations macro-économique concises de MACRO en font pratiquement un modèle à secteur unique (toute l'économie), alors que MARKALED favorise des élasticités-prix qui peuvent varier d'un segment de demande à l'autre.

Du coté pratique, MARKAL-MACRO requiert un optimiseur non-linéaire pour manipuler les non-linéarités de la fonction d'utilité et de la fonction de production. Au contraire, l'approche utilisée dans MARKALED est aisément traitée par la programmation linéaire; ceci constitue un avantage majeur permettant de travailler sur des modèles de dimension plus grande, avec un nombre complet de périodes de temps. C'est une réussite que les utilisateurs de MARKAL-MACRO ne sont pas parvenus à accomplir jusqu'à maintenant. En fait, MARKAL-MACRO requiert la transformation peu commode de la longueur d'une période de temps de 5 à 10 ans, de façon à permettre un horizon d'une longueur suffisante. Nous verrons aussi, à la section 4.3.3, que le temps de calcul est augmenté minimalement par l'extension du modèle MARKAL à MARKALED et que la banque de données ne requiert que quelques changements mineurs.

Un autre avantage important de MARKALED est que celui-ci demeure totalement compatible avec MARKAL et ne nécessite aucune programmation supplémentaire des équations. En d'autres termes, les utilisateurs de MARKAL (plus d'une vingtaine de pays) peuvent transformer complètement leur modèles en MARKALED en spécifiant les données additionnelles dans le format usuel de MARKAL.

Quelques-uns des avantages pratiques de l'approche que nous proposons ont déjà été mentionné ci-haut, dont la capacité d'accepter des élasticités propres à chaque segment de demande; il demeure toutefois à évaluer ce qui est perdu en ignorant les effets-rétro macro-économiques. En ce sens, il est instructif d'examiner la Figure 4.1 qui reproduit les résultats typiques obtenus par MARKAL-MACRO pour la Hollande (Scheper et Kram, 1994).

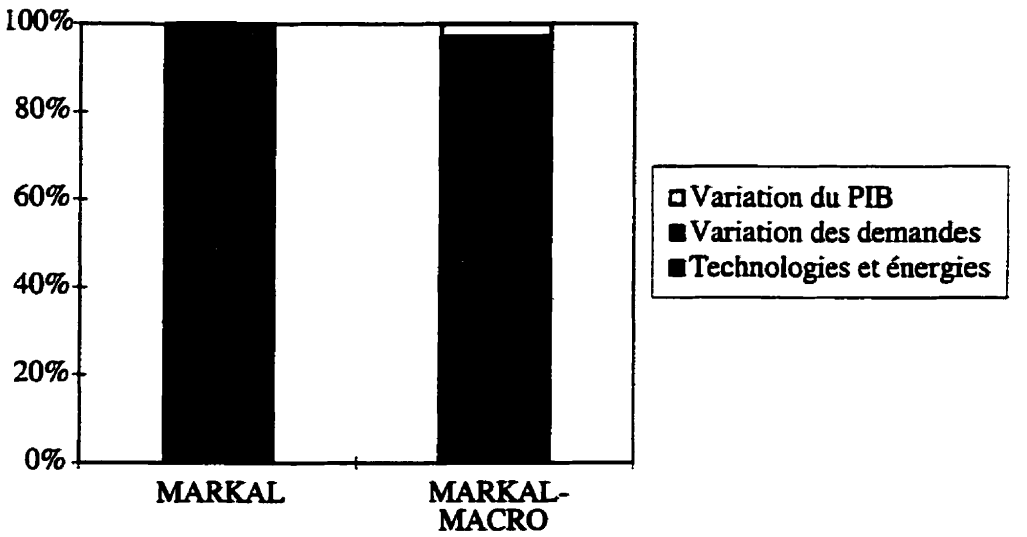



Figure 4.1 – *Étapes pour une réduction de 50% des émissions de $CO_2$*

Cette figure indique les effets d'une réduction obligatoire de 50% des émissions de $CO_2$ accomplie par deux modèles, soit MARKAL et MARKAL-MACRO. Puisque MARKAL n'a pas la possibilité d'ajuster les demandes, il doit accomplir 100% de la

réduction des émissions souhaitées à l'intérieur du système énergétique (via des substitutions énergétiques, des améliorations des efficacités et des changements technologiques), alors que MARKAL-MACRO accomplit la réduction désirée de la manière suivante: 84% par des mesures énergétiques, 13% par des réductions des demandes et 3% via une réduction du PIB. Cet exemple suggère clairement qu'en ignorant l'ajustement du PIB, l'erreur commise n'est pas très importante. Ce fait semble vérifié par plusieurs études effectuées à l'aide de MARKAL-MACRO par le groupe ETSAP auquel appartiennent plusieurs pays. Lorsque l'on modélise les intéractions énergie-environnement-économie, il semble donc approprié de se concentrer sur les élasticités des demandes et raisonnable d'ignorer les ajustements macro-économiques. Ce choix est en accord avec l'observation qu'il appert un peu ambitieux d'analyser les variations du PIB avec un modèle à prédominance orientée vers l'énergie tel MARKAL-MACRO.

## 4.2 Équilibre offre/demande via la programmation mathématique

La présente section décrit brièvement le calcul d'un équilibre partiel offre/demande entre un modèle MARKAL et une série de courbes de demande.

### 4.2.1 Notation

1. Pour tout segment de demande, il faut définir une *courbe de demande*, i.e. une fonction déterminant la demande en fonction du prix. Nous supposerons une relation d'élasticité constante représentée par

$$DM_i(p_i) = K_i * {p_i}^{e_i} \tag{4.1}$$

où $DM_i(p_i)$ représente la *ième* demande utile, $p_i$ son prix (choisi comme étant le coût marginal correspondant à la satisfaction de celle-ci) et $e_i$ l'élasticité-prix de cette demande particulière (sans élasticité croisée). Quoique l'indice de temps $t$ fut omit de cette notation, toutes les quantités de l'équation ci-dessus dépendent du temps dans le contexte de MARKAL. La constante $K_i$ peut être obtenue si l'on connaît un point $({p_i}^0, {DM_i}^0)$ de la courbe. Ainsi, la relation ci-dessus peut s'écrire comme suit:

$$DM_i(p_i)/{DM_i}^0 = (p_i/{p_i}^0)^{e_i} \tag{4.2}$$

et son inverse est

$$p_i(DM_i) = {p_i}^0 * (DM_i/{DM_i}^0)^{1/e_i} \tag{4.3}$$

2. Le modèle MARKAL régulier peut être ré-écrit sous la forme du programme linéaire suivant:

$$(MARKAL) \begin{cases} \min c^T x \\ \sum_{r \in R_i} cap_r(t) = {DM_i}^0(t), i \in I, t \in T \\ x \in L \end{cases} \tag{4.4}$$

où

$x$ := vecteur de toutes les variables de MARKAL (investissements, capacités, etc),

$c$ := vecteur-coût associé aux variables,

$I$ := ensemble des segments de demandes,

$R_i$ := ensemble des technologies de demandes satisfaisant la demande $i$,

$T$ := ensemble des périodes,

$cap_r(t)$ := capacité de la technologie de demande $r$ à la période $t$ (notez que chaque variable $cap_r(t)$ est un élément du vecteur $x$),

$DM_i^0(t)$ := *ième* demande exogène à satisfaire à la période $t$,

$L$ := polyhèdre général défini par les autres contraintes de MARKAL.

### 4.2.2 Formulation mathématique du modèle d'équilibre équivalent

La prochaine étape consiste à calculer un équilibre offre/demande entre le modèle ($MARKAL$) précédent et la fonction de demande inverse $p_i(DM_i)$ définie ci-haut, en supposant que les prix exigés par le modèle d'offre ($MARKAL$) sont égaux aux coûts marginaux de satisfaction des demandes, i.e. que le prix $p_i(t)$ représente le coût marginal de satisfaction de la demande $DM_i(t)$. Le Théorème d'équivalence (Takayama et Judge, 1971) stipule qu'un tel équilibre est atteint en tant que solution du programme mathématique ($EQUI$) suivant:

$$(EQUI)\begin{cases} \max\left[\sum_{i\in I}\sum_{t\in T}\int_{LO_i(t)}^{DM_i(t)} p_i{}^0(t) * (DM_i(t)/DM_i{}^0(t))^{1/e_i} d(DM_i(t)) - c^T x\right] \\ \\ \sum_{r\in R_i} cap_r(t) - DM_i(t) = 0, i \in I, t \in T \\ x \in L \end{cases} \tag{4.5}$$

$DM_i(t)$ := vecteur *variable* des demandes (celles-ci n'étant plus exogènes mais plutôt endogènes),

$LO_i(t)$ := demande exogène minimale à satisfaire du *ième* segment de demande à la période $t$ (nous supposons qu'une certaine demande minimale doit nécessairement être satisfaite; sans perte de généralité, la borne choisie peut être nulle; nous reparlons de ce sujet à la section 4.3.1).

## 4.3 Implantation

### 4.3.1 Linéarisation

Le modèle de programmation mathématique proposé par $(EQUI)$ possède une fonction-objectif convexe non-linéaire à optimiser sous des contraintes linéaires. Puisque la fonction-objectif est séparable, il est facile d'établir une linéarisation par morceaux constituant une approximation raisonnable de l'intégrale apparaissant dans la fonction-objectif. Ceci revient à dire que les fonctions de demande inverse sont linéarisées par des fonctions-escalier, tel qu'illustré à la Figure 4.2.

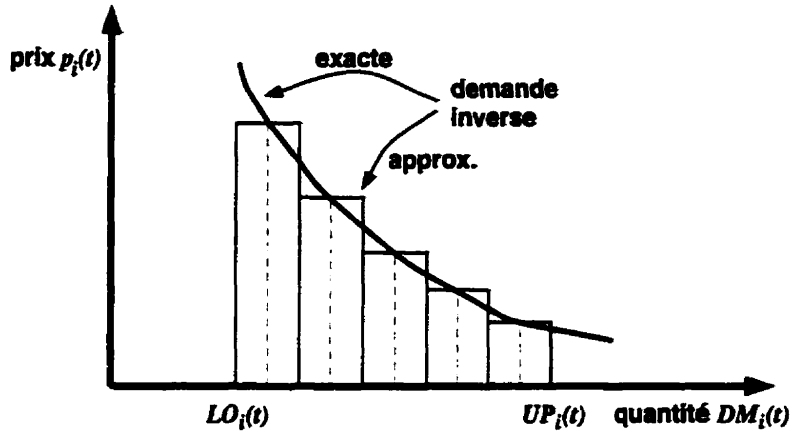



Figure 4.2 – *Linéarisation "escalier" d'une fonction de demande inverse*

Le problème d'optimisation résultant devient ainsi linéaire et, qui plus est, *il peut maintenant être formulé entièrement à l'intérieur de l'environnement MARKAL (i.e. simplement en définissant des technologies fictives additionnelles).* La linéarisation se fait comme suit:

1. Pour chaque segment de demande $DM_i(t)$ (donc à chaque période de temps), sélectionner un **intervalle de demande** à l'intérieur duquel il est estimé que la demande se retrouvera, même après un ajustement par rapport aux effets des prix. Dans notre cas, nous avons sélectionné le scénario de demandes de base de MARKAL pour constituer les bornes supérieures $UP_i(t)$, et nous avons ensuite soustrait un pourcentage fixé pour obtenir les bornes inférieures $LO_i(t)$.

2. Sélectionner une partition qui divise un intervalle en un nombre de sous-intervalles de largeur égale entre-eux. Nous pouvons diviser, par exemple, chaque intervalle de demande en cinq sous-intervalles. Soit $\beta_i(t)$ la largeur commune des cinq sous-intervalles pour $DM_i(t)$. La Figure 4.2 présente un intervalle

$[LO_i(t), UP_i(t)]$ et l'approximation de la courbe de demande inverse pour cet intervalle.

3. Pour chaque segment de demande $DM_i$, définir autant de **technologies fictives** qu'il y a de sous-intervalles correspondants à celui-ci; à titre d'exemple, nous considérons un ensemble $F_i$ formé de cinq technologies fictives. La capacité de chacune de ces technologies à la période $t$ représente une portion de la demande supérieure $UP_i(t)$ qui n'est *pas* satisfaite par les technologies réelles. De cette façon, nous pouvons ré-écrire les contraintes de satisfaction des demandes de la manière suivante:

$$\sum_{r \in R_i} cap_r(t) + \sum_{f \in F_i} cap_f(t) = UP_i(t), \;\; i \in I, t \in T \tag{4.6}$$

où la sommation sur $r$ représente la portion de $UP_i(t)$ satisfaite par les technologies réelles, alors que la sommation sur $f$ représente la portion de $UP_i(t)$ satisfaite par les technologies fictives (i.e., dans notre exemple, la quantié de la réduction de la demande induite par l'élasticité de celle-ci par rapport à son propre prix). Notez que la dernière équation générique est en tous points identique aux contraintes de demandes habituelles de MARKAL et peut donc être générée automatiquement par le programme MARKAL, en autant que les technologies fictives soient incluses dans la banque de données. Ceci est illustré à la Figure 4.3, qui indique les possibilités de stratégie mixte d'activités de technologies réelles et fictives offertes au modèle pour satisfaire une demande donnée.

4. Chaque technologie fictive a une durée de vie d'une seule période, aucun intrant, aucun extrant (autre que celui de satisfaire la demande), une borne

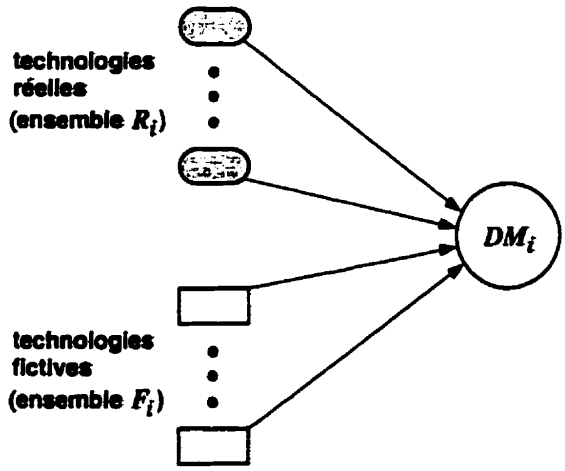



Figure 4.3 – *Stratégie mixte pour satisfaire une demande*

supérieure sur sa capacité à la période $t$ égale à la largeur commune $\beta_i(t)$ des sous-intervalles, et un coût annuel égal au terme suivant (correspondant aux coefficents de $(EQUI)$ après intégration de la fonction-escalier):

$$anncost_{(i,j)}(t) = \beta_i(t) * [1/K_i(t)]^{1/e_i} * [UP_i(t) - (2 * j - 1) * \beta_i(t)/2]^{1/e_i} \quad (4.7)$$

où $j$ indique le rang de la technologie fictive ($j = 1$ correspond, par exemple, à la première technologie fictive, i.e. celle qui soustrait la première quantité de la borne supérieure $UP_i(t)$; puisque nous avons choisi de diviser notre intervalle en cinq sous-intervalles, nous avons donc cinq technolgies fictives, $j = 1, ..., 5$). Notez que nous représentons, pour l'approximation telle que décrite ici, chaque intervalle par son point milieu, et que nous remplaçons l'aire sous la courbe de demande inverse par l'aire sous l'approximation donnée par la fonction-escalier; d'autres approximations sont bien sûr possibles.

### 4.3.2 Validation des fonctions de demande

En plus de sélectionner les élasticités pour les différents segments de demande, l'utilisateur doit évaluer chaque constante $K_i(t)$. En ce sens, nous avons indiqué que nous devons connaître un point de chaque fonction de demande inverse à chaque période de temps, soit $(p_i^0(t), DM_i^0(t))$. Pour approximer un tel point, nous résolvons un unique problème préliminaire d'un modèle MARKAL inélastique (avec des demandes exogènes $DM_i^0(t)$, $i \in I, t \in T$), et utilisons les prix-cachés résultants $p_i^0(t)$ pour toutes les contraintes de satisfaction des demandes à chaque période de temps. Nous établissons les valeurs suivantes pour les intervalles: $UP_i(t) = DM_i^0(t)$ et $LO_i(t) = 0,80 * DM_i^0(t)$. Chacun de ces intervalles est ensuite divisé en cinq sous-intervalles de largeur commune.

Avec de légères modifications au programme MARKAL, il est possible d'automatiser tout ce processus (modification des contraintes de satisfaction des demandes, changements apportés à la fonction-objectif) sans même avoir à créer manuellement les technologies fictives (ce fut fait au GÉRAD; en fait, la capacité élastique fait maintenant partie intégrante de la version MARKAL disponible au GÉRAD). De cette façon, l'utilisateur n'a seulement qu'à spécifier les élasticités, les bornes, ainsi que les "pas" discrets des segments de demande, et le générateur de matrice (écrit en langage OMNI) crée automatiquement le modèle MARKAL *élastique* MARKALED.

### 4.3.3 Effets sur la taille du problème à résoudre

Chaque segment de demande dont nous désirons créer un effet élastique par rapport à son propre prix requiert la définition d'autant de technologies fictives qu'il y a de pas proposés pour la linéarisation. Chaque technologie fictive génère uniquement une variable de capacité qui apparaît dans la contrainte de satisfaction de la demande correspondant à cette technologie ainsi que dans la fonction-objectif. Aucune contrainte supplémentaire n'est ajoutée au problème (autre que les bornes supérieures sur les capacités des technolgies fictives). L'effet sur les temps de calcul est faible puisque l'addition de variables n'influence pas de façon dramatique les temps de calcul en programmation linéaire. Par exemple, pour le cas de MARKAL-QUÉBEC, il y a 70 segments de demande et 9 périodes, alors 70*9*5=3150 variables seraient créées dans le cas où toutes les demandes seraient désirées élastiques. Des études de dimension appréciable ont d'ailleurs été effectuées avec succès au GÉRAD. Toutefois, pour les besoins de notre expérimentation initiale, seulement 8 segments de demande furent considérés élastiques, et ainsi uniquement 360 variables furent créées, n'influençant pratiquement pas les temps de calcul.

### 4.3.4 Interprétation des résultats de MARKALED

Il existe deux différences dans l'interprétation des résultats de MARKAL versus MARKALED. Tout d'abord, la fonction-objectif du modèle élastique ne constitue pas le coût total actualisé puisqu'elle inclut des coûts fictifs. Ensuite, pour la même raison, les prix-cachés du modèle élastique n'ont pas l'interprétation habituelle des coûts marginaux. Toutefois, le coût total actualisé et les prix-cachés habituels peuvent

aisément être recouvrés. En effet, le coût total actualisé réel est obtenu en soustrayant de la valeur optimale de la fonction-objectif de MARKALED le coût des technologies fictives. De plus, il existe une autre méthode qui permet de recouvrer à la fois le coût total actualisé réel ainsi que les prix-cachés habituels: il s'agit simplement d'effectuer une résolution supplémentaire d'un problème MARKAL *avec les demandes fixées aux niveaux suggérés par la solution optimale fournie par MARKALED.* Cette étape complémentaire est plutôt triviale puisque la solution optimale est déjà connue et que l'optimiseur n'a qu'à recalculer la base optimale finale.

Plus important encore, il faut garder à l'esprit que la fonction-objectif de MARKALED possède une interprétation *bona fide* qui concerne le **surplus social net**. Celui-ci constitue une mesure du **bien-être** total. Ainsi, il serait possiblement très intéressant de comparer la valeur optimale de la fonction-objectif de deux scénarios MARKALED différents, la différence entre les deux valeurs optimales indiquant le gain or la perte du bien-être social total. Au contraire, comparer le coût total "pur" de deux scénarios reviendrait à ignorer la perte de bien-être due à une réduction de la demande. De façon similaire, les variables duales de MARKALED peuvent être interprétées comme étant les gains marginaux de bien-être par unité additionnelle de la ressource considérée.

## 4.4 Résultats: limitation du $CO_2$ en Ontario

Illustrons notre approche en analysant le secteur énergétique de l'Ontario, modélisé par MARKAL(ED) et supposons une élasticité-prix non-nulle pour huit segments de demande (parmi la cinquantaine du modèle) (voir Tableau 4.1).

Tableau 4.1 – *Élasticité de chacun des huit segments de demande*

| segment de demande | élasticité |
|---|---|
| chaleur indirecte, autres industries | 0,5 |
| puissance électrique, autres industries | 0,5 |
| chauffage des maisons existantes | 0,25 |
| transport: aérien | 0,5 |
| transport: automobiles | 0,5 |
| transport: camions lourds | 0,25 |
| transport: taxis | 0,5 |
| transport: autobus urbains | 0,25 |

À partir d'un unique scénario économique, nous avons effectué trois scénarios distincts: deux avec MARKAL et un avec MARKALED (voir Tableau 4.2). Pour chacun des deux derniers scénarios, les émissions de $CO_2$ sont contraintes, en l'an 2000, au niveau de la stabilisation des émissions (i.e. au niveau de 1988), à une réduction de 10% par rapport à ce niveau pour l'an 2005 et de 20% par la suite. L'unique scénario économique suggère une croissance économique annuelle modérée d'environ 2,4%, et une croissance annuelle modérée des prix de l'huile et du gaz égale à 0,75% . Il n'y a aucun intérêt à effectuer un scénario MARKALED pour le cas où l'on n'impose aucune contrainte sur les émissions de $CO_2$ puisque les résultats

seraient identiques au scénario MARKAL correspondant (appelé *ONT*); il en serait ainsi car le scénario *ONT* fut utilisé pour valider les courbes de demande inverse.

Tableau 4.2 – *Description des scénarios*

| scénario | demandes | émissions de $CO_2$ |
|---|---|---|
| ONT | exogènes | non-contraintes |
| ONTBD | exogènes | contraintes |
| ELASBD | élastiques | contraintes |

Dans la suite de cette section, nous présentons quelques résultats-clés des trois scénarios. Aucune tentative de justification complète des valeurs des paramètres ou d'analyse complète des scénarios n'est effectuée pour cette illustration.

### 4.4.1 Réductions des demandes

Le Tableau 4.3 indique l'ampleur des réductions des demandes induites par les effets élasticités-prix. Dans quelques cas, les réductions furent limitées par un intervalle possiblement trop restreignant; les demandes qui sont ainsi artificiellement limitées apparaissent en italique dans le Tableau 4.3 (par exemple: chaleur indirecte et transport aérien). En 1995, les réductions des demandes sont nulles puisqu'aucune contrainte n'est imposée sur les émissions de $CO_2$. En 2000, la faible contrainte concernant les émissions induit de légères réductions des demandes. Aux périodes subséquentes, les réductions des demandes sont significatives, et créent un impact majeur sur tous les autres résultats concernant le système énergétique de l'Ontario.

Tableau 4.3 – *Niveaux des demandes avec MARKAL et MARKALED*

| **segment de demande** (et son élacticité) | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **chaleur indirecte** (0,5) | | | | | | | | | |
| ONT et ONTBD | 192,8 | 217,8 | 242,9 | 268,0 | 293,1 | 318,2 | 343,3 | 368,5 | 393,7 |
| ELASBD | 192,8 | 199,7 | *194,4* | *214,5* | *234,6* | *254,7* | *274,9* | *295,0* | *315,2* |
| **puissance électrique** (0,5) | | | | | | | | | |
| ONT et ONTBD | 143,8 | 160,8 | 179,7 | 198,6 | 217,5 | 236,4 | 255,3 | 274,0 | 292,8 |
| ELASTBD | 143,8 | 160,8 | *143,7* | 182,8 | 200,1 | 217,4 | 245,1 | 263,0 | 292,8 |
| **chauffage des maisons existantes** (0,25) | | | | | | | | | |
| ONT et ONTBD | 246,1 | 245,9 | 243,3 | 240,7 | 238,0 | 235,2 | 234,4 | 232,2 | 229,9 |
| ELASBD | 246,1 | 245,9 | 224,0 | 202,3 | 200,0 | 197,6 | 206,2 | 204,3 | 202,3 |
| **transport aérien** (0,5) | | | | | | | | | |
| ONT et ONTBD | 75,3 | 89,0 | 104,3 | 119,7 | 146,7 | 173,7 | 206,0 | 238,4 | 270,7 |
| ELASBD | 75,3 | 89,0 | *83,3* | *95,7* | *117,2* | *139,2* | *165,0* | *190,9* | *216,7* |
| **automobiles** (0,5) | | | | | | | | | |
| ONT et ONTBD | 215,7 | 253,1 | 305,1 | 357,1 | 387,8 | 418,5 | 445,8 | 473,1 | 500,5 |
| ELASBD | 215,7 | 253,1 | 287,1 | 314,2 | 341,3 | 368,4 | 392,4 | 416,4 | 440,5 |
| **camions lourds** (0,25) | | | | | | | | | |
| ONT et ONTBD | 48,5 | 53,1 | 66,6 | 80,1 | 93,0 | 106,0 | 116,8 | 127,6 | 138,5 |
| ELASBD | 48,5 | 53,1 | 66,6 | 80,1 | 93,0 | 106,0 | 116,8 | 127,6 | 138,5 |
| **taxis** (0,5) | | | | | | | | | |
| ONT et ONTBD | 3,6 | 4,2 | 5,1 | 6,0 | 6,5 | 7,0 | 7,5 | 7,9 | 8,4 |
| ELASBD | 3,6 | 4,2 | 4,9 | 5,8 | 6,2 | 6,7 | 7,2 | 7,6 | 8,1 |
| **autobus urbains** (0,25) | | | | | | | | | |
| ONT et ONTBD | 7,8 | 8,8 | 9,9 | 11,0 | 12,2 | 13,6 | 15,1 | 16,6 | 18,1 |
| ELASBD | 7,8 | 8,8 | 9,9 | 11,0 | 12,2 | 13,6 | 15,1 | 16,6 | 18,1 |

Tel que prévu, les réductions des demandes sont en général plus faibles pour les segments de demande ayant un faible coefficient d'élasticité, tel que les demandes concernant les camions et les autobus qui ne présentent aucune réduction. Toutefois, l'élasticité-prix n'est pas le seul facteur puisque, dans certains segments de demande à faible élasticité-prix, il y a tout de même d'importantes réductions de celles-ci. Ceci indique que ces segments de demandes sont à cours d'options technolgiques efficaces à coûts raisonnables; c'est le cas, en particulier, du segment de demande concernant le chauffage des espaces résidentiels.

Réciproquement, certains segments de demande à coefficient élasticité-prix élevé proposent des réductions relativement modestes de la demande (par exemple: segment des taxis ainsi que celui du transport automobile). Ce résultat suggère qu'il existe, pour ces segments de demande, des options technologiques à coûts compétitifs qui permettent de réduire les émissions de $CO_2$ de façon efficace, induisant ainsi un faible intérêt pour l'option de réduction de la demande de ces segments.

### 4.4.2 Coût total actualisé et perte de bien-être

Nous devons analyser attentivement les coûts reliés aux trois scénarios pour bien comprendre la signification du terme "coût" représenté par la fonction-objectif de chaque scénario. Tel que défini à la section 4.3.4, la fonction-objectif de MARKALED représente le surplus social net (un synonyme du *bien-être*), alors que MARKAL représente uniquement les coûts des technologies et des formes énergétiques consommées. Le Tableau 4.4 établit une comparaison entre la valeur optimale de MARKAL et celle de MARKALED.

Tableau 4.4 – *Coût total actualisé*

| scénario | coût énergie/ technologie | coût des réductions des demandes | perte totale du bien-être |
|---|---|---|---|
| ONT | n/a | n/a | n/a |
| ONTBD | 51,80 | 0,0 | 51,80 |
| ELASBD | 14,85 | 27,59 | 42,44 |

**Relativement au scénario MARKAL non-contraint; en milliards de dollars canadiens 1990**

Le Tableau 4.4 indique *(i)* l'accroissement des coûts totaux actualisés des technologies et des formes énergétiques consommées (par rapport aux coûts correspondants du scénario non-contraint *ONT*, i.e. par rapport à la valeur de la fonction-objectif de ce scénario) *et (ii)* le coût dû aux réductions des demandes (i.e. la perte du surplus du consommateur). L'addition de ces deux types de coûts constitue la perte totale de bien-être relativement au scénario non-contraint *ONT*. Bien sûr, dans le cas de MARKAL, le coût des réductions des demandes est nul puisque les demandes sont inélastiques. Le Tableau 4.4 suggère que l'introduction de demandes élastiques induit une perte du bien-être significativement plus petite pour MARKALED relativement à MARKAL, soit 42,44 milliards de dollars versus 51,80 milliards de dollars. En d'autres termes, lorsque confronté à d'importantes limitations sur les émissions de $CO_2$, MARKALED recherche un compromis entre les coûts technologiques et de consommation des formes énergétiques supplémentaires (appelés coûts technologie/énergie par la suite) et les possibilités de réduction des demandes, alors que MARKAL est forcé de satisfaire ces contraintes environnementales uniquement via les coûts technologie/énergie.

### 4.4.3 Coûts marginaux de réduction des émissions de $CO_2$

La Figure 4.4 montre les coûts marginaux de réduction des émissions de $CO_2$ pour chaque période (ces coûts sont évidemment nuls dans le cas du scénario non-contraint *ONT*).

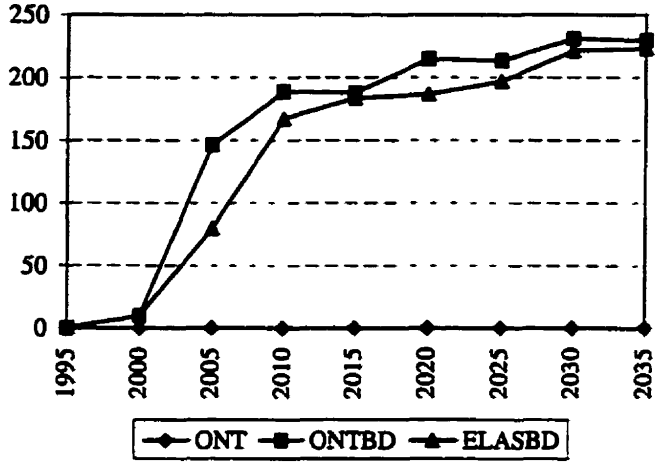



Figure 4.4 – *Coût marginal de réduction des émissions de $CO_2$ ($cdn90/tonne)*

Les coûts marginaux de réduction des émissions de $CO_2$ du scénario contraint MARKALED sont en général de 5% à 40% plus faibles que ceux du scénario MARKAL. La principale différence entre les deux modèles apparaît en 2005, alors que le scénario élastique permet une transition plus progressive, le modèle avec les demandes fixes devant absorber l'impact total de 10% de réduction des émissions de $CO_2$ via des moyens uniquement technologiques (et donc de consommation des formes énergétiques).

Nous concluons cette analyse des coûts en présentant, à la Figure 4.5, le coût marginal de l'électricité durant le jour au cours de la saison hivernale (à chaque période). Ici encore, il apparaît que les demandes élastiques produisent un effet

bénéfique en 2005 dans le cas contraint, puisqu'elles permettent de garder le coût de l'électricité autour de \$0,11/KWh, versus presque \$0,18/KWh dans le cas où les demandes sont fixes.

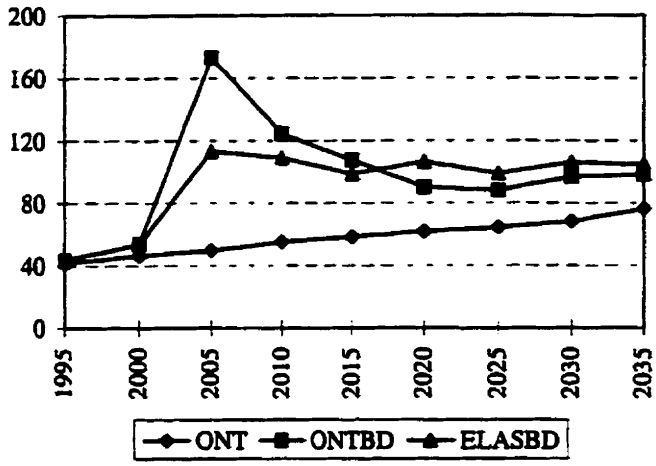



Figure 4.5 – *Coût marginal de l'électricité (le jour, l'hiver) (Mils/KWh)*

### 4.4.4 Indicateurs énergétiques

Nous terminons cette section avec des figures illustrant les différents indicateurs énergétiques: l'énergie primaire et l'énergie renouvelable (excluant l'eau) (Figure 4.6), le charbon, les produits pétroliers liquides (huile, propane, etc) et le gaz naturel (Figure 4.7), la capacité électrique installée (Figure 4.8), la capacité nucléaire installée (Figure 4.9), l'énergie finale (Figure 4.10) ainsi que les économies d'énergie (Figure 4.11).

Ces résultats suggèrent que les élasticités des demandes induisent généralement des réductions non-négligeables de la consommation de toutes les formes énergétiques;

une rare exception étant la consommation des produits pétroliers liquides, qui augmente légèrement dans le cas du scénario élastique comparativement au cas des demandes fixes (dans le cas où l'on impose une limitation des émissions de $CO_2$).

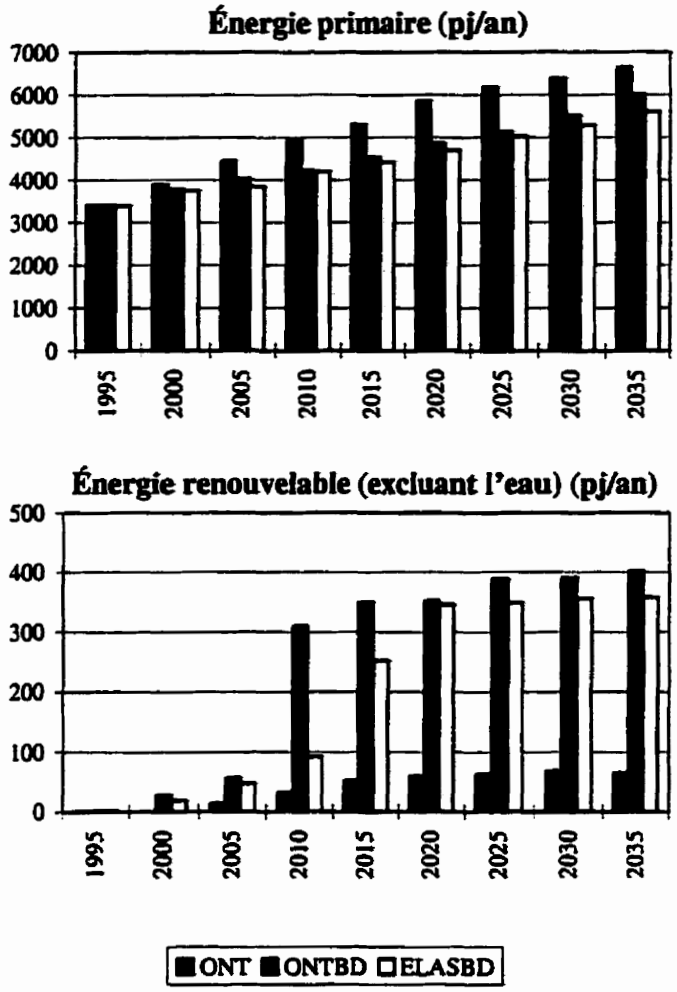



Figure 4.6 – *Consommations énergétiques (partie I) (pj/an)*

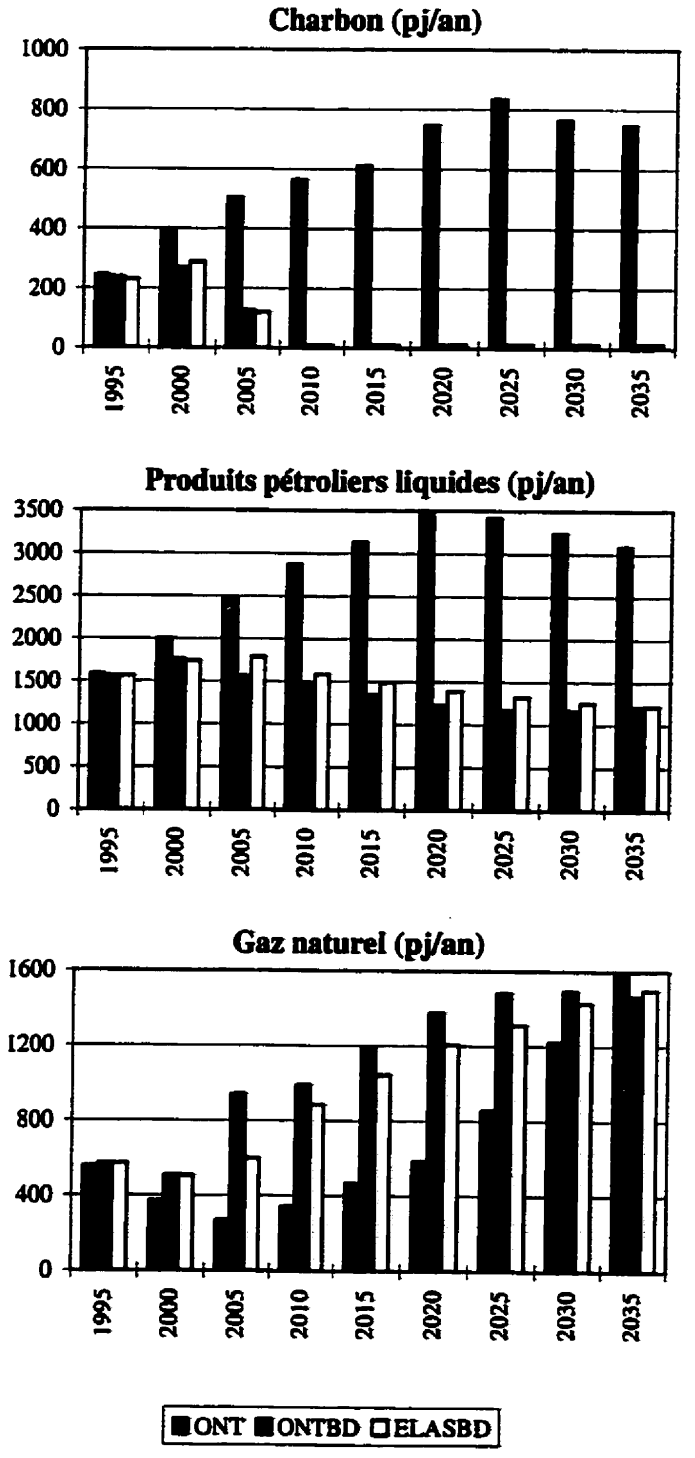



Figure 4.7 – *Consommations énergétiques (partie II) (pj/an)*

La capacité électrique installée est réduite lorsque les demandes sont considérées élastiques et, en particulier, la capacité nucléaire installée à long terme est gardée autour de 35 GW versus 42 GW dans le cas des demandes fixes.

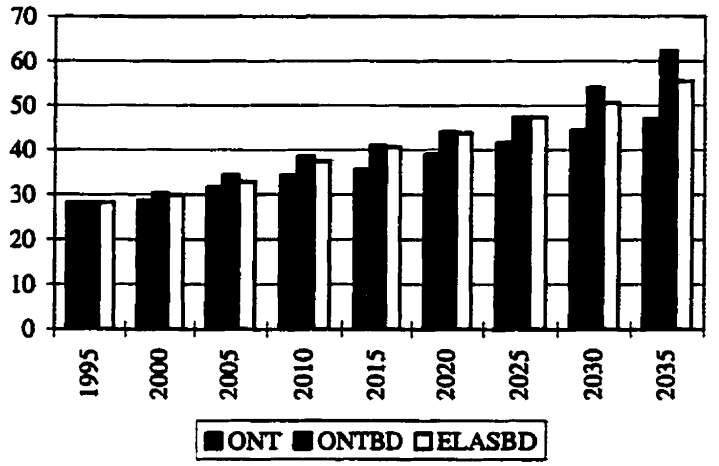



Figure 4.8 – *Capacité électrique installée (GW)*

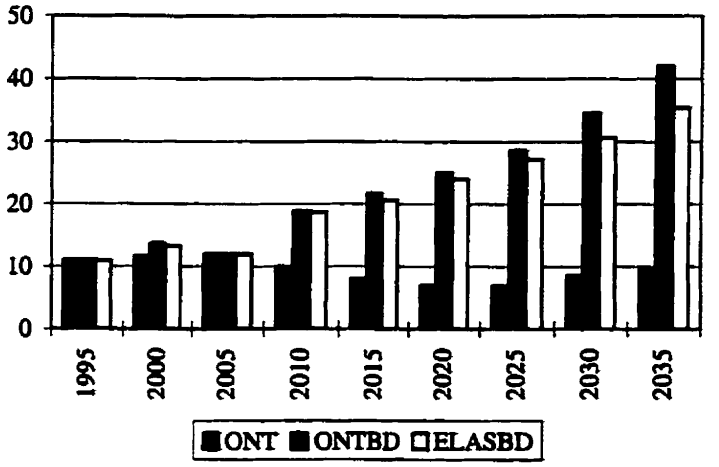



Figure 4.9 – *Capacité nucléaire installée (GW)*

L'énergie finale consommée diminue dans le cas élastique comparativement au scénario inélastique, alors que les économies d'énergie augmentent considérablement lorsque MARKALED est utilisé (une partie de ce résultat est bien sûr due aux réductions des demandes).

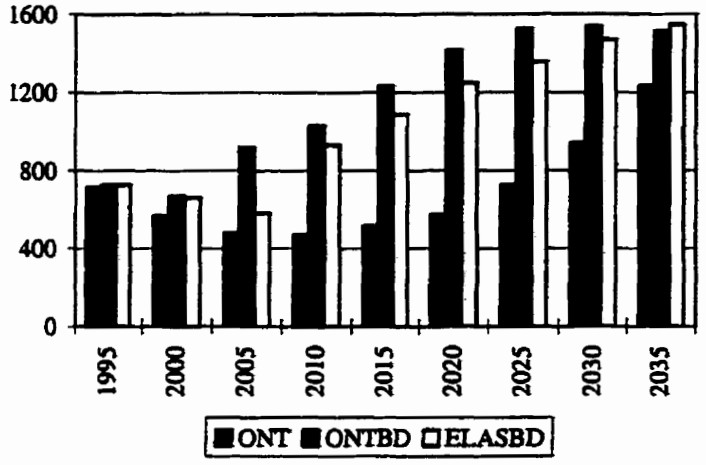



Figure 4.10 – *Énergie finale (pj/an)*

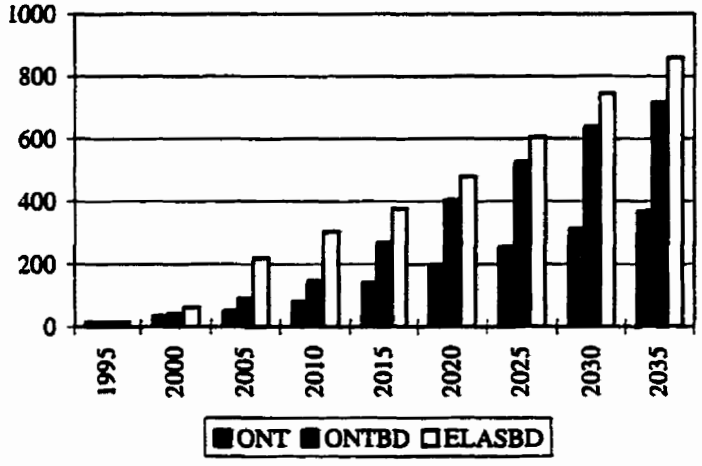



Figure 4.11 – *Économies d'énergie (pj/an)*

## 4.5 MARKALED: conclusion

Ce chapitre fournit une description complète de MARKALED, une nouvelle version du modèle MARKAL, qui inclut des demandes économiques élastiques. Nous avons de plus commenté brièvement les résultats de quelques scénarios illustrant

l'effet des demandes élastiques sur les divers indicateurs énergie/environnement pour l'Ontario. Des améliorations peuvent bien sûr être apportées quant aux choix des coefficients d'élasticités. L'implémentation est maintenant complètement automatisée et fait partie du nouveau modèle MARKAL disponible au GÉRAD (i.e. que le modèle est dorénavant MARKAL par défaut avec option MARKALED disponible à l'usager). Il ne fait aucun doute que d'autres modèles énergie-orientés basés sur la minimisation d'un coût pourraient être aussi simplement transformés en versions élastiques.

Un des résultats très intéressants lorsque l'on compare des scénarios de MARKAL et de MARKALED en présence des contraintes sévères limitant les émissions de $CO_2$ concerne les pertes de bien-être considérablement plus faibles qui surviennent lorsque nous permettons une élasticité des demandes. Ainsi, MARKALED représente une amélioration utile des modèles de demandes énergétiques inélastiques, sans sacrifier aucun des avantages reconnus de ces derniers modèles. La recherche future devrait se concentrer sur l'inclusion d'élasticités-prix croisées à l'intérieur de MARKALED, tout en maintenant la linéarité des équations du modèle.

# CHAPITRE 5

# Équilibres de monopole

## 5.1 Programmation mathématique à deux niveaux

Le calcul d'un équilibre de monopole (tempéré ou relatif) constitue un cas particulier du problème de programmation mathématique à deux niveaux. Il nous apparaît donc naturel de définir tout d'abord ce que représente ce problème plus général dont une excellente présentation se retrouve dans la thèse de Savard (1989).

Nous nous distinguons ici des calculs d'équilibre effectués par d'autres chercheurs en incluant ce type particulier de relation entre deux joueurs représentant des systèmes énergétiques. De plus, il est utile de rappeler que nous travaillons exclusivement avec des fonctions d'offre et de demande implicites plutôt qu'explicites et qu'elles sont toutes deux non-différentiables (celles-ci étant induites par leur programme linéaire correspondant).

Un modèle de programmation à deux niveaux peut être utilisé pour représenter une structure hiérarchique entre divers agents décideurs (joueurs) qui n'agissent pas de façon coopérative et dont les décisions doivent être prises séquentiellement dans

un intérêt possiblement conflictuel. La formulation générale du problème de programmation à deux niveaux est donnée comme suit:

$$(PDN)\begin{cases} \min\limits_{x,y} f_1(x,y) \\ \quad g_1(x,y) \leq 0 \\ \quad (x,y) \in \arg\min\limits_{\zeta} f_2(x,\zeta) \\ \qquad\qquad g_2(x,\zeta) \leq 0 \end{cases} \tag{5.1}$$

Il existe deux niveaux d'optimisation, d'où le nom de ce type particulier de problème. Le premier niveau, appelé $(P_1)$, concerne l'optimisation de la fonction $f_1(x,y)$ sous la contrainte faisant intervenir la fonction $g_1(x,y)$. Le deuxième niveau, appelé $(P_2)$, consiste à déterminer le vecteur $y$, défini implicitement lorsque $x$ est fixé, qui minimise la fonction $f_2(x,\zeta)$ sous la contrainte faisant intervenir la fonction $g_2(x,\zeta)$. La formulation initiale de ce type de problème, proposé par Candler et Norton (1977), ne contenait pas les contraintes de premier niveau.

Bard et Moore (1990) ont proposé une méthode de séparations et évaluations successives afin de résoudre un problème à deux niveaux linéaires. Hansen, Jaumard et Savard (1992) ont par la suite démontré que ce type de problème fait partie de la classe de problèmes NP-complets. Ceux-ci ont aussi développé un algorithme efficace de séparations et évaluations successives en exploitant les propriétés de monotonie des fonctions du problème ainsi qu'une certaine élimination successive des variables de second niveau. Par ailleurs, un algorithme favorisant la résolution séquentielle de problèmes de complémentarité linéaires fut développé par Jùdice et Faustino (1992). Ces méthodes peuvent aussi être utilisées afin de résoudre des problèmes dont la fonction-objectif du deuxième niveau est quadratique et convexe. Pour le problème

non-linéaire plus général, certaines méthodes de descente furent proposées par Kolstad et Lasdon (1990), Vicente, Savard et Jùdice (1994) et Savard et Gauvin (1994). Les travaux de Luo, Pang et Ralph (1996), Shimizu, Ishizuka et Bard (1997), Bard (1998) ainsi que la revue de la littérature effectuée par Vicente et Calamai (1994) sont suggérés au lecteur désireux d'approfondir ses connaissances concernant la programmation mathématique à deux niveaux.

## 5.2 Problème de type Stackelberg (meneur-suiveur) (monopole tempéré ou monopole relatif)

La programmation à deux niveaux peut être utilisée afin de représenter une tarification (des biens échangés) choisie par le producteur selon la réaction optimale des consommateurs face à celle-ci. Les variables $x$ et $y$ représentent alors, respectivement, les activités du producteur et des consommateurs. Le premier niveau est associé à l'optimisation du problème du producteur, et le deuxième niveau est associé à l'optimisation du problème des consommateurs. Les variables $y$ ne constituent pas des variables de décisions pour le problème du premier niveau. Elles sont uniquement définies par le problème de deuxième niveau. Le producteur ne peut directement choisir les niveaux de décisions des consommateurs. Il ne peut qu'influencer ces dernières par le biais d'une tarification basée sur l'évaluation de la réaction optimale des consommateurs face à celle-ci. Ceci constitue un cas particulier de la programmation à deux niveaux et ce type de problème est appelé un problème de Stackelberg ($SKB$).

$$(SKB)\begin{cases} \min\limits_{x} f_1(x,y) \\ \quad g_1(x,y) \leq 0 \\ \quad (x,y) \in \arg\min\limits_{\zeta} f_2(x,\zeta) \\ \qquad\qquad g_2(x,\zeta) \leq 0 \end{cases} \tag{5.2}$$

Évidemment, si le problème de second niveau utilise une certaine quantité captive des biens échangés et qu'il lui est impossible de produire la quantité captive nécessaire à la réalisabilité de celui-ci, le producteur pourra se permettre de fixer un prix infini pour obtenir un profit également infini. Nous évitons cette situation trivialement inintéressante en laissant une agence indépendante décider du niveau maximal du prix des biens échangés. C'est pourquoi nous résolvons, dans le cas particulier d'une certaine quantité captive des biens échangés, un problème que nous appelons monopole tempéré, différent du problème de Stackelberg "pur". Une autre façon de faire consiste à exiger des niveaux d'échanges minimaux entre les deux joueurs. Nous avons utilisé cette dernière option dans nos recherches dont les résultats sont présentés au chapitre 6. Lorsque le problème de second niveau (le suiveur) constitue un système énergétique autarcique intéressé mais non obligé à acquérir des biens en provenance du joueur de premier niveau (le meneur), nous parlons alors de monopole relatif puisque le meneur ne constitue pas un monopole "pur" (le joueur de second niveau pouvant choisir de produire tous les biens, par exemple l'énergie, dont il a besoin). La distinction de monopole tempéré ou de monopole relatif est effectuée lorsque nécessaire. Selon la notation utilisée aux chapitres précédents, nous pouvons ré-écrire le problème de Stackelberg comme suit:

$$(SKB)\begin{cases} \min\limits_{x,p} (c_1^T x - p^T s) \\ \quad A_1 x - s = 0 \\ \quad x \in L_1 \\ \quad (y,s) \in \arg\min\limits_{\zeta,\psi} (c_2^T \zeta + p^T \psi) \\ \qquad\qquad A_2 \zeta + \psi = 0 \\ \qquad\qquad \zeta \in L_2 \\ \qquad\qquad \psi \geq 0 \end{cases} \tag{5.3}$$

## 5.3 Résolution d'un problème de monopole: algorithme itératif

Une idée originale consiste à évaluer le problème du deuxième niveau (les consommateurs, et non plus le problème du producteur, ceci dans le but de baser la nouvelle tarification sur le coût d'opportunité du problème de second niveau) pour une certaine quantité des biens échangés $s$, et d'effectuer ensuite une analyse de la sensibilité nous permettant d'approximer la fonction de demande des consommateurs autour de ce point. L'information ainsi recueillie est dirigée vers le problème du producteur qui détermine le niveau des échanges $s'$ et le prix $p'$. Les idées de l'algorithme itératif amélioré peuvent être utilisées pour effectuer ce travail. Des modifications de l'étape 4 de l'algorithme proposé à la section 3.2 sont nécessaires pour mettre en oeuvre l'approche proposée.

*Algorithme pour l'équilibre de monopole*

1. Choisir une quantité initiale $s(0)$ qui assure la réalisabilité du problème de second niveau (les consommateurs). Poser $k = 0$.

2. Résoudre *le problème des consommateurs* lorsque $s = s(k)$. Soit $p_i(k) = \lambda_i(k)$ la valeur duale de la $i^{ième}$ contrainte des consommateurs (correspondant au $i^{ème}$ bien $(i = 1, ..., m)$, i.e. qu'il y a $m$ biens économiques à l'étude).

3. Effectuer une analyse de la sensibilité sur chaque contrainte $i$ afin de déterminer l'intervalle $[s_i^-(k), s_i^+(k)]$ pour lequel la base courante demeure optimale. De plus cette analyse nous fournit, à peu de frais, les valeurs de $p_i^-(k) = \lambda_i^-(k)$ et $p_i^+(k) = \lambda_i^+(k)$.

4. Diriger cette information dans le problème du producteur et optimiser celui-ci (*ceci ne correspond plus à déterminer un optimum social net*, contrairement au cas de l'algorithme coopératif). Nous obtenons une certaine quantité désirée $s_i(k+1)$ du bien $i$, $i = 1, .., m$.

5. Si $s_i(k+1)$ est "suffisamment près" de $s_i(k)$, $i = 1, ..., m$, alors: fin de l'algorithme. La quantité et le prix d'équilibre sont $s_i(k+1)$ et $p_i(k+1)$. Sinon, poser $k = k + 1$ et aller à l'étape 2.

La difficulté principale consiste à résoudre l'étape 4. En effet, la recherche de l'optimum proposée à cette étape de l'algorithme implique la résolution d'un programme linéaire en nombres entiers, ce qui complique la situation et constitue un élément nouveau par rapport aux algorithmes précédents. Cette recherche est effectuée en résolvant le programme linéaire en nombres entiers ci-dessous (où $M \gg 0$).

$$(SKBL)\begin{cases} \min\limits_{x,w,z} & \left[c_1^T x - \sum\limits_{i=1}^{m}\left(p_i^-(k)w_{i1} + p_i(k)w_{i2} + p_i^+(k)w_{i3}\right)\right] \\ & A_1 x - (w_1 + w_2 + w_3) = 0 \\ & z_{i1} + z_{i2} + z_{i3} = 1,\ i = 1, ..., m \\ & 0 \leq w_{i1} \leq z_{i1} s_i^-(k),\ i = 1, ..., m \\ & 0 \leq w_{i2} \leq z_{i2} s_i^+(k),\ i = 1, ..., m \\ & 0 \leq w_{i3} \leq z_{i3} M,\ i = 1, ..., m \\ & z_{ij} \in \{0, 1\},\ i = 1, ..., m \text{ et } j = 1, 2, 3 \\ & x \in L_1 \end{cases} \tag{5.4}$$

La résolution du programme linéaire en nombres entiers $(SKBL)$ nous fournit une certaine quantité produite $s_i(k+1)$. L'abréviation $(SKBL)$ désigne le terme **Stackelberg local**. Il s'agit de déterminer l'aire maximale entre les trois aires proposées autour du point $s_i(k)$ (d'où l'introduction de variables entières). Nous devons souligner que le nombre de variables entières demeure faible malgré la taille possiblement immense des modèles. Il y en a $3m$ dans le problème précédent, ce qui est très raisonnable (où $m$ représente le nombre de biens échangés). Des résultats intéressants obtenus en utilisant cette approche sont présentés au chapitre 6. Des "boxsteps" permettent, tout comme dans le cas des algorithmes présentés précédemment, de faciliter la détermination d'un équilibre. La Figure 5.1 illustre les choix disponibles qui sont représentés par le programme linéaire en nombres entiers.

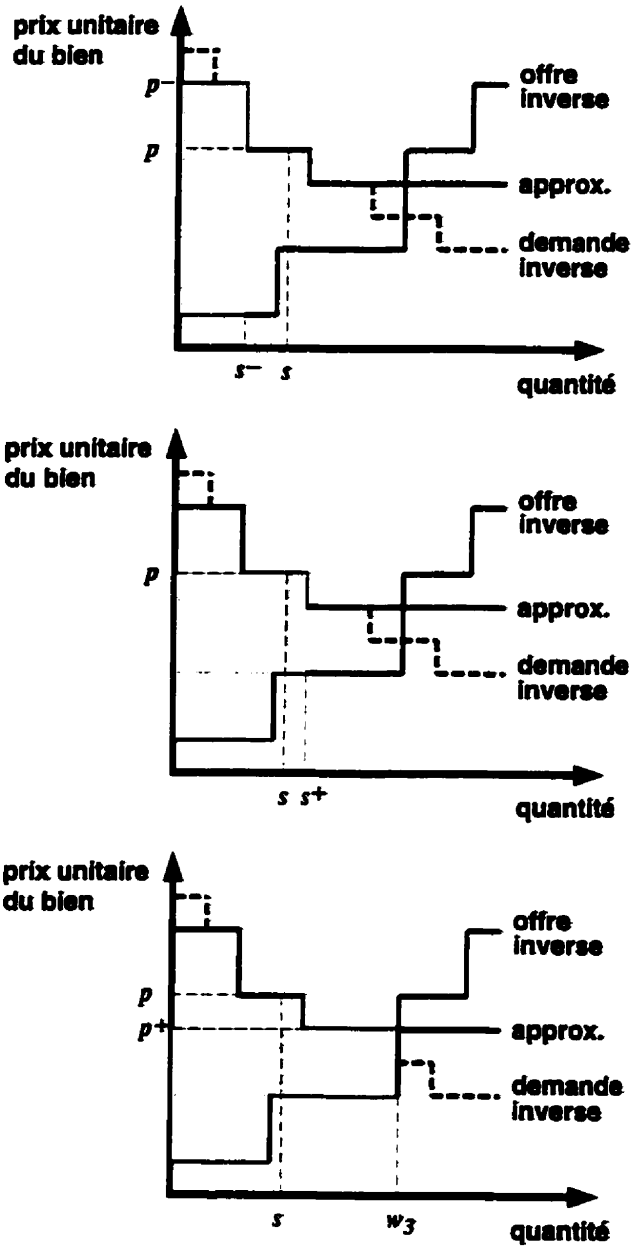



Figure 5.1 – *Algorithme itératif pour le problème de monopole: les trois options locales du producteur*

Puisque nous débutons maintenant par la résolution du problème de second niveau, il est essentiel d'avoir des quantités d'échanges initiales assurant la réalisabilité de ce problème à l'étape 1. Il peut s'agir, par exemple, des quantités suggérées par la solution optimale de l'algorithme coopératif. Dans la même veine, nous imposons des bornes inférieures sur les quantités échangées induites par la solution optimale du problème ($SKBL$) (à l'étape 4 de l'algorithme). Cela nous assure, encore une fois, de toujours avoir une solution réalisable du problème du deuxième niveau, permettant ainsi à l'algorithme de se dérouler sans complication. Nous parlons, lors du chapitre 6 concernant les résultats, de la façon arbitraire dont nous avons déterminé ces niveaux d'échanges minimaux. Pour l'instant, nous désirons proposer une *méthode originale exacte* pour résoudre un problème de Stackelberg (bi-niveau) bi-linéaire.

## 5.4 Approche exacte pour résoudre le problème de Stackelberg bi-linéaire

Bien que l'algorithme itératif présenté ci-dessus soit disponible et performant, il est intéressant d'utiliser une approche exacte pour résoudre un problème de Stackelberg bi-linéaire. Nous proposons une représentation linéaire en nombres entiers qui permet de résoudre ce type de problème de façon exacte pour une taille de problèmes appréciable. Une méthode de séparations et évaluations successives est ensuite présentée. L'utilisation de bornes permettant l'encadrement de la solution optimale est aussi proposée, et la description de deux exemples permettant la compréhension de ces notions complète le chapitre.

### 5.4.1 Reformulation *un-niveau* équivalente

Nous désirons approfondir la notion d'équilibre de type Stackelberg ($SKB_1$) qui peut s'écrire sous la forme d'un programme mathématique bi-niveau bi-linéaire dont la représentation ci-dessous est similaire à celle suggérée précédemment.

$$(SKB_1)\begin{cases} \min\limits_{x,p} (c_1^T x - p^T s) \\ \quad A_1 x \geq b_1 \\ \quad B_1 x - Is \geq b_2 \\ \quad x \geq 0, p \geq 0 \\ \quad (PS)\begin{cases} \min\limits_{y,s} (c_2^T y + p^T s) \\ \quad A_2 y \geq \beta_1 \\ \quad B_2 y + Is \geq \beta_2 \\ \quad y \geq 0, s \geq 0 \end{cases} \end{cases} \tag{5.5}$$

Nous supposons, à l'intérieur de la présente section, que le primal du suiveur ($PS$) est réalisable lorsque les variables d'échanges $s$ sont nulles. Cette hypothèse ne fait qu'éliminer le cas pathologique où le suiveur serait prêt à payer un prix infini pour obtenir une certaine quantité des biens échangés (nous avons déjà parlé de cette problématique à la section 5.2).

Nous analysons maintenant un problème de calcul d'équilibre de monopole relatif régissant deux joueurs distincts, chacun représentant un système énergétique autonome (nous pouvons penser, par exemple, à une relation meneur-suiveur entre la province de Québec et l'État de New York en ce qui concerne des échanges d'électricité).

Afin d'éliminer le cas pathologique mentionné précédemment, nous considérons l'hypothèse de l'existence d'un recours pour le suiveur concernant la disponibilité de la commodité échangée entre les deux joueurs. Ainsi, si le meneur fixe un prix $p$ plus élevé que le prix du recours du suiveur, ce dernier choisira simplement un niveau d'échange $s$ nul. Fixer $s = 0$ est donc une solution réalisable du problème $(SKB_1)$ qui nous permet d'obtenir facilement une borne supérieure de la solution optimale en résolvant le problème du meneur sans possibilité d'échange de biens. Nous notons $sup_0$ cette borne supérieure.

Si le meneur fixe le prix de vente $p$ égal au coût marginal, nous avons déjà mentionné que le problème $(SKB_1)$ correspond alors au problème d'échange de biens entre deux joueurs ayant une relation de coopération. Nous obtenons alors le programme linéaire suivant.

$$(COOP)\begin{cases} \min\limits_{x,y,s} & (c_1^T x + c_2^T y) \\ & A_1 x \geq b_1 \\ & B_1 x - Is \geq b_2 \\ & A_2 y \geq \beta_1 \\ & B_2 y + Is \geq \beta_2 \\ & x \geq 0, y \geq 0, s \geq 0 \end{cases} \tag{5.6}$$

Une borne supérieure du problème initial $(SKB_1)$ peut ainsi être facilement obtenue en optimisant le problème coopératif $(COOP)$. La solution optimale $(x^*, y^*, s^*)$ induit un coût marginal $p^*$. Nous pouvons simplement calculer la valeur de $(c_1^T x^* - p^* s^*)$ pour obtenir une borne supérieure du problème initial. Nous notons $sup_C$ cette borne supérieure.

Lorsque le meneur fixe arbitrairement les prix $p$ des biens, le suiveur ne constitue alors, en fait, qu'un simple programme linéaire. Le dual du suiveur $(DS)$ est donné ci-dessous.

$$(DS)\begin{cases} \max\limits_{\mu,\nu} & (\beta_1^T\mu + \beta_2^T\nu) \\ & A_2^T\mu + B_2^T\nu \leq c_2 \\ & I\nu \leq p \\ & \mu \geq 0, \nu \geq 0 \end{cases} \tag{5.7}$$

Il est possible d'écrire le problème sous une forme n'ayant qu'un seul niveau en écrivant que le primal et le dual du suiveur doivent tous deux être réalisables et en ajoutant que leurs objectifs respectifs doivent être égaux (théorie de la dualité forte). Nous notons cette contrainte $(DF)$ pour indiquer l'utilisation de la propriété de la dualité forte. Nous obtenons donc un modèle *un-niveau* exact appelé $(SKB_2)$ (équivalent au problème de Stackelberg $(SKB_1)$).

$$(SKB_2)\begin{cases} \min\limits_{x,p,y,s,\mu,\nu} (c_1^Tx - p^Ts) \\ \quad A_1x \geq b_1 \\ \quad B_1x - Is \geq b_2 \\ (PS)\begin{cases} A_2y \geq \beta_1 \\ B_2y + Is \geq \beta_2 \end{cases} \\ (DS)\begin{cases} A_2^T\mu + B_2^T\nu \leq c_2 \\ I\nu - p \leq 0 \end{cases} \\ (DF)\begin{cases} c_2^Ty + p^Ts = \beta_1^T\mu + \beta_2^T\nu \end{cases} \\ \quad x \geq 0, p \geq 0, y \geq 0, s \geq 0, \mu \geq 0, \nu \geq 0 \end{cases} \tag{5.8}$$

Ce programme possède toutefois la caractéristique d'être non-linéaire et non-convexe. En effet, nous observons que le terme $p^Ts$ apparaît à la fois dans l'objectif

ainsi que dans la dernière contrainte. Cette contrainte nous permet d'écrire l'objectif sous une forme linéaire en remplaçant $p^T s$ par sa valeur, soit $(\beta_1^T \mu + \beta_2^T \nu - c_2^T y)$, qui est linéaire. Il demeure une seule non-linéarité, et c'est au niveau des contraintes (la dernière d'entre-elles). Il s'agit d'une relation bi-linéaire que nous préférons substituer par des relations de complémentarité (conditions de Kuhn-Tucker $(KT)$) afin d'obtenir une structure particulière qui nous permettra de développer notre approche exacte. Celles-ci sont données explicitement ci-dessous.

$$(KT) \begin{cases} \mu^T(A_2 y - \beta_1) = 0 \\ \nu^T(B_2 y + Is - \beta_2) = 0 \\ y^T(A_2^T \mu + B_2^T \nu - c_2) = 0 \\ s^T(I\nu - p) = 0 \end{cases} \tag{5.9}$$

**Proposition 5.1** *Les prix p des échanges d'énergie correspondent aux variables duales $\nu$ associées aux contraintes de conservation de l'énergie du suiveur.*

**Démonstration** Nous remarquons que, si $s_i = 0$ (où $i$ correspond à la *ième* variable d'échange), alors $p_i s_i = 0$ pour tout prix $p_i$. L'effet de la variable $p_i$ est alors inexistant et $p_i$ peut prendre, en particulier, la valeur $\nu_i$. Il est donc acceptable, si $s_i = 0$, d'imposer la contrainte $\nu_i = p_i$. D'un autre côté, si $s_i > 0$, alors nous devons avoir $\nu_i = p_i$ pour satisfaire la contrainte de complémentarité $s^T(I\nu - p) = 0$ indiquée ci-dessus. Nous concluons que la contrainte $I\nu \leq p$ est toujours satisfaite à égalité (ou, en d'autres mots, que la contrainte est toujours active).

Ceci nous permet de remplacer $p$ par $\nu$ et d'ainsi éliminer la variable $p$ du problème. Le prix optimal des biens est tout simplement égal à la variable $\nu$.

■

Puisque $p = \nu$, la contrainte $s^T(I\nu - p) = 0$ peut donc être éliminée du problème. Suite à cette discussion, il est bon d'écrire le problème sous sa nouvelle forme, toujours équivalente au problème de Stackelberg initial $(SKB_1)$.

$$(SKB_3)\begin{cases} \min\limits_{x,y,s,\mu,\nu} & (c_1^T x + c_2^T y - \beta_1^T \mu - \beta_2^T \nu) \\ & A_1 x \geq b_1 \\ & B_1 x - Is \geq b_2 \\ & A_2 y \geq \beta_1 \\ & B_2 y + Is \geq \beta_2 \\ & A_2^T \mu + B_2^T \nu \leq c_2 \\ & \mu(A_2 y - \beta_1) = 0 \\ & \nu(B_2 y + Is - \beta_2) = 0 \\ & y(A_2^T \mu + B_2^T \nu - c_2) = 0 \\ & x \geq 0, y \geq 0, s \geq 0, \mu \geq 0, \nu \geq 0 \end{cases} \tag{5.10}$$

Il est possible d'éliminer les non-linéarités de ce modèle en utilisant des variables binaires et une pénalité $M \gg 0$. Nous obtenons alors un programme linéaire mixte *un-niveau* faisant intervenir un certain nombre de variables binaires.

$$(SKB_4)\begin{cases} \min\limits_{x,y,s,\mu,\nu,z_1,z_2,z_3} & (c_1^T x + c_2^T y - \beta_1^T \mu - \beta_2^T \nu) \\ & A_1 x \geq b_1 \\ & B_1 x - Is \geq b_2 \\ & A_2 y \geq \beta_1 \\ & B_2 y + Is \geq \beta_2 \\ & A_2^T \mu + B_2^T \nu \leq c_2 \\ & \mu \leq M z_1 \\ & (A_2 y - \beta_1) \leq M(1 - z_1) \\ & \nu \leq M z_2 \\ & (B_2 y + Is - \beta_2) \leq M(1 - z_2) \\ & y \leq M z_3 \\ & (A_2^T \mu + B_2^T \nu - c_2) \leq M(1 - z_3) \\ & x \geq 0, y \geq 0, s \geq 0, \mu \geq 0, \nu \geq 0 \\ & z_1, z_2 \text{ et } z_3 \textit{ binaires} \end{cases} \tag{5.11}$$

Nous avons donc éliminé la non-linéarité au prix d'introduire des variables binaires (si le problème primal du suiveur est de dimension $m$ contraintes et $n$ variables, le nombre de variables binaires est ici $m + n$). CPLEX peut résoudre un problème formulé sous la forme suggérée par $(SKB_4)$. Cette formulation fut utilisée afin de résoudre un problème concernant des échanges de biens entre la province de Québec et l'État de New York où le premier joue le rôle du meneur et le second celui du suiveur. Nous présentons nos résultats au chapitre 6. Ils sont très intéressants et confirment qu'un équilibre de type Stackelberg peut être très utile pour assister un décideur-meneur dans le choix de la tarification optimale à utiliser lorsqu'il est en positionde monopole relatif face à un marché-suiveur. Nous établissons, toujours au

chapitre 6, qu'il existe des différences notables entre les solutions d'un problème impliquant deux régions dont les échanges d'électricité sont régies par une relation (*i*) d'autarcie, (*ii*) de coopération, ou (*iii*) de monopole relatif.

La prochaine section présente une méthode de séparations et évaluations successives qui tient compte de la stucture particulière du problème; celle-ci fut développée afin de permettre une résolution efficace de ce type de problème et favoriser la résolution de problèmes de dimension importante.

### 5.4.2 Algorithme exact de séparations et évaluations successives

Remarquons qu'il est possible de relaxer le problème $(SKB_3)$ en éliminant les contraintes non-linéaires. Nous obtenons alors un programme linéaire décomposable en variables séparables: les variables $x$, $y$ et $s$ d'un côté et les variables $\mu$ et $\nu$ de l'autre. Voici les deux programmes linéaires résultants.

$$(COOP)\begin{cases} \min\limits_{x,y,s} & (c_1^T x + c_2^T y) \\ & A_1 x \geq b_1 \\ & B_1 x - Is \geq b_2 \\ & A_2 y \geq \beta_1 \\ & B_2 y + Is \geq \beta_2 \\ & x \geq 0, y \geq 0, s \geq 0 \end{cases} \tag{5.12}$$

$$(DS-0)\begin{cases} \max\limits_{\mu,\nu} & (\beta_1^T\mu+\beta_2^T\nu) \\ & A_2^T\mu+B_2^T\nu \leq c_2 \\ & \mu \geq 0, \nu \geq 0 \end{cases} \tag{5.13}$$

Le premier problème correspond au problème coopératif $(COOP)$ mentionné précédemment. La notation $(DS-0)$ utilisée pour symboliser le deuxième problème nous indique qu'il correspond au dual du suiveur lorsque nous supposons nulles toutes les variables d'échanges. Il s'agit donc, en fait, du dual du suiveur lorsqu'aucun échange de biens n'est permis.

L'optimisation initiale des problèmes $(COOP)$ et $(DS-0)$ fournit des solutions optimales $(x^*, y^*, s^*)$ et $(\mu^*, \nu^*)$ pour lesquelles nous pouvons évaluer la réalisabilité des contraintes de complémentarité qui furent négligées afin de permettre la relaxation. Voici un rappel de ces contraintes:

$$\begin{cases} \mu^T(A_2y-\beta_1)=0 \\ \nu^T(B_2y+Is-\beta_2)=0 \\ y^T(A_2^T\mu+B_2^T\nu-c_2)=0 \end{cases} \tag{5.14}$$

Supposons que la première contrainte de ce type ne soit pas satisfaite. Nous pouvons imposer la réalisabilité de celle-ci de deux façon: exiger *(i)* $\mu = 0$ ou *(ii)* $A_2y-\beta_1=0$. La contrainte $A_2y-\beta_1=0$ peut être ajoutée au problème $(COOP)$ alors que la contrainte $\mu=0$ peut être ajoutée au problème $(DS-0)$.

L'évaluation du noeud de gauche nécessite la ré-optimisation du problème $(COOP)$ avec la contrainte supplémentaire. Suite à cette ré-optimisation, il faut ré-évaluer la réalisabilité des contraintes de complémentarité et répéter le processus

jusqu'à ce que celles-ci soient satisfaites (notons que, pour le noeud de gauche, il n'est pas nécessaire de ré-optimiser le problème $(DS-0)$). Des étapes similaires doivent évidemment être appliquées au noeud de droite. Lorsque toutes les contraintes de complémentarité sont satisfaites, les solutions optimales $(x^*, y^*, s^*)$ et $(\mu^*, \nu^*)$ correspondant aux problèmes $(COOP)$ et $(DS-0)$ modifiés au cours du processus nous fournissent une solution réalisable du problème initial.

Diverses possibilités peuvent être proposées afin de déterminer les branchements à utiliser. Nous avons implanté une version de cet algorithme qui favorise un branchement sur la contrainte de complémentarité la plus distante de zéro (en valeur absolue).

Une démonstration du fonctionnement de cet algorithme exact de séparations et évaluations successives est présentée lors de l'étude du deuxième exemple effectuée à la dernière section de ce chapitre.

Par ailleurs, l'utilisation de bornes encadrant la solution optimale fournit une indication de la valeur de cette dernière, nous considérons maintenant la possibilité d'avoir accès à deux bornes additionnelles (une borne inférieure $inf$ et une borne supérieure $sup_s$, cette dernière étant fonction du niveau des échanges $s$). Ces deux bornes s'ajoutent à celles déjà mentionnées ($sup_0$ et $sup_C$). De plus, nous pouvons utiliser la solution proposée par l'algorithme itératif de monopole pour obtenir une borne supérieure supplémentaire $sup_{it}$.

### 5.4.3 Encadrement de la solution optimale

Nous avons vu qu'il est possible de relaxer le problème initial en deux sous-problèmes: $(COOP)$ et $(DS-0)$. Ces deux problèmes sont faciles à résoudre. Ils nous permettent d'obtenir rapidement une borne inférieure pour le problème initial. En effet, si $(x^*, y^*, s^*)$ et $(\mu^*, \nu^*)$ représentent respectivement les solutions optimales de $(COOP)$ et de $(DS-0)$, une borne inférieure du problème initial est égale à $(c_1^T x^* + c_2^T y^* - \beta_1^T \mu^* - \beta_2^T \nu^*)$. Nous notons $inf$ cette borne inférieure. Bien sûr, si l'union de ces solutions satisfait la contrainte $(DF)$ provenant de la dualité forte, alors la solution $(x^*, \nu^*)$ est optimale pour le problème $(SKB_1)$. Nous donnons un exemple d'un tel cas à la section 5.4.4 (voir le premier exemple de cette section).

**Proposition 5.2** *Les variables duales-optimales du problème $(COOP)$ correspondant aux contraintes du primal du suiveur représentent une solution réalisable du problème $(DS-0)$ et cette solution satisfait la contrainte $(DF)$, ce qui induit une borne supérieure $sup_C$.*

**Démonstration** Appelons $\lambda^* = (\lambda_1^*, \lambda_2^*, \lambda_3^*, \lambda_4^*)$ la solution duale-optimale du problème $(COOP)$. Nous remarquons aisément que $(\lambda_3^*, \lambda_4^*)$ est une solution réalisable du problème $(DS-0)$ (par dualité du problème $(COOP)$). Vérifions maintenant que l'égalité $(DF)$ est vérifiée par la solution $(x^*, y^*, s^*, \lambda_3^*, \lambda_4^*)$, c.-à-d.

$$\nu^T s = (\beta_1^T \mu + \beta_2^T \nu - c_2^T y) \tag{5.15}$$

Si tel est le cas, la solution $(x^*, \lambda_4^*)$ est bel et bien réalisable pour le problème $(SKB_1)$, nous procurant ainsi une nouvelle borne supérieure que nous appelons $sup_s$ puisqu'elle est induite par un certain niveau d'échange $s$ inconnu *a priori*. Dans le but de prouver la validité de la relation $(DF)$, nous donnons ci-dessous les contraintes de complémentarité $(COMP)$ du problème $(COOP)$.

$$(COMP)\begin{cases} \lambda_1^T(A_1x - b_1) = 0 \\ \lambda_2^T(B_1x - Is - b_2) = 0 \\ \lambda_3^T(A_2y - \beta_1) = 0 \\ \lambda_4^T(B_2y + Is - \beta_2) = 0 \\ x^T(A_1^T\lambda_1 + B_1^T\lambda_2 - c_1) = 0 \\ y^T(A_2^T\lambda_3 + B_2^T\lambda_4 - c_2) = 0 \\ s^T(I\lambda_2 - I\lambda_4) = 0 \end{cases} \tag{5.16}$$

La 4ième contrainte de $(COMP)$ nous indique que $\lambda_4^T s = (\lambda_4^T\beta_2 - \lambda_4^T B_2 y)$. Nous désirons donc montrer l'égalité suivante.

$$\lambda_4^T\beta_2 - \lambda_4^T B_2 y = \beta_1^T\lambda_3 + \beta_2^T\lambda_4 - c_2^T y \tag{5.17}$$

Les termes $\beta_2^T\lambda_4$ s'annulent.

$$-\lambda_4^T B_2 y = \beta_1^T\lambda_3 - c_2^T y \tag{5.18}$$

La 6ième contrainte de $(COMP)$ implique ce qui suit.

$$-y^T c_2 + y^T A_2^T \lambda_3 = \beta_1^T \lambda_3 - c_2^T y \tag{5.19}$$

Les termes $c_2^T y$ s'annulent.

$$y^T A_2^T \lambda_3 = \beta_1^T \lambda_3 \tag{5.20}$$

Que l'on peut ré-écrire de la façon suivante.

$$\lambda_3^T (A_2^T y - \beta_1) = 0 \tag{5.21}$$

Et cette dernière correspond à la 3ième contrainte de $(COMP)$. La suite d'égalités est valide; ce qui complète la preuve. Nous pouvons donc conclure que la solution $(x^*, \lambda_4^*)$ est réalisable pour le problème initial $(SKB_1)$. Et, si par chance la solution $(\lambda_3^*, \lambda_4^*)$ est aussi primale-optimale du problème $(DS - 0)$, la solution $(x^*, \lambda_4^*)$ est optimale pour le problème $(SKB_1)$.

■

Si cette solution réalisable est optimale pour le problème $(DS-0)$, le problème initial est facilement résolu.

Il est possible d'argumenter que nous n'avons reproduit que la borne $sup_C$. Toutefois, notre approche fournit bien plus que cela.

**Proposition 5.3** *Les variables duales-optimales du problème* $(COOP)$*-modifié en imposant un niveau d'échange* $S$ *correspondant aux contraintes du primal du suiveur représentent une solution réalisable du problème* $(DS-0)$*-modifié et cette solution satisfait la contrainte* $(DF)$*, ce qui induit une borne supérieure* $sup_s$.

**Démonstration**

Si $s$ est fixé *a priori* à la valeur $S$, nous obtenons alors des problèmes $(COOP)$ et $(DS-0)$ modifiés et des contraintes de complémentarité $(COMP)$ modifiées correspondantes.

$$(COOP\ modifié)\begin{cases}\min\limits_{x,y} & (c_1^T x + c_2^T y) \\ & A_1 x \geq b_1 \\ & B_1 x \geq b_2 + S \\ & A_2 y \geq \beta_1 \\ & B_2 y \geq \beta_2 - S \\ & x \geq 0, y \geq 0, s \geq 0\end{cases} \tag{5.22}$$

$$(DS-0\ modifié)\begin{cases}\max\limits_{\mu,\nu} & (\beta_1^T \mu + (\beta_2 - S)^T \nu) \\ & A_2^T \mu + B_2^T \nu \leq c_2 \\ & \mu \geq 0, \nu \geq 0\end{cases} \tag{5.23}$$

$$(COMP\ modifiées)\begin{cases}\lambda_1^T(A_1x-b_1)=0\\ \lambda_2^T(B_1x-S-b_2)=0\\ \lambda_3^T(A_2y-\beta_1)=0\\ \lambda_4^T(B_2y+S-\beta_2)=0\\ x^T(A_1^T\lambda_1+B_1^T\lambda_2-c_1)=0\\ y^T(A_2^T\lambda_3+B_2^T\lambda_4-c_2)=0\end{cases} \tag{5.24}$$

Et, en utilisant ces dernières égalités tel que nous l'avons fait lors de la preuve précédente, nous pouvons montrer que l'égalité suivante est vérifiée.

$$\lambda_4^T S=(\beta_1^T\lambda_3+\beta_2^T\lambda_4-c_2^T y) \tag{5.25}$$

■

Ainsi, une borne supérieure $sup_s$ de la solution optimale du problème $(SKB_1)$ est disponible pour toute valeur de $s$, nous donnant l'avantage d'avoir accès à une borne supérieure variable. Évidemment, les prix de vente ne correspondent plus au coût marginal de production mais plutôt au coût d'opportunité du suiveur d'une unité supplémentaire du bien échangé. Nous possédons donc une borne inférieure $inf$, quatre bornes supérieures $sup_0$, $sup_C$, $sup_{it}$ et $sup_s$, ainsi qu'un critère de terminaison (dualité forte $(DF)$).

Avant d'effectuer la description de l'algorithme de séparations et évaluations successives que nous avons créé, nous désirons présenter deux exemples qui illustrent l'approche proposée ci-haut et qui donnent, du même coup, une idée intuitive du type de problème que nous étudions.

### 5.4.4 Exemples

Voici deux exemples qui illustrent les notions théoriques présentées ci-dessus.

Le premier exemple a ceci de particulier que la résolution indépendante des problèmes $(COOP)$ et $(DS-0)$ fournit directement la solution optimale du problème $(SKB_1)$. Voici tout d'abord la modélisation $(SKB_1)$ d'un problème d'échange d'une seule commodité.

$$(SKB_1)\begin{cases}\min\limits_{x_1,x_2,p}\ (2x_1+4x_2-ps)\\ \quad 4x_1+x_2\geq 1\\ \quad 5x_1+3x_2-s\geq 1\\ \quad x_1\geq 0, x_2\geq 0, p\geq 0\\ (PS)\begin{cases}\min\limits_{y_1,y_2,s}\ (y_1+2y_2+ps)\\ \quad 2y_1+3y_2\geq 1\\ \quad y_1+y_2+s\geq 5\\ \quad y_1\geq 0, y_2\geq 0, s\geq 0\end{cases}\end{cases} \tag{5.26}$$

La première borne supérieure $sup_0$ correspond, rappelons-le, à l'optimisation du meneur lorsque le niveau de l'échange est nul. Dans le présent exemple, $sup_0 = 0,5$. Nous obtenons, à partir du modèle $(SKB_1)$, les modèles décomposés $(COOP)$ et $(DS-0)$.

$$(COOP)\begin{cases}\min\limits_{x_1,x_2,y_1,y_2,s} & (2x_1+4x_2+y_1+2y_2)\\ & 4x_1+x_2\geq 1\\ & 5x_1+3x_2-s\geq 1\\ & 2y_1+3y_2\geq 1\\ & y_1+y_2+s\geq 5\\ & x_1\geq 0, x_2\geq 0, y_1\geq 0, y_2\geq 0, s\geq 0\end{cases} \tag{5.27}$$

$$(DS-0)\begin{cases}\max\limits_{\mu,\nu} & (\mu+5\nu)\\ & 2\mu+\nu\leq 1\\ & 3\mu+\nu\leq 2\\ & \mu\geq 0, \nu\geq 0\end{cases} \tag{5.28}$$

Les solutions optimales sont, respectivement, $(x_1^*, x_2^*, y_1^*, y_2^*, s^*) = (1,1;0,0;0,5;0,0;4,5)$ et $(\mu^*, \nu^*) = (0,0;1,0)$. Les valeurs optimales sont, respectivement, 2,7 et 5,0.

La solution duale-optimale du problème $(COOP)$ est $(\lambda_1^*, \lambda_2^*, \lambda_3^*, \lambda_4^*) = (0,0;0,4;0,3;0,4)$. Remarquons tout d'abord que $(\lambda_3^*, \lambda_4^*) = (0,3;0,4)$ est une solution réalisable du problème $(DS-0)$. En effet, les deux contraintes de ce problème sont satisfaites.

$$2*0,3+0,4=1,0\leq 1,0 \tag{5.29}$$

$$3*0,3+0,4=1,3\leq 2,0 \tag{5.30}$$

De plus, la contrainte de dualité forte $(DF)$ est satisfaite par la solution $(x_1^*, x_2^*, y_1^*, y_2^*, s^*, \lambda_3^*, \lambda_4^*)$, qui est donc réalisable pour le problème $(SKB_2)$. Il est à noter que le

prix de vente du bien est ici proposé égal à $\lambda_4^*$. Dans ce cas, la contrainte $(DF)$ se vérifie comme suit: $ps = \lambda_4 s = 0,4 * 4,5 = 1,8$; de plus: $(\lambda_3 + 5\lambda_4 - y_1 - 2y_2) = 0,3 + 5 * 0,4 - 0,5 - 2 * 0,0) = 1,8$. L'égalité est donc valide. Toutefois, $(\lambda_3^*, \lambda_4^*)$ n'est pas une solution optimale du problème $(DS - 0)$ puisque la valeur de l'objectif est $(0,3 + 5 * 0,4) = 2,3 \leq 5,0$. Nous obtenons donc une borne supérieure $sup_C$ de la solution optimale du problème initial notée $Z^*$: $Z^* \leq (2,7 - 2,3) = 0,4$. Dans cet exemple, la borne supérieure $sup_C$ est donc préférable à celle trouvée précédemment puisque $sup_C \leq sup_0$.

Nous obtenons aussi la borne inférieure $inf$ qui correspond à l'optimisation, de façon indépendante, des problèmes $(COOP)$ et $(DS - 0)$, i.e. $inf = (2,7 - 5,0) = -2,3$. Rappelons que la solution $(x_1^*, x_2^*, \nu^*)$ n'est généralement pas réalisable pour le problème $(SKB_1)$. Toutefois, pour le présent exemple, nous montrons ci-dessous que cette solution est réalisable pour le problème $(SKB_1)$, et par conséquent optimale.

La borne inférieure de la solution optimale du problème initial est donnée par la solution suivante, possiblement non-réalisable pour le problème $(SKB_2)$: $(x_1^*, x_2^*, y_1^*, y_2^*, s^*, \mu^*, \nu^*) = (1,1; 0,0; 0,5; 0,0; 4,5; 0,0; 1,0)$. Cette solution est formée des solutions des problèmes indépendants $(COOP)$ et $(DS - 0)$. Puisqu'elle est réalisable pour les problèmes indépendants, il ne reste à vérifier que la contrainte de dualité forte $(DF)$. Nous avons: $ps = 1,0 * 4,5 = 4,5$. Et, aussi: $(\mu + 5\nu - y_1 - 2y_2) = 0,0 + 5 * 1,0 - 0,5 - 2 * 0,0 = 4,5$. La contrainte est donc vérifiée et la solution $(x_1^*, x_2^*, \nu^*)$ optimale pour le problème $(SKB_1)$.

Il faut noter que la solution optimale fut trouvée très rapidement puisque nous n'avons eu qu'à résoudre deux programmes linéaires. Ceci constitue un cas particulier

qui devrait toujours être vérifié; il est possible que cette situation survienne (tout comme il est possible qu'une solution relaxée d'un programme linéaire en nombres entiers soit entière). Il est aussi intéressant de constater que, bien que la quantité échangée soit identique pour la solution coopérative et celle du type Stackelberg, le pouvoir accordé au meneur induit un coût du système énergétique qui varie d'une solution à l'autre, faisant passer la valeur optimale du meneur (incluant les ventes) de 0,4 à -2,3 (une valeur optimale négative signifie un profit). Nous pouvons compléter cet exemple en mentionnant que le coût global des deux joueurs (les ventes annulent les achats), bien qu'identique dans le cas d'une relation coopérative et d'une relation du type Stackelberg avec un coût de 2,7, est différent de celui des deux joueurs optimisés sans possibilités d'échanges, qui est de (0,5+5,0) = 5,5.

Nous pouvons profiter de cet exemple pour démontrer graphiquement la non-convexité de la région réalisable de ce problème. En fixant le prix $p$ à une valeur donnée, il est facile de déterminer la réponse optimale $s$ correspondant à ce prix (il suffit de résoudre le problème du suiveur lorsque $p$ est fixé). Nous obtenons la région réalisable suivante:

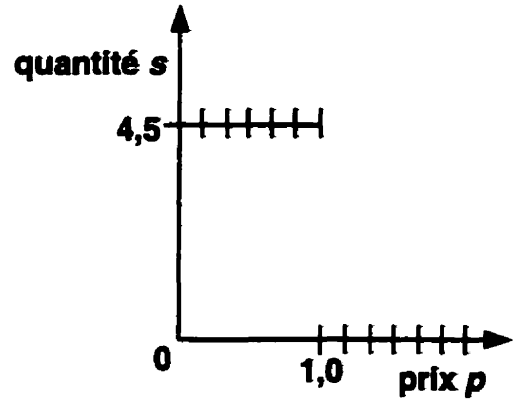



Figure 5.2 – *Région réalisable non-convexe*

Le problème du meneur peut alors être résolu en le séparant en deux parties: $p > 1,0$ ou $p \leq 1,0$. Dans le premier cas, la réponse $s = 0$ du suiveur induit la valeur optimale 0,5, alors que dans le deuxième cas la réponse $s = 4,5$ du suiveur induit la valeur optimale -2,3, ce qui correspond évidemment à la valeur proposée précédemment.

Le deuxième exemple, quoique très similaire au précédent, n'est pas aussi facile à résoudre et le niveau des échanges varie selon chaque type de relation entre les deux joueurs.

$$(SKB_1)\begin{cases} \min\limits_{x_1,x_2,p} (2x_1 + 4x_2 - ps) \\ \quad 4x_1 + x_2 \geq 4 \\ \quad 5x_1 + 3x_2 - s \geq 3 \\ \quad x_1 \geq 0, x_2 \geq 0, p \geq 0 \\ \quad (PS)\begin{cases} \min\limits_{y_1,y_2,s} (y_1 + 2y_2 + ps) \\ \qquad 2y_1 + 3y_2 \geq 3 \\ \qquad y_1 + 4y_2 + s \geq 5 \\ \qquad y_1 \geq 0, y_2 \geq 0, s \geq 0 \end{cases} \end{cases} \tag{5.31}$$

Nous obtenons facilement $sup_0 = 2,0$. Les solutions optimales des problèmes $(COOP)$ et $(DS-0)$ sont, respectivement, $(x_1^*, x_2^*, y_1^*, y_2^*, s^*) = (1,0; 0,0; 0,6; 0,6; 2,0)$ et $(\mu^*, \nu^*) = (0,0; 0,5)$. Les valeurs optimales sont, respectivement, 3,8 et 2,5. La solution duale-optimale du problème $(COOP)$ est $(\lambda_1^*, \lambda_2^*, \lambda_3^*, \lambda_4^*) = (0,25; 0,20; 0,40; 0,20)$.

Nous obtenons donc la borne supérieure $sup_C = (3,8 - 3 * 0,4 - 5 * 0,2) = 1,6$; la borne $sup_C$ est une fois de plus préférable à $sup_0$. La borne inférieure est égale à

$inf = (3,8 - 2,5) = 1,3$. L'écart est donc assez restreint pour la valeur optimale du problème $(SKB_1)$ puisque $(1,3 \leq Z^* \leq 1,6)$.

C'est en utilisant la version $(SKB_4)$ du problème que l'on obtient la solution optimale du problème initial $(SKB_1)$: $(x_1^*, x_2^*, p^*) = (1,0; 0,0; 0,5)$. Nous obtenons une valeur optimale de 1,5 à laquelle correspond une variable d'échange $s = 1,0$. Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus concernant cet exemple (voir Tableau 5.1).

Tableau 5.1 – *Résultats de l'exemple 2*

| type de relation entre les joueurs | coût du meneur (incluant les ventes) | coût global des deux joueurs | quantité échangée |
|---|---|---|---|
| autarcie | 2,0 | 4,5 | 0,0 |
| coopération | 1,6 | 3,8 | 2,0 |
| Stackelberg | 1,5 | 4,0 | 1,0 |

Nous profitons de cet exemple pour démontrer le fonctionnement de l'algorithme exact de séparations et évaluations successives présenté à la section 5.4.2. Les solutions optimales des problèmes $(COOP)$ (1,0;0,0;0,6;0,6;2,0) avec variables d'écart toutes nulles et valeur optimale égale à 3,8, et $(DS - 0)$ (0,0;0,5) avec variables d'écart (0,5;0,0) et valeur optimale égale à 2,5, induisent une irréalisabilité au niveau de la contrainte de complémentarité suivante: $y_1(2\mu + \nu - 1) = 0$. En effet, nous avons $y_1^*(2\mu^* + \nu^* - 1) = 0,6 * (2 * 0,0 + 0,5 - 1,0) = 0,3 \neq 0$. Nous ajoutons donc la contrainte $y_1 = 0$ au problème $(COOP)$ dans la branche de gauche (création du noeud 1) et la contrainte $2\mu + \nu = 1$ au problème $(DS - 0)$ dans la branche de droite (création du noeud 2).

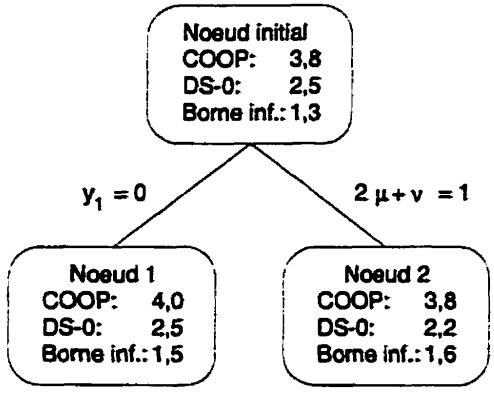



Figure 5.3 – *Début de l'algorithme de séparations et évaluations successives*

La valeur optimale 4,0 est obtenue par une solution optimale du problème $(COOP)$-modifié du noeud 1: (1,0;0,0;0,0;1,0;2,0) avec écarts (0,0;0,0;0,0;-1,0). Ceci induit l'irréalisabilité de la contrainte de complémentarité $\nu^*(y_1^* + 4y_2^* + s^* - 5, 0) = 0,5 * (0,0 + 4 * 1,0 + 2,0 - 5,0) = 0,5 \neq 0$. L'ajout de la contrainte $y_1 + 4y_2 = 5$ au problème $(COOP)$-modifié (création du noeud 3) et l'ajout de la contrainte $\nu = 0$ au problème $(DS-0)$ (création du noeud 4) constitue la prochaine étape de l'algorithme.

La valeur optimale 4,0 est obtenue par une autre solution optimale du problème $(COOP)$-modifié du noeud 3: (1,0;0,0;0,0;1,0;1,0) avec écarts (0,0;-1,0;0,0;0,0). Ceci induit la réalisabilité de toutes les contraintes de complémentarité. Nous obtenons ainsi une solution réalisable du problème initial qui procure une valeur de l'objectif de 1,5 pour le meneur lorsque le niveau des échanges est fixé à $s = 1,0$ avec prix de $\nu = 0,5$. La valeur 1,5 constitue donc une borne inférieure du problème initial, soit l'optimisation de l'objectif du meneur.

L'optimisation du problème $(DS - 0)$-modifié obtenu au noeud 4 fournit une valeur optimale de 1,5 et une solution optimale (0,5;0,0) avec écarts (0,0;0,5). Ceci induit l'irréalisabilité de la contrainte de complémentarité $y2^*(3\mu^* + 4\nu^* - 2, 0) =$

$1,0 * (3 * 0,5 + 4 * 0,0 - 2,0) = -0,5 \neq 0$. Il n'est toutefois pas utile de continuer puisque les valeurs des objectifs des problèmes courants, soit 4,0 et 1,5, induit que la meilleure solution que l'on puisse espérer de ce noeud est $4,0 - 1,5 = 2,5 > 1,5$, qui constitue la borne inférieure (en fait, chacune des nouvelles branches qui seraient créées s'avèrent irréalisables).

Finalement, l'optimisation du problème $(DS - 0)$-modifié du noeud 2 fournit la solution optimale (0,4;0,2), avec écarts tous nuls et valeur de l'objectif égale à 2,2. Les contraintes de complémentarité sont satisfaites et l'on obtient une valeur de $3,8 - 2,2 = 1,6 > 1,5$. La solution du noeud 3 est donc la solution optimale recherchée, et la valeur optimale du meneur utilisant une tarification de monopole est de 1,5.

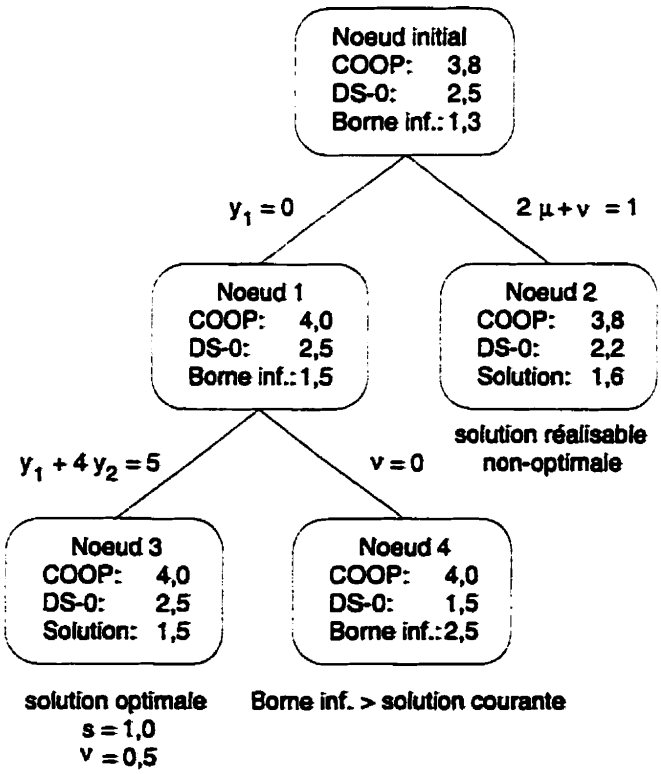



Figure 5.4 – *Fin de l'algorithme de séparations et évaluations successives*

# CHAPITRE 6

# Résultats

Nous discutons maintenant de la performance des algorithmes originaux proposés au cours des chapitres précédents. Nous débutons en effectuant une étude spécifique, réelle et détaillée, du système énergétique du Québec. Les méthodes itératives ont fourni, pour les trois types d'équilibre, des résultats très intéressants. Avant de poursuivre avec l'analyse des résultats, trois commentaires doivent être ajoutés (ceux-ci nous ont permi d'obtenir des résultats très concluants):

1. La résolution de chacun des problèmes est facilitée par le fait que le modèle du producteur est passablement stable. En effet, les augmentations de capacité de production hydro-électrique exigeant des investissements majeurs induisent des marches de largeur appréciable en ce qui concerne la fonction-escalier représentant une approximation de la fonction d'offre inverse. Nous profitons donc de la nature intrinsèque du problème réel à l'étude.

2. Nous avons mentionné, à la section 5.3, l'importance d'imposer des niveaux d'échanges minimaux pour assurer la réalisabilité du problème de second niveau (consommateurs). Nous avons fixé ces quantités, arbitrairement, de la façon suivante. Les quantités minimales d'électricité $s_{réal}$ permettant la réalisabilité du problème des consommateurs peuvent être obtenues en résolvant une fois

le problème des consommateurs (en autarcie) en affectant des prix très élevés à des importations fictives d'électricité (ceci peut être effectué à une étape 0 de l'algorithme). Nous pouvons aussi connaître les échanges optimaux $s_{coop}$ suggérés par la solution de l'équilibre coopératif. Nous exigeons ensuite des niveaux d'échanges minimaux égaux à $(2/3{*}s_{réal} + 1/3{*}s_{coop})$. Nous répétons qu'il s'agit d'un choix arbitraire, ayant pour seul objectif d'éviter des prix démesurés des biens échangés. D'autres approches peuvent bien sûrs être utilisées.

3. Nous avons déjà mentionné que l'utilisation de "boxsteps" (Marsten et al., 1975) facilite la convergence et permet d'éviter des mouvements cycliques fréquemment observés dans ce type d'algorithme.

Nous poursuivons ensuite avec une analyse concernant les échanges d'électricité entre la province de Québec et l'État de New York. L'algorithme exact nous permet ici de trouver une solution exacte d'un problème bi-niveau bi-linéaire non-trivial.

## 6.1 Étude de tarification au Québec

### 6.1.1 Analyse des résultats

Tel que mentionné au chapitre 2, nous utilisons des modèles réalistes pour représenter le système énergétique de la province de Québec. La taille des modèles obtenus est donnée au Tableau 6.1.

Tableau 6.1 – *Taille des modèles*

| | variables | contraintes |
|---|---|---|
| producteur | 2165 | 2258 |
| consommateurs | 11800 | 7362 |

Le nombre d'itérations nécessaire aux algorithmes pour converger vers une solution d'équilibre. Ce nombre est petit dans les trois types d'équilibre que nous étudions. Les problèmes d'équilibre coopératif et réglementé sont résolus en un temps comparable à la résolution du problème global par CPLEX. Pour ces deux problèmes, nous avons obtenu une marge d'erreur de 0,02% de la valeur de l'objectif en seulement trois itérations (à partir du point initial $s(0) = 0$; un bien pauvre choix...). Seules quelques modifications mineures surviennent au cours des itérations suivantes. L'équilibre de monopole tempéré, sans surprise, est plus difficile à résoudre. Nous nous attendons à cela puisque l'analyse de la sensibilité est effectuée sur le problème des consommateurs qui est de dimension plus importante. De plus, le programme linéaire en nombres entiers pour le producteur n'est pas aussi facile à résoudre qu'un programme linéaire (obtenu dans le cas des équilibres coopératif et réglementé). L'algorithme fournit tout de même un équilibre en un temps raisonnable, et permet une analyse technologie/énergie qui n'aurait été possible sans celui-ci.

Le Tableau 6.2 présente les résultats généraux concernant la valeur de la fonction-objectif de chacun des joueurs selon la stratégie de tarification utilisée. Dans le cas du problème de l'équilibre réglementé, un coût fixe de 2 cents par KWh ainsi qu'une taxe de 13.955% (égale à la taxe de la valeur ajoutée du Québec) sont utilisés. Les données représentent le coût total actualisé du producteur et des consommateurs sur

un horizon de 45 années, excluant les montants payés par les consommateurs pour les biens puisque ces montants s'annulent du point de vue du bien-être social. Tous les coûts sont exprimés en millions de dollars canadiens constants basés sur 1990.

Tableau 6.2 – *Valeurs optimales des fonctions-objectif*

| millions$cdn90 | producteur | consommateurs | total | itérations |
|---|---|---|---|---|
| coopération | 72900.0 | 503090.2 | 575990.2 | 7 |
| réglementation | 69783.7 | 507515.3 | 577299.0 | 9 |
| monopole tempéré | 71191.2 | 505935.5 | 577126.7 | 9 |

Les résultats du Tableau 6.2 établissent clairement que les équilibres réglementé et de monopole tempéré sont moins souhaitables socialement que l'équilibre coopératif, puisque ceux-ci engendrent des coûts additionnels d'environ 1,3 milliards et 1,1 milliards de dollars respectivement comparativement à l'optimum du problème global. Les montants transférés (voir Tableau 6.3) sont remarquablement plus élevés dans le cas des deux équilibres "alternatifs" que dans le cas de l'équilibre coopératif (plus du double pour la solution de l'équilibre de monopole tempéré).

Tableau 6.3 – *Montants payés par les consommateurs (transferts)*

| millions$cdn90 | transferts |
|---|---|
| coopération | 73902.0 |
| réglementation | 119394.9 |
| monopole tempéré | 159279.2 |

Il est intéressant d'analyser les montants transférés relativement aux quantités d'électricité échangées dans chaque cas, tel que suggéré à la Figure 6.1. La quantité d'électricité échangée à chaque période est plus élevée dans le cas de l'équilibre coopératif. De plus, à la plupart des périodes, les quantités échangées sous la tarification de monopole tempéré sont plus élevées que dans le cas réglementé, exception faite des périodes 1, 4 et 5. Ce résultat s'explique par la sévérité de la réglementation choisie, qui produit un effet dissuasif encore plus marqué qu'une tarification de monopole tempéré en ce qui concerne la consommation de l'électricité.

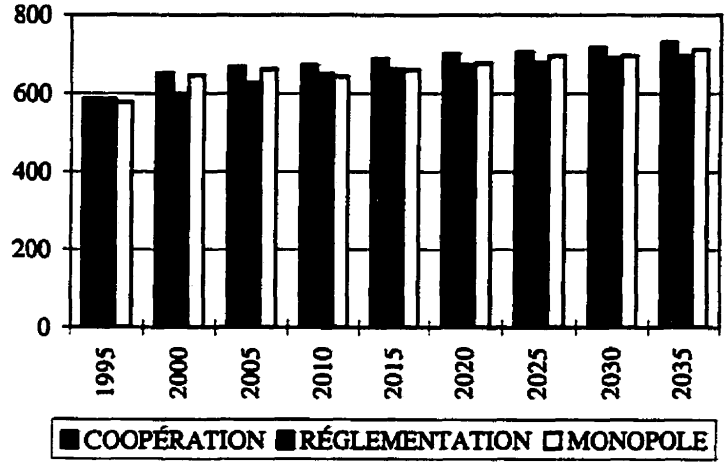



Figure 6.1 – *Échanges d'électricité (pj/an)*

Ces résultats suggèrent aussi qu'une tarification de monopole tempéré des biens est particulièrement bien orchestée puisqu'elle réussit à procurer un excellent niveau de revenus pour le producteur tout en maintenant un niveau total relativement élevé d'achat d'électricité. Nous pouvons constater, à la Figure 6.2, les prix de l'électricité établis à chaque période pour chacun des équilibres à l'étude (les prix sont epsilon-égaux pour toutes les saisons dans chaque cas), et nous pouvons observer la tarification irrégulière d'une stratégie de monopole tempéré, adoptant parfois des prix élevés (à la période 1, lorsque les consommateurs ont peu de choix), parfois de faibles prix

par mesure incitative pour permettre aux consommateurs d'investir dans des technologies électriques (période 2 et 3), pour ensuite augmenter à nouveau le niveau des prix lorsque certains de ces investissements-clés sont effectués par les consommateurs, etc.

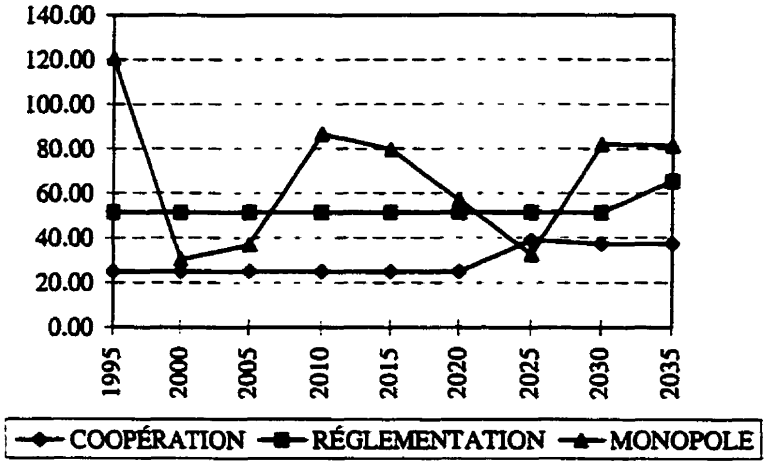



Figure 6.2 – *Prix de l'électricité (Mils/KWh; $cdn90)*

Dans les trois cas, aucun investissement majeur n'est effectué, en ce qui concerne la capacité de production hydro-électrique, avant 2025. Dans le problème coopératif, la solution d'équilibre propose des investissements mineurs dans les petites usines de puissance hydro-électrique. Les investissements suggérés par les solutions d'équilibre réglementé et de monopole tempéré sont principalement concentrés dans les turbines à gaz, qui sont utilisées pour gérer la demande de pointe d'électricité en hiver. Celles-ci sont rarement mises en service et sont surtout utiliées à titre de puissance de soutien du système afin de maintenir une puissance de pointe respectant une certaine norme de réserve de puissance.

La nature raisonnable de la comparaison des résultats présentés ci-dessus nous permet de soutenir qu'un équilibre de monopole tempéré peut s'avérer utile pour

analyser une situation-limite d'un système oligopolistique plus complexe qui peut prévaloir en cas de déréglementation de la production d'énergie dans un système énergétique donné. En ce sens, une situation de monopole tempéré peut s'avérer préférable, d'un point de vue social, à une situation réglementée faisant appel à une taxe et à un coût fixe élevés. Finalement, la cohérence et la stabilité de nos résultats confèrent une crédibilité accrue à la qualité des solutions obtenues pour chaque type d'équilibre par les algorithmes itératifs, et ce malgré l'absence d'une preuve rigoureuse de convergence.

Nous analysons maintenant des résultats détaillés supplémentaires qui indiquent quelques choix technologie/énergie effectués par chacune des solutions d'équilibre. La discussion portera simplement sur un faible nombre de segments de demande.

### 6.1.2 Résultats technologie/énergie

#### Chauffage des espaces pour les maisons construites avant 1992

Nous constatons, à la Figure 6.3, les parts de marché des diverses technologies disponibles de ce segment de demande pour les trois types d'équilibre. La solution coopérative propose une croissance importante des parts de l'électricité en l'an 2000, suivie par une décroissance régulière pour atteindre, en 2025, le niveau de 1995. Les systèmes de chauffage existants à l'huile et au gaz naturel, après une brève disparition en 2000, sont réutilisés jusqu'à la fin de leur vie utile. Ils sont tous deux remplacés par des systèmes de chauffage améliorés fonctionnant au gaz naturel. L'isolation de ces maisons constitue aussi un facteur important de 2010 jusqu'à la fin

de l'horizon (l'année 2037, centrée sur la neuvième période correspondant à l'intervalle [2033;2037]). Ces observations peuvent s'expliquer en considérant que le modèle anticipe une augmentation des valeurs marginales de l'électricité alors que les prix des autres formes énergétiques sont constants après 2010. Le Tableau 6.4 présente ces prix des autres formes énergétiques à la frontière du Québec. Certains coûts de livraison sont ajoutés à ces coûts afin de modéliser la destination exacte de celles-ci.

Tableau 6.4 – *Prix des autres formes énergétiques*

| $cdn90 par pj | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| pétrole moyen | 2.50 | 2.98 | 3.27 | 3.60 | 3.60 | 3.60 | 3.60 | 3.60 | 3.60 |
| pétrole léger | 2.91 | 3.77 | 4.19 | 4.61 | 4.61 | 4.61 | 4.61 | 4.61 | 4.61 |
| gaz naturel | 2.16 | 3.09 | 3.29 | 3.56 | 3.56 | 3.56 | 3.56 | 3.56 | 3.56 |
| charbon | 1.83 | 2.07 | 2.22 | 2.41 | 2.41 | 2.41 | 2.41 | 2.41 | 2.41 |

Pour l'équilibre réglementé, la part de l'électricité demeure constante jusqu'en 2020. De 2025 à la fin de l'horizon, la valeur marginale élevée de l'électricité induit une décroissance de la consommation de l'électricité, et la technologie de chauffage utilisant du bois et de l'électricité devient alors attrayante. De 1995 à 2010, les systèmes de chauffage existants à l'huile et au gaz naturel sont utilisés jusqu'à la fin de leur durée de vie utile et sont ensuite remplacés par des systèmes de chauffage améliorés fonctionnant au gaz naturel. L'isolation de ces maisons demeurent très compétitive aussi tôt qu'en l'an 2000.

La solution proposée du problème d'équilibre de monopole tempéré, imitant celle obtenue dans le cas coopératif, accroît drastiquement la part de l'électricité en l'an 2000. Après cela, la diminution de l'électricité est plus marquée que celle suggérée dans le cas coopératif.

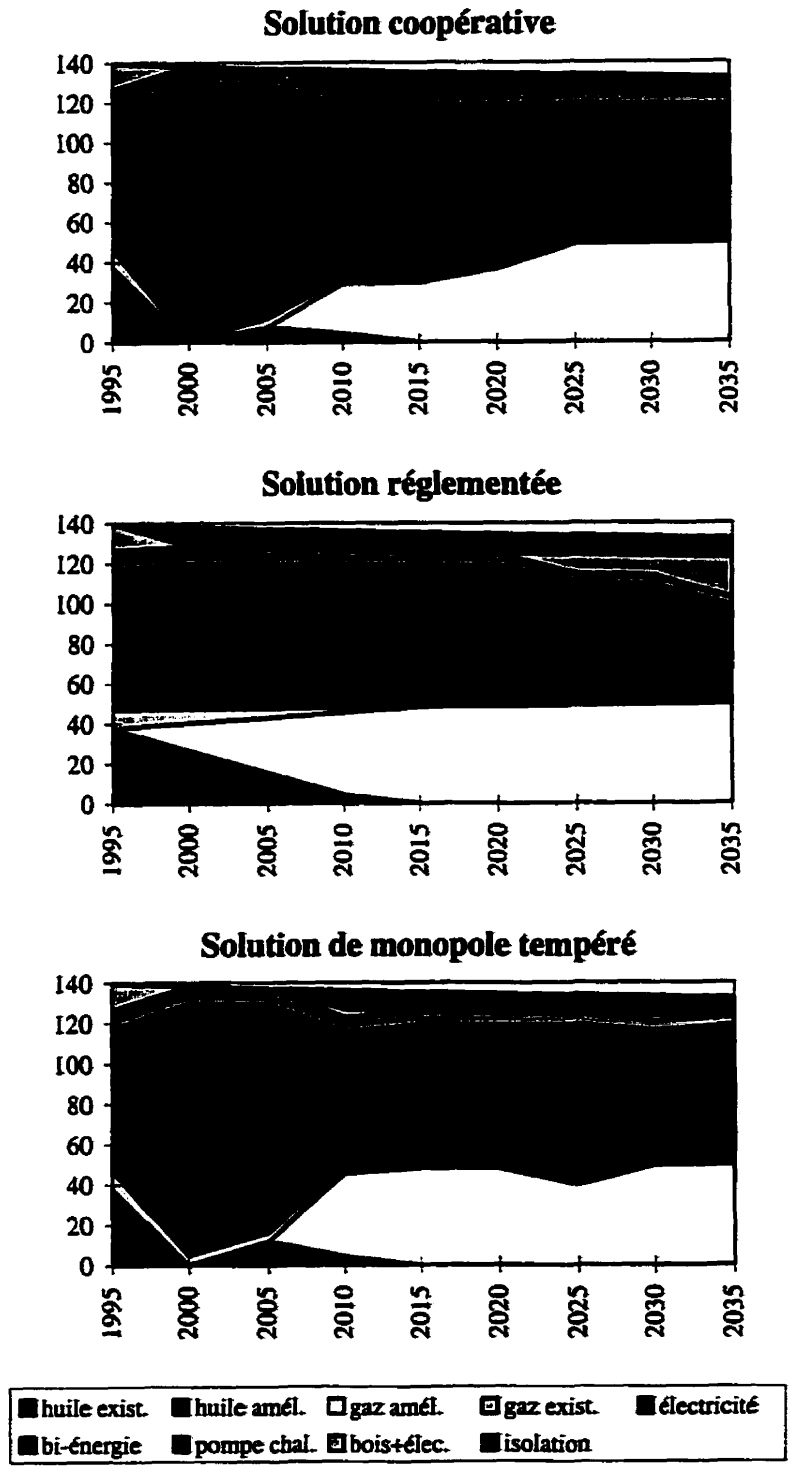



Figure 6.3 – *Chauffage des maisons existantes (10 000 unités)*

### Chauffage des espaces pour les maisons construites après 1991

Il existe une compétition féroce entre les systèmes électriques et ceux fonctionnant au gaz naturel (voir Figure 6.4). La solution de l'équilibre coopératif suggère que la part de l'électricité est pratiquement de 100% jusqu'en 2005. De 2010 à 2035, le gaz naturel accroît graduellement à plus de 38% sa part de marché. Dans le cas réglementé, le gaz naturel devient rapidement la principale forme d'énergie utilisée. En effet, celle-ci réussit à capter plus de 58% du marché en l'an 2000 et sa part atteint 80% en 2035. Au fil des années, le nombre de plinthes électriques installées est pratiquement constant. Ici encore, l'équilibre de monopole tempéré propose une solution intermédiaire: le gaz naturel obtient une part importante en 2005 et, en 2010, sa part du marché s'établit à plus de 43%. L'électricité demeure, à la fin de l'horizon, une forme énergétique importante avec 43% du marché.

### Chauffage des espaces pour les immeubles à logements

La compétition technologique s'effectue, comme dans le cas des maisons, entre l'électricité et le gaz naturel. Les trois solutions d'équilibre sont pratiquement identiques dans le cas des immeubles à logements existants. La seule différence notable survient en l'an 2000, alors que l'électricité accroît momentanément sa part du marché dans le cas coopératif tandis que l'opposé survient dans le cas réglementé. La solution de monopole tempéré est encore une fois à la croisée des chemins. En ce qui concerne les nouveaux immeubles à logements, exception faite d'une légère augmentation de la consommation d'électricité dans le cas coopératif, les trois solutions d'équilibre utilisent intensivement le gaz naturel.

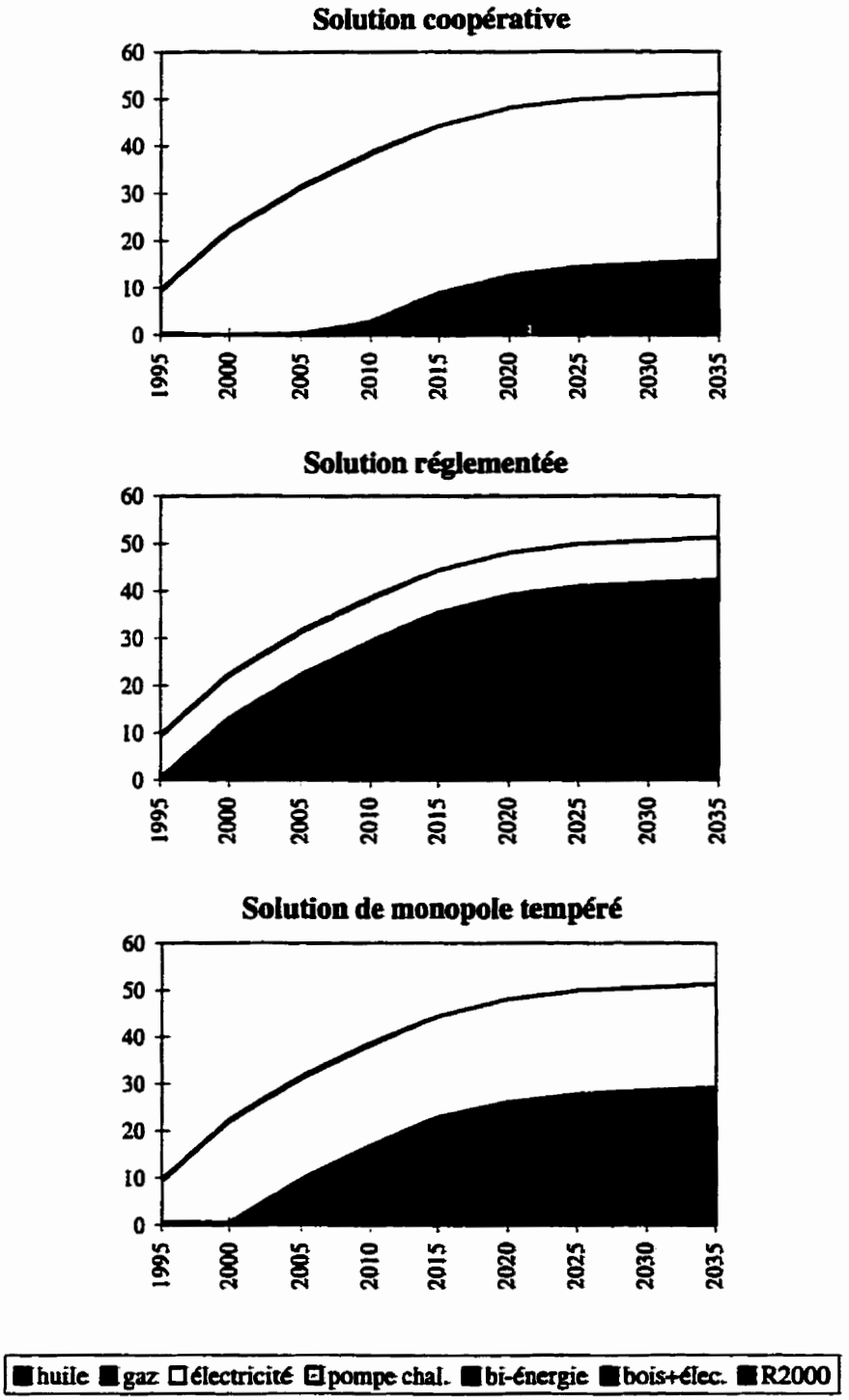



Figure 6.4 – *Chauffage des nouvelles maisons (10 000 unités)*

**Consommation énergétique finale du secteur résidentiel**

La description technologique précédente des solutions d'équilibre établit que la consommation totale d'huile, de gaz naturel et d'électricité dans le secteur résidentiel varie considérablement d'une solution à l'autre. La Figure 6.5 montre ces différences.

Nous tenons aussi à signaler que les chauffe-eau solaires sont attrayants d'un point de vue économique pour la solution de monopole tempéré. Presque 5% du marché est capté par cette technologie en 2010. Notons que le marché réel peut réagir différemment face à l'électricité, puisque les consommateurs incluent à l'intérieur de leur fonction d'utilité certaines considérations de nature non-économique, tel que la propreté, le confort, le bruit, etc. De plus, des propriétaires de logements à louer tendent à minimiser leur coût d'investissement, sans considérer pleinement le coût d'opération éventuel (souvent payé par les locataires) de la technologie utilisée, favorisant ainsi les technologies à faible coût. Il serait intéressant d'inclure des comportements de ce type au cours de recherches futures.

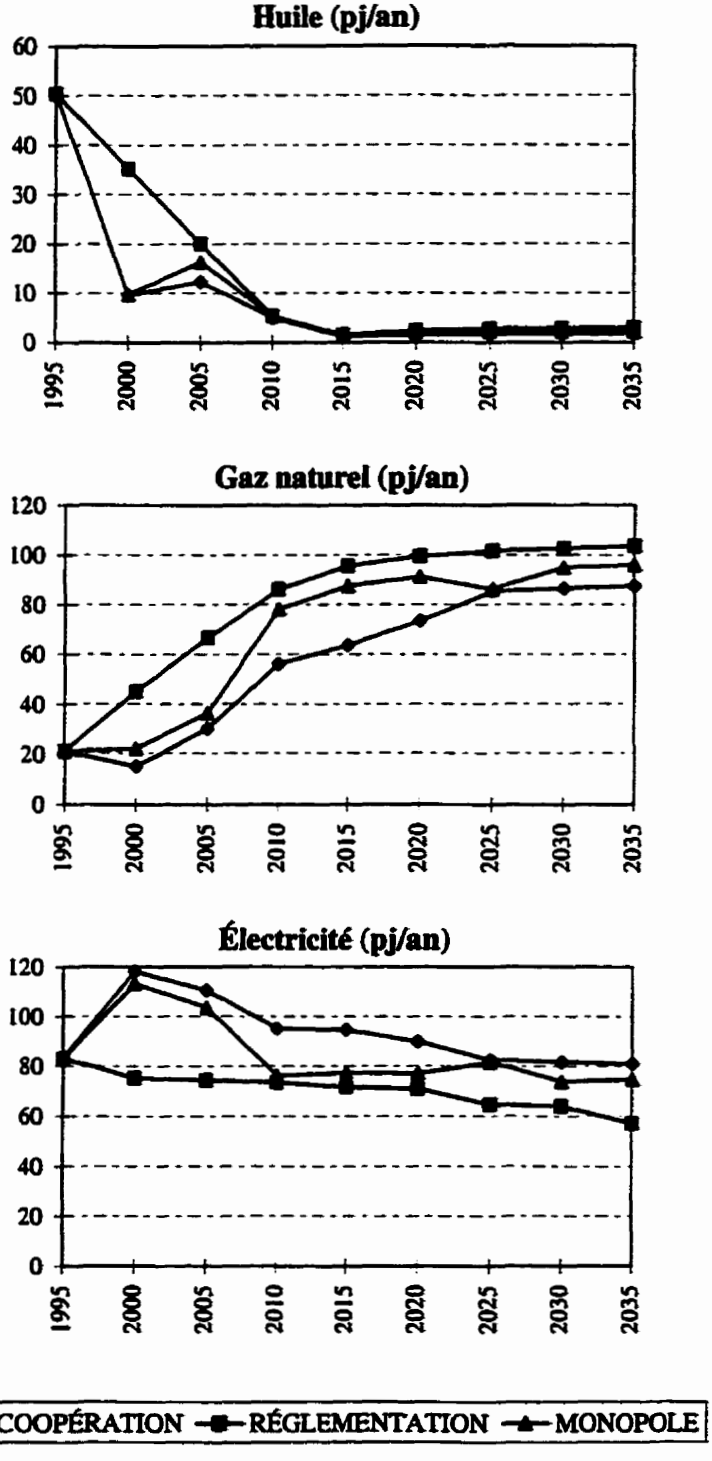



Figure 6.5 – *Consommation d'énergie finale pour le chauffage résidentiel (pj/an)*

**Chauffage des espaces pour les édifices commerciaux et institutionnels**

Pour chacune des stratégies de tarification des biens, les choix technologiques optimaux du secteur commercial/institutionnel sont similaires (nous présentons les résultats de l'équilibre coopératif). Pour les édifices commerciaux construits avant 1992, les systèmes de chauffage à l'huile sont compétitifs (approximativement 40% du marché de 2000 à 2020). Alors que les technologies électriques obtiennent autour de 35% du marché, les systèmes de chauffage au gaz naturel, peu attrayants au début de l'horizon, accroissent leur part à un niveau élevé de 42% en l'an 2025 et de 50% par la suite (voir la Figure 6.6). Des résultats comparables sont obtenus pour les édifices institutionnels construits avant 1992.

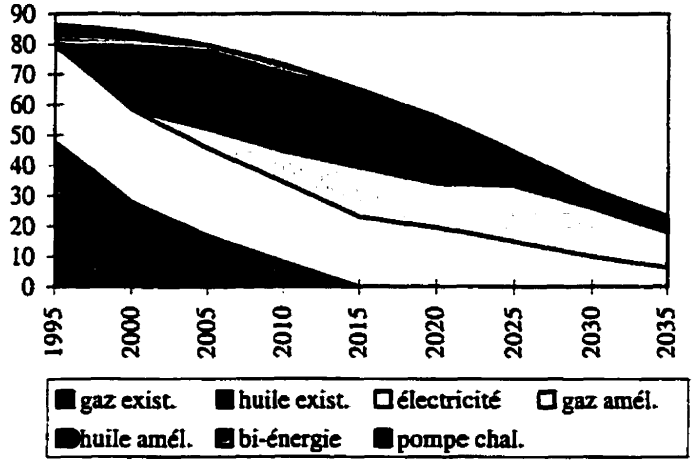



Figure 6.6 – *Espaces commerciaux existants (millions de mètres carrés)*

Les résultats concernant les édifices commerciaux construits après 1991 montrent que l'électricité constitue un faible compétiteur face à l'huile et au gaz naturel. Les systèmes de chauffages au gaz naturel occupent 50% du marché de 2010 jusqu'à la fin de l'horizon. De leur côté, après une pénétration de 60% en l'an 2000, les systèmes de chauffage à l'huile, détiennent plus de 48% du marché jusqu'en 2035. La capacité

installée des technologies électriques demeure constante (voir Figure 6.7). Encore ici, les résultats concernant le secteur institutionnel sont similaires. L'électricité demeure tout de même une forme énergétique importante du secteur commercial/institutionnel puisqu'on l'utilise pour l'éclairage, la climatisation, ainsi que plusieurs autres besoins utiles électriques (voir Figure 6.8).

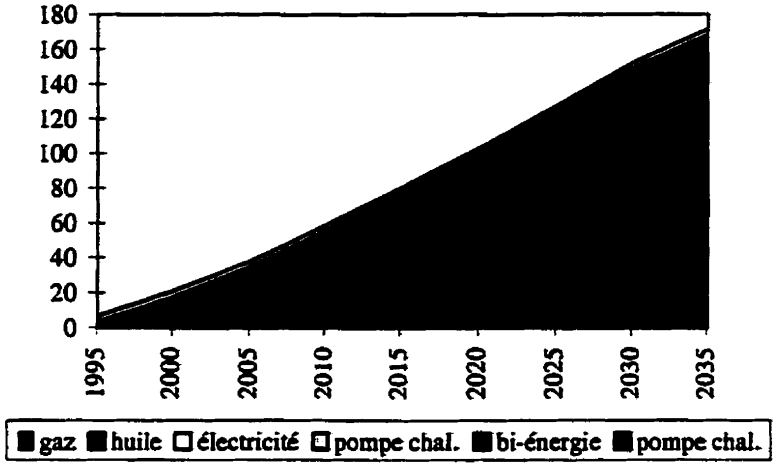



Figure 6.7 – *Nouveaux espaces commerciaux (millions de mètres carrés)*

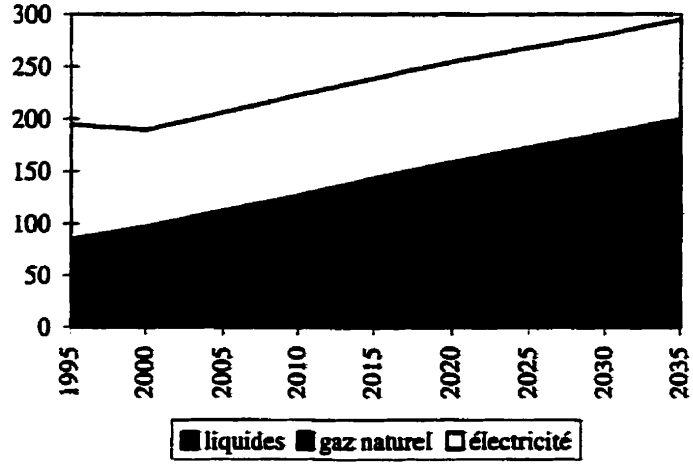



Figure 6.8 – *Consommation énergétique du secteur commercial/institutionnel (pj/an)*

**Le secteur de l'aluminium**

Ce secteur est particulièrement sensible à la tarification de l'électricité. Comparativement à la solution de l'équilibre coopératif, nous notons que, dans le cas réglementé, la consommation d'électricité diminue en 2015 et 2020. Dans le cas du monopole tempéré, le niveau de consommation de l'équilibre réglementé en 2020 est atteint aussi tôt qu'en 2010. Ces variations sont dûes aux investissements effectués dans des usines de production d'aluminium à très faible consommation d'électricité.

### 6.1.3 Conclusion de l'étude de tarification au Québec

À l'intérieur de cette section, nous avons effectué une étude spécifique du système énergétique du Québec, celui-ci étant décomposé en deux joueurs distincts liés par des variables d'échanges de biens. Les solutions de trois types d'équilibre différents, obtenues à l'aide de trois types d'algorithmes itératifs originaux, furent analysées.

Les résultats démontrent que le secteur résidentiel réagit fortement à la stratégie de tarification de l'électricité utilisée. Les résultats suggèrent qu'un équilibre de type de monopole tempéré peut s'avérer préférable, d'un point de vue social, à un équilibre réglementé faisant appel à un niveau de taxation ainsi qu'à un coût fixe élevés. Nous discutons de la possibilité de considérer un équilibre de monopole tempéré à titre de cas-limite d'un marché oligopolistique déréglementé, celui-ci pouvant être modélisé par une extension non-triviale des méthodes proposées à l'intérieur de cette thèse.

Les algorithmes itératifs que nous proposons sont faciles à programmer et peuvent sûrement permettre l'étude de calculs d'équilibres à l'aide d'autres modèles énergétiques basés sur la programmation linéaire et, de plus, être utilisés dans d'autres champs d'activités. Dans le secteur énergétique, un problème d'échange de permis de $CO_2$ entre pays et/ou provinces (plutôt que des échanges d'électricité) peut être étudié en utilisant une approche similaire.

## 6.2 Monopole relatif exact: Québec - New York

### 6.2.1 Étude sur 2 périodes de 5 ans

Nous avons un exemple d'un problème meneur-suiveur où la province de Québec représente le meneur et l'État de New York représente le suiveur. Chaque joueur est représenté par un modèle MARKAL. Nous nous retrouvons avec un problème du type ($SKB_1$). Il s'agit d'une étude de 10 années, regroupées sous 2 périodes de 5 ans. Chaque année est divisée en trois saisons (été, hiver, et saison intermédiaire) et chaque journée est séparée en deux (le jour et la nuit). Nous avons donc 2x3x2=12 variables d'échanges d'électricité. Le modèle du Québec a 178 contraintes et 160 variables, alors que le modèle de la région de New York présente 383 contraintes et 415 variables. Le problème ($SKB_4$) fait appel à 1410 contraintes complémentaires faisant intervenir une pénalité $M$ et 705 variables binaires. Nous résolvons ce problème avec CPLEX.

Nous trouvons tout d'abord la borne $sup_0$ en résolvant le problème du Québec en fixant les variables d'échanges d'électricité $s = 0$. Nous obtenons $sup_0 = 15670$

M$us80. La résolution du modèle ($COOP$) nous permet d'obtenir une meilleure borne supérieure puisque $sup_C$ = 12364 M$us80. Nous avons aussi la borne inférieure $inf$ = 10408 M$us80. Les résultats obtenus sont donnés dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 6.5 – *Résultats excluant les ventes d'électricité (en M$us80)*

| type de relation | Québec | New York | coût social total |
|---|---|---|---|
| autarcie | 15670 | 31458 | 47128 |
| coopération | 17227 | 24639 | 41866 |
| monopole | 16876 | 25096 | 41972 |

Tableau 6.6 – *Quantités échangées et montant des ventes*

| | quantités échangées (pj/an) | | montant des ventes (M$us80) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| type de relation | 1980 | 1985 | 1980 | 1985 | total |
| autarcie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| coopération | 51,3 | 108,5 | 3202 | 1662 | 4864 |
| monopole | 51,3 | 80,6 | 3202 | 2854 | 6056 |

Tableau 6.7 – *Résultats incluant les ventes d'électricité (en M$us80)*

| type de relation | Québec | New York | coût social total |
|---|---|---|---|
| autarcie | 15670 | 31458 | 47128 |
| coopération | 12364 | 29502 | 41866 |
| monopole | 10820 | 31152 | 41972 |

Remarquons que le coût social total est minimisé lorsque les deux joueurs coopèrent entre-eux (voir Tableau 6.5). Les quantités d'électricité échangées sont alors appréciables (voir Tableau 6.6). Dans le cas d'une relation de monopole relatif, les quantités échangées à la première période sont identiques à celles suggérées lors

d'une coopération. Par contre, les quantités échangées à la deuxième période dans le cas du monopole relatif sont inférieures à celles proposées lors d'une coopération. De plus, le montant des ventes varie considérablement selon la relation qui régit les joueurs. La solution optimale du Québec, dans le cas d'une relation de monopole relatif, se situe bel et bien à l'intérieur des bornes $inf$ et $sup_C$ (voir Tableau 6.7).

### 6.2.2 Étude sur 3 périodes de 5 ans

Nous avons un autre exemple d'un problème meneur-suiveur où la province de Québec représente le meneur et l'État de New York représente le suiveur. Il s'agit d'une étude de 15 années, regroupées sous 3 périodes de 5 ans. Nous avons 3x3x2=18 variables d'échanges d'électricité. Le modèle du Québec a 322 contraintes et 312 variables, alors que le modèle de la région de New York présente 627 contraintes et 691 variables. Nous avons résolu ce problème en utilisant la méthode de séparations et évaluations successives présentée au chapitre 5.

Nous trouvons tout d'abord la borne $sup_0$ en résolvant le problème du Québec en fixant les variables d'échanges d'électricité $s = 0$. Nous obtenons $sup_0 = 21730$ M$us80. La résolution du modèle ($COOP$) nous permet d'obtenir une meilleure borne supérieure puisque $sup_C = 17012$ M$us80. Nous avons aussi la borne inférieure $inf$ = 14812 M$us80. Les résultats obtenus sont donnés dans les tableaux ci-dessous.

Le coût social est minimisé lorsque les deux joueurs coopèrent entre-eux (voir Tableau 6.8). Dans le cas d'une relation de monopole relatif entre les joueurs, les quantités échangées à la deuxième période sont différentes de celles suggérées lors

d'une coopération. Par contre, les quantités échangées à la première et la troisième période dans le cas du monopole relatif sont identiques à celles proposées lors d'une coopération. De plus, le montant des ventes varie selon la relation qui régit les deux joueurs.

Tableau 6.8 – *Résultats excluant les ventes d'électricité (en M$us80)*

| type de relation | Québec | New York | coût social total |
|---|---|---|---|
| autarcie | 21730 | 40546 | 62276 |
| coopération | 24212 | 31146 | 55358 |
| monopole | 23828 | 31727 | 55555 |

Tableau 6.9 – *Quantités échangées et montant des ventes*

| | quantités échangées (pj/an) | | | montant des ventes (M$us80) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| type de relation | 1980 | 1985 | 1990 | 1980 | 1985 | 1990 | total |
| autarcie | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| coopération | 51,3 | 108,5 | 85,3 | 3202 | 1638 | 2361 | 7200 |
| monopole | 51,3 | 72,9 | 85,3 | 3202 | 2633 | 2437 | 8272 |

Tableau 6.10 – *Résultats incluant les ventes d'électricité (en M$us80)*

| type de relation | Québec | New York | coût social total |
|---|---|---|---|
| autarcie | 21730 | 40546 | 62276 |
| coopération | 17012 | 38346 | 55358 |
| monopole | 15556 | 39999 | 55555 |

**Décisions optimales du meneur (la province de Québec)**

Les décisions optimales de la province de Québec indiquent certains ajustements selon la relation entre celle-ci et l'État de New York. Parmi ces variations de comportement, notons, pour les relations non-autarciques, une timide apparition d'une production d'électricité à partir de produits pétroliers, un accroissement non-négligeable de la production nucléaire comparativement à ce qui est proposé dans le cas d'une relation autarcique (la production nucléaire, quoique faible, double dans le cas d'une relation de coopération), ainsi qu'une augmentation de la production hydraulique. Par ailleurs, la production de Churchills Falls est totalement utilisée pour les relations non-autarciques, alors que seulement 50% de celle-ci est nécessaire en période 2 dans le cas d'une relation autarcique.

Une différence importante entre les trois relations concerne les exportations d'électricité de la part de la province de Québec vers d'autres acheteurs; ces exportations étant toutefois régies par une tarification fixée a priori (il peut s'agir, par exemple, de contrats de ventes optionnelles au choix du Québec). En effet, ces exportations de 132,0 pétajoules dans le cas autarcique passent à seulement 21,2 pétajoules dans le cas coopératif et 53,7 pétajoules pour une relation de monopole. La production totale d'électricité augmente approximativement de 5,8% entre celle proposée dans le cas autarcique et les deux autres relations, soit celles de coopération et de monopole.

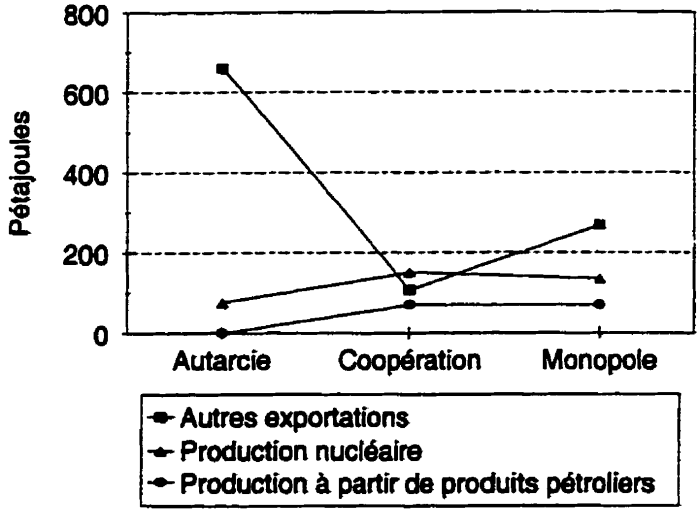



Figure 6.9 – *Quelques-unes des décisions optimales du Québec (1978-1992)*

**Décisions optimales du suiveur (l'État de New York)**

La production d'électricité de l'État de New York est grandement affectée par la relation qui régit les échanges d'électricité avec la province de Québec. Alors que la production hydro-électrique est similaire pour les trois relations (autarcie, coopération et de monopole), la production d'électricité d'origine non-hydraulique décroît considérablement dans le cas d'une relation non-autarcique. Il en résulte une importante diminution de la consommation des produits pétroliers et du gaz naturel (favorisant une réduction des émissions de gaz à effet de serre). Finalement, la production nucléaire, identique pour les relations autarcique et de coopération, est près de 19% inférieure dans le cas de la relation de monopole.

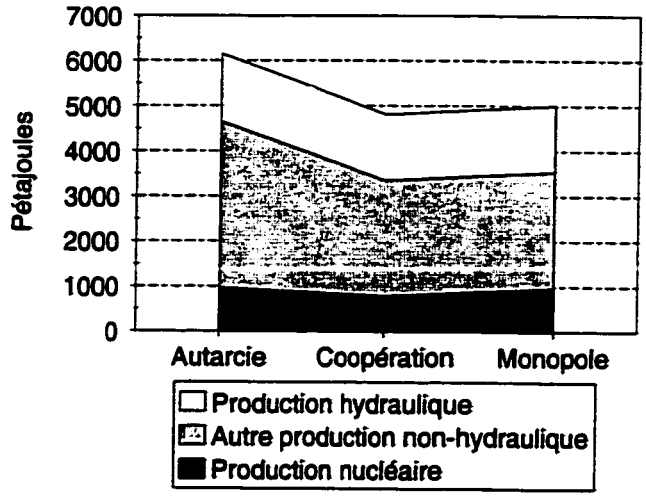



Figure 6.10 – *Production totale d'électricité de l'État de New York (1978-1992)*

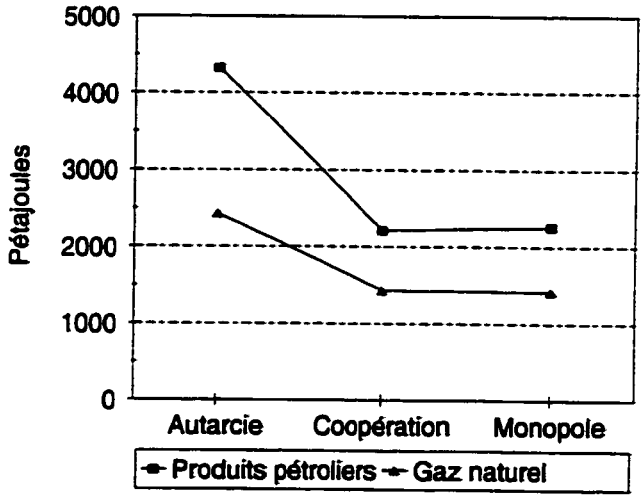



Figure 6.11 – *Consommation de l'État de New York (1978-1992)*

**Conclusion de ces résultats**

Nous pouvons conclure qu'il est effectivement très intéressant de comparer les décisions proposées par le meneur et le suiveur lors de la résolution d'un problème d'échanges d'électricité entre deux systèmes énergétiques régis par diverses tarifications. Nous constatons que les décisions sont cohérentes et originales, qu'une gestion autarcique peut s'avérer fortement non-avantageuse et qu'une relation de monopole, quoiqu'avantageuse pour le meneur, peut mener à des décisions possiblement près de celles proposées lors d'une relation de coopération et donc acceptable socialement. Finalement, notons un aspect intéressant de nos résultats qui suggère une réduction endogène des émissions de gaz à effet de serrre, sans que nous ayions eu à exiger cette diminution. Ceci souligne la capacité d'un système de production fortement hydraulique à tirer avantage de cette particularité, particulièrement dans l'éventualité d'ententes entre diverses régions au sujet de la réglementation de ces émissions.

# CHAPITRE 7

# CONCLUSION

Nous proposons le calcul d'équilibres appliqué au secteur énergétique afin d'évaluer l'impact induit par certaines tarifications des échanges d'énergie entre divers systèmes énergétiques sur les décisions optimales de ceux-ci. Nous utilisons une approche de *composition* de modèles énergétiques.

Nous utilisons l'outil de modélisation MARKAL afin de créer des modèles énergétiques de programmation mathématique linéaire. Ceci implique que le calcul d'équilibres que nous effectuons possède la particularité de faire appel à des fonctions d'offre et de demande non-différentiables qui *ne sont pas* supposées connues explicitement.

Les principales contributions de la thèse en ce qui concerne la modélisation MARKAL sont les suivantes: (1) modélisation de MARKAL via un langage de modélisation algébrique (GAMS) versus la version initiale de MARKAL créée en utilisant le langage de programmation OMNI (le modèle TIMES, actuellement en développement au GÉRAD, est aussi créé via GAMS), (2) révision et mise-à-jour complète de la banque de données pour le Québec et l'Ontario, et (3) documentation détaillée et "compréhensible" du modèle du Québec, fournie en annexe à la thèse et inexistante auparavant.

Nous définissons une relation particulière entre divers systèmes énergétiques comme étant une tarification régissant l'échange d'énergie entre ceux-ci. Nous analysons trois types de tarification de l'énergie: au coût marginal, au coût marginal modifié, et au choix du producteur; les relations résultant de ces tarifications sont appelées, respectivement, coopération, réglementation, et monopole. La résolution de chacun de ces problèmesconsiste à trouver un point d'équilibre (représentant un prix et une quantité d'équilibre) accepté par chacun des systèmes énergétiques.

Les contributions dans ce domaine consistent tout d'abord en la proposition d'algorithmes itératifs permettant la résolution, pour des fonctions d'offre et de demande inverses implicites et "composées": (4) d'un équilibre coopératif, (5) d'un équilibre réglementé, et (6) d'un équilibre de monopole. Les algorithmes de chacune de ces nouvelles approches itératives sont présentés en détail: une approximation de la fonction de production inverse (ou de la fonction de consommation inverse) est proposée; celle-ci est fournie par une analyse de la sensibilité d'un modèle linéaire. L'information obtenue est ensuite dirigée d'un système énergétique à l'autre et une procédure itérative permet la convergence vers l'équilibre souhaité. Nous contribuons aussi en proposant, pour l'équilibre coopératif, (7) une version robuste et (8) une version un meneur, plusieurs suiveurs.

Ces algorithmes furent testés sur des problèmes de dimensions réelles en ce qui concerne le Québec et la contribution (9) consiste en une analyse des résultats obtenus, présentée en comparant les décisions optimales qui résultent des tarifications étudiées.

La nature des approximations calculées lors de la mise-en-oeuvre de ces algorithmes fut ensuite utilisée afin de développer une généralisation significative de l'outil de modélisation MARKAL. Le nouvel outil, appelé MARKALED, fait maintenant partie de la version de MARKAL utilisée au GÉRAD. Cette capacité nouvelle du modèle MARKAL permet, via l'élasticité des demandes, une réaction du niveau des demandes face à des chocs importants tel, par exemple, une limitation importante des émissions des gaz à effets de serre. Cette approche est aussi intégrée au nouveau modèle TIMES, ce qui constitue un apport (10) appréciable de notre part à un outil qui sera utilisé par plusieurs pays au cours des prochaines années. Nous contribuons aussi en présentant une étude permettant l'élasticité des demandes afin d'identifier et d'évaluer les réactions de l'Ontario lors de l'imposition de restrictions des émissions de $CO_2$.

Par ailleurs, une approche exacte originale est proposée pour le cas d'une relation de monopole. Cette approche exacte utilise une modélisation faisant intervenir les conditions de complémentarité d'un progamme mathématique. Ceci mène à un modèle un-niveau de programmation linéaire en nombres entiers et un algorithme de séparations et évaluations successives est présenté, ce qui constitue une contribution (11) supplémentaire et importante de la thèse. Nous présentons aussi, à ce moment, des bornes encadrant la solution optimale. Des études de nature réelle, utilisant cette approche exacte, sont effectuées et des résultats sont présentés. Ceux-ci concernent les échanges d'électricité entre le Québec et l'état de New York, ce qui constitue en soit une contribution (12).

Il faut souligner que les diverses tarifications étudiées ne représentent pas le cas plus réaliste d'un marché oligopolistique, mais permet l'encadrement de la situation réelle associée à l'ouverture des marchés, qui se situe "à quelque part" entre les équilibres coopératif et de monopole. Dans le contexte actuel de la déréglementation de l'énergie et dans la perspective éventuelle d'échange de permis d'émissions des gaz à effet de serre, nous considérons apporter une contribution intéressante qui permet d'effectuer des analyses complexes de problèmes où certains liens régissent divers systèmes énergétiques.

De nombreux et divers axes de recheche peuvent être envisagés: (1) application des approches proposées dans le cadre d'échange de permis d'émissions de gaz à effet de serre entre dives états dont, par exemple, le Canada et l'Inde, (2) application dans le contexte d'ouverture des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, marché en temps réel (marché "spot"), stratégies d'options, etc, (3) étude des algorithmes heuristiques (éléments de convergence, raisons de la qualité des résultats obtenus, etc), (4) étude de problèmes faisant intervenir plusieurs joueurs, (5) étude de joueurs ayant des taux d'actualisation différents, (6) introduction d'élasticités croisées dans MARKALED et, finalement, (7) introduction de stochasticité. Tous ces éléments semblent des pistes forts intéressantes dont l'intérêt est certain, autant auprès de la communauté universitaire que dans les domaines public et privé.

# BIBLIOGRAPHIE

[1] AHN, B. et HOGAN W.W. (1982). On Convergence of the PIES Algorithm. ORSA, 30, 281–300.

[2] AIYIOSHI,E. et SHIMIZU,K. (1984). A Solution Method for the Static Constrained Stackelberg Problem. IEEE Transactions on Automatic Control, 29, 1111–1114.

[3] ANDERSON D. (1972). Models for Determining Least-Cost Investments in Electricity Supply. BELL Journal of Economics and Management Sciences. 3, 267–299.

[4] ANDERSSON, B. et BERGMAN, L. (1995), Market structure and the price of electricity: An ex ante analysis of the deregulated Swedish electricity market. Article distribué lors d'une rencontre de l'ETSAP, publication non-précisée, Stockholm School of Economics, Stockholm, Suède.

[5] BAHN, O., HAURIE, A., KYPREOS, S. et VIAL, J.-P. (1994). A Decomposition Approach to Multiregional Environmental Planning: A Numerical Study. Cahier no 1994.4, Université de Genève, Suisse.

[6] BARD, J.F. (1998), Practical Bilevel Optimization: Algorithms and Applications. Kluwer Academic Publishers.

[7] BARD, J.F. et Falk, J.E. (1982). An Explicit Solution to the Multi-Level Programming Problems. Computers and Operations Research, 9, 77–100.

[8] BARD, J.F. et MOORE, J.T. (1990). A Branch and Bound Algorithm for the Bilevel Linear Programming Problem. SIAM Journal on Scientific and Statistical Computing, 11, 281–292.

[9] BAUMOL W.J., BLINDER A.S. et SCARTH W.M. (1986). Econonomics: Principles and Policy; Microeconomics. Canadian Edition, Academic Press, Toronto, Canada.

[10] BENDERS, J.F. (1962). Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems. Numerische Mathematik, 4, 238–252.

[11] BERGER, C., DUBOIS, R., HAURIE, A., LESSARD, E., LOULOU, R. et WAAUB, J.-P. (1992). Canadian MARKAL: An Advanced Linear Programming System for Energy and Environmental Modelling. INFOR, 30, 222–239.

[12] BERGER, C., DUBOIS, R., HAURIE, A. et LOULOU, R. (1990). Modelling Electricity Trading in the Northeast. Energy Supply / Demand Balances: Options and Costs, 304–315. Proceedings of the Twelfth Annual North American Conference, International Association for Energy Economics, Ottawa, Canada.

[13] BERGER, C., DUBOIS, R., LESSARD, E., HAURIE, A. et LOULOU, R. (1990). Assessing the Dividends of Power Exchange between Quebec and New York State: A Systems Analysis Approach. International Journal of Energy Research, 14, 253-273.

[14] BERGER, C., FULLER, D., HAURIE, A., LOULOU, R., LUTHRA, D. et WAAUB, J.-P. (1990). Modelling Energy Use in the Mineral Processing Industries of Ontario with MARKAL-Ontario. Energy, 12, 741–758.

[15] BERGER, C., HAURIE, A., LESSARD, E., LOULOU, R. et WAAUB, J.-P. (1991). Exploring Acid Gas Emission Reductions in the Province of Québec via MARKAL-Québec. Energy Studies Review, 3, 124–141.

[16] BERGER, C., HAURIE, A., SAVARD, G., LOULOU, R., LAFRANCE, G. et SURPRENANT, J.P.(1987). MEDEQ-MARKAL: un couplage entre deux modèles techno-économiques du système énergétique du Québec. R.A.I.R.O., 21, 21–50.

[17] BERGER, C., LAVIGNE, D., LOULOU, R., LOULOU, S., SAVARD, G. et WAAUB, J.-P. (1994). Technological Evaluation of Renewable Energy via MARKAL. Cahier du GÉRAD G-94-19, Québec, Canada.

[18] BERGER, C., LAVIGNE, D., LOULOU, R. et WAAUB, J.-P. (1993). MARKAL Based $CO_2$ Control: Scenarios for Québec and Ontario. Cahier du GÉRAD G-93-19, Québec, Canada.

[19] BERNARD, J.T. et GENEST-LAPLANTE, E. (1995). Les élasticités-prix et revenu des demandes sectorielles d'électricité au Québec - revue et analyse. Cahier du GREEN, Département d'économique, Université Laval, Québec, Canada.

[20] BIALAS, W.F. et KARWAN, M.H. (1982). On Two-Level Optimization. IEEE Transactions on Automatic Control, AC-27, 211–214.

[21] BROOKE, A., KENDRIK, D. et MEERAUS, A. (1992). GAMS: A User's Guide. The Scientific Press, San Francisco, U.S.A., 1992.

[22] CANDLER, W. et NORTON, R. (1977). Multi-Level Programming. World Bank Development Research Center, Discussion Paper No.20, Washington, D.C., U.S.A..

[23] CANDLER, W. et TOWNSLY, R. (1982). A Linear Two-Level Programming Problem. Computers and Operations Research, underline9, 211–214.

[24] CHVÁTAL, V. (1983). Linear Programming. W.H. Freeman and Company, New York, U.S.A.

[25] CLINE, W.R. (1992). Optimal Carbon Emissions Over Time: Experiments with the Nordhaus DICE Model. Institute for International Economics, Washington, U.S.A.

[26] CULOT, B., LOUTE, E. et HO, J. (1978). Decomposition of Multi-Regional Energy Flow Optimization Models. Publication non-précisée, Université de Louvain, Belgique.

[27] DANIEL, T.E. et GOLDBERG, H.M. (1981). Dynamic Equilibrium Energy Modeling: The Canadian BALANCE Model. Operations Research, 29, 829-852.

[28] DANTZIG, G.B. et WOLFE, P. (1960). Decomposition Principle for Linear Programs. Operations Research, 8, 101–111.

[29] DIRECTION DES POLITIQUES, DES ÉTUDES ET DE LA RECHERCHE (1995). L'évolution de la demande d'énergie finale au Québec: scénario 1991-2011. Secteur de l'énergie, Ministère des Ressources naturelles, mise-à-jour.

[30] EDMONDS, J., PITCHER, H., ROSENBERG, N. et WIGLEY, T. (1994). Design for the Global Change Assessment Model. Proceedings International Workshop on Integrative Assessment of Mitigation, Impacts, and Adaptation to Climate Change, IIASA, Laxenburg, Autriche.

[31] EHTAMO, H., RUUSUNEN, J. et HAMALAINEN, R.P. (1989). A Hierarchical Approach to Bargaining in Power Pool Management. IEEE Transactions on Automatic Control, 34, 666–669.

[32] FANKHAUSER, S. (1994). The Social Cost of GHG Emissions: An Expected Value Approach. The Energy Journal, 15, 157–184.

[33] FISHBONE, L.G. et ABILOCK, H. (1981). MARKAL, A Linear Programming Model for Energy Systems Analysis: Technical Description of the BNL Version. International Journal of Energy Research, 5, 353-375.

[34] FISHBONE, L.G., GIESEN, G., GOLDSTEIN, G., HYMMEN, H.A., STOCKS, K.J., VOS, H., WILDE, D., ZOELCHER, R., BALZER, C. et ABILOCK, H. (1983). User's Guide for MARKAL (BNL/KFA Version 2.0): A Multi-Period, Linear-Programming Model for Energy Systems Analysis. IEA Energy Technology System Analysis Project, Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, U.S.A., and Kernforschungsanlage Juelich, Juelich, Germany, Report BNL-51701.

[35] FULLER, J.D. (1992). A Model for the Assessment of the Impacts of Energy Free Trade on Canada. INFOR, 30, 207–221.

[36] GEOFFRION, A.M. (1970). Primal Resource-Directive Approaches for Optimizing Nonlinear Decomposable Systems. Operations Research, underline18, 375–403.

[37] GEOFFRION, A.M. (1970). Elements of Large-Scale Mathematical Programming; Part I: Concepts, and Part II: Synthesis of Algorithms and Bibliography. Management Science, underline16, 652–691.

[38] GOLDSTEIN, G. (1991). PC-MARKAL and the MARKAL Users Support System (MUSS), User's Guide. Brookhaven National Laboratory, Report BNL-46319.

[39] GOLDSTEIN, G., KANUDIA, A., LOULOU, R. et REMME, U. (1999). TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System): A new generation energy model with emphasis on regional and gloval environmental applications. En préparation.

[40] GONDRAN, M. et MINOUX, M. (1985). Graphes et algorithmes. $2^{ième}$ édition, Eyrolles, Paris, France.

[41] GREENBERG, H.S. et MURPHY, F.H. (1985). Computing Market Equilibria with Price Regulations Using Mathematical Programming. Operations Research, 33, 935–954.

[42] GROUPE DE L'ANALYSE QUANTITATIVE DE LA DIRECTION GÉNÉRALE DE LA PLANIFICATION (1993). L'évolution de la demande d'énergie finale au Québec: scénario 1991-2011. Secteur de l'énergie, Ministère de l'Énergie et des Ressources.

[43] HANSEN, P., JAUMARD, B. et SAVARD, G. (1992). New Branch-and-Bound rules for Linear Bilevel Programming. SIAM Journal on Scientific and Statistical Computing, 13, 1194–1217.

[44] HAURIE, A., LOULOU, R. et SAVARD, G. (1992). A Two Player Game Model of Power Cogeneration in New England. IEEE Transactions on Automatic Control, 37, 1451–1456.

[45] HAVERLY SYSTEMS INC. (1991). The OMNI of Linear Programming: User Reference Manual, Haverly Systems Inc., Denville, États-Unis.

[46] HIRIART-URRUTY, J.-B. et LEMARÉCHAL, C. (1993). Convex Analysis and Minimization Algorithms I and II. A Series of Comprehensive Studies in Mathematics (305), Springer-Verlag.

[47] HOBBS, B.F. et NELSON, S.K. (1992). A Non-Linear Bilevel Model for Analysis of Electric Utility Demand-Side Planning Issues. Annals of Operations Research, 34, 255–274.

[48] HOGAN, W.W. (1975). Energy Policy Models for Project Independance. Comput. Operations Research, 2, 251–271.

[49] HOGAN, W.W. et WEYANT, J.P. (1983). Methods and Algorithms for Energy Model Composition: Optimization in a Network of process models. Dans Energy Models and Studies, Lev (ed.), North Holland, Amsterdam.

[50] HYDRO-QUÉBEC (1994). Analyse et Prévisions de l'économie et de la demande. Statistiques de la consommation d'énergie au Québec, 1962-1993.

[51] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) (1995). Climate Change 1995 - The Science of Climate Change. Contribution du Working Group I au Second Assesment Report du IPCC, Cambridge, UK: Cambridge University Press.

[52] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) (1995). Climate Change 1995 - Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contribution du Working Group II au Second Assesment Report du IPCC, Cambridge, UK: Cambridge University Press.

[53] INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) (1995). Climate Change 1995 - Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change: Scientific-Technical Analysis. Contribution du Working Group III au Second Assesment Report du IPCC, Cambridge, UK: Cambridge University Press.

[54] JADOT, P., HEIRWEGH, T. et THONET, C. (1979). A multinational energy system; Data base, simulation and optimization models. Energy Policy Special: Energy Models for the European Community, 72–88.

[55] JEROSLOW, R.G. (1985). The Polynomial Hierarchy and a Simple Model for Competitive Analysis. Mathematical Programming, 32, 146–164.

[56] JÚDICE, J.J. et FAUSTINO, A.M. (1988). The Solution of the Linear Bilevel Programming Problem by Using the Linear Complementarity Problem. Investigação Oper., 8, 77–95.

[57] KANUDIA, A. et LOULOU, R. (1997). Extended MARKAL: A Brief User Manual for its Stochastic Programming and Multi-Region Features. Cahier du GÉRAD G-97-11, Québec, Canada.

[58] KIWIEL, K.C. (1987). Decomposition Method of Descent for Minimizing the Sum of Convex Nonsmooth Functions. Journal of Optimization Theory and Applications, 52, 255–271.

[59] KOLSTAD, C.D. et LASDON, L.S. (1990). Derivative Evaluation and Computational Experience with Large Bilevel Programming. Journal of Optimization Theory and Applications, 65, 485–499.

[60] KRAM, T., ed. (1994). National Energy Options for Reducing $CO_2$ Emissions. Volume I and II, A Report of the ETSAP Annex IV (1990-93), ECN-C-94-024, The Netherlands Energy Foundation ECN, Petten, The Netherlands.

[61] LABBÉ, M., MARCOTTE, P. et SAVARD, G. (1999). A Bilevel Model of Taxation and its Application to Optimal Highway Pricing. Management Science, 44, 1608–1622.

[62] LABYS, W.C. (1999). Modeling Mineral and Energy Markets, Kluwer, Boston.

[63] LASDON, L.S. (1970). Optimization Theory for Large Systems. MacMillan Series in Operations Research, 1970.

[64] LIU, Y.-H. et SPENCER, T.-H. (1995). Solving a bilevel linear program when the inner decision maker controls few variables. European Journal of Operational Research, 81, 644–651.

[65] LORIDAN, P. et MORGAN, J. (1996). Weak via Strong Stackelberg Problem: New Results. Journal of Global Optimization, 8.

[66] LOULOU, R. et LAVIGNE, D. (1996). MARKAL Model with Elastic Demands: Application to Greenhouse Gas Emission Control. Dans Operations Research and Environmental Management, Édité par Carlo Carraro et Alain Haurie, Kluwer Academic Publishers, 201–220.

[67] LOULOU, R., LAVIGNE, D. et Berger, C. (1994). $CO_2$ Abatement in Quebec and Ontario: The Techno-Economic Envelope. Rapport écrit pour Environnement Canada, Cahier du GÉRAD G-94-44, Québec, Canada.

[68] LOULOU, R., LAVIGNE, D. et WAAUB, J.-P. (1996). Greenhouse Gas Abatement in Québec. Energy Studies Review, 8, 102–119.

[69] LOULOU, R., KANUDIA, A. et LAVIGNE, D. (1996). Greenhouse Gas Abatement in Central Canada. Energy Studies Review, 8, 120–129.

[70] LOULOU, R., SAVARD, G., et LAVIGNE, D. (1994). Decomposition of Multi-Player Linear Programs. Annals of Dynamic Games, 1, 149–167.

[71] LOULOU, R., SHUKLA, P.R. et KANUDIA, A. (1997). Energy and Environment Policies for a Sustainable Future: Issues, Models, and Analysis for India. New Delhi, Allied Publishers.

[72] LOULOU, R. et WAAUB, J.-P. (1992). $CO_2$ Control with Cooperation in Québec and Ontario: A MARKAL Perspective. Energy Studies Review, 4, 278–296.

[73] LUENBERGER, D.G. (1989). Linear and Nonlinear Programming. Second Edition, Addison-Wesley.

[74] LUO, Z.-Q., PANG, J.-S. et Ralph, D. (1996). Mathematical Programs with Equilibrium Constraints. Cambridge University Press.

[75] MANNE, A.S. et RICHELS, R. (1995). The Greenhouse Debate, Economic Efficiency, Burden Sharing, and Hedging Strategies. Cahier distribué et présenté à la rencontre de Vienne International Energy Workshop, Laxenburg, Autriche.

[76] MANNE, A.S., MENDELSSOHN, R. et RICHELS, R. (1995). MERGE: A Model for Evaluationg Regional and Global Effects of GHG Reduction Policies, Energy Policy, 23, 17–34.

[77] MANNE, A.S. et WENE, C.-O. (1992). MARKAL-MACRO: A Linked Model for Energy-Economy Analysis. Rapport BNL-47161, Brookhaven National Laboratory, Upton, New-York.

[78] MARSTEN, R.E., HOGAN, W.W. et BLANKENSHIP, J.W. (1975). The BOXSTEP Method for Large-Scale Optimization. Operations Research, 23, 389–405.

[79] MEYER, A. et COOPER, T. (1995). A Recalculation of the Social Costs of Climate Change. Version préliminaire acceptée pour publication dans The Ecologist.

[80] MINOUS, M. (1983). Programmation mathématique: théorie et algorithmes. Dunod, Paris.

[81] MURPHY, F.H. (1987). Equation Partitioning Techniques for Solving Partial Equilibrium Models. Journal of Operational Research, 32, 380–392.

[82] MURPHY, F.H. et MUDRADEGA, M.V. (1996). Communication privée.

[83] NATURAL RESOURCES CANADA (1994). Perspectives énergétiques du Canada 1992-2020. Ottawa: Supply and Services Canada.

[84] NEMHAUSER, G.L. et WOSLEY, L.A. (1988). Integer and Combinatorial Optimization. John Wiley and Sons, New York.

[85] NORDHAUS, W. (1991). To Slow or Not to Slow: The Economics of the Greenhouse Effect. Economic Journal, 101, 407-410.

[86] NORDHAUS, W. (1993). Rolling the DICE: An Optimal Transition Path for Controlling GHG's. Resources and Energy Economics, 15, 27–50.

[87] NURMINSKI, E. et BALABANOV, T. (1983). Decomposition of a Large-Scale Energy Model. Large Scale Systems, 4, 295–308.

[88] OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE DU CANADA (1994). L'énergie au Canada; Offre et demande 1993-2010. Ministre des Travaux publics et des Services gouvernamentaux, Canada.

[89] OFFICE OF INTEGRATED ANALYSIS AND FORECASTING. NEMS Integrated Module Documentation Report. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington, DC.

[90] PECK, S.C. et TEISBERG, T.J. (1992). CETA: A Model for Carbon Emissions Trajectory Assessment. The Energy Journal, 13, 55–77.

[91] PECK, S.C. et TEISBERG, T.J. (1995). CETA-R. Polycopie présentée à la rencontre de Vienne International Energy Workshop, Laxenburg, Autriche.

[92] PRADES, J.A. ET AL. (1998). Stratégies des gestion des gaz à effet de serre: le cas des transports urbains. Presses de l'Université du Québec, Montréal.

[93] ROWSE, J. (1981). Economic Benefits of Cooperative Power Supply Expansion. Journal of Regional Science, 21, 389–402.

[94] RUUSUNEN, J., HAMALAINEN, R.P. et RASANEN, M. (1990). Game-Theoretic Modelling in the Dynamic Pricing of Electricity. Proceedings of the Fourth International Symposium on Differential Games and Applications, 78–87, Helsinki University of Technology, Finlande.

[95] SAMUELSON, P.A. (1952). Spatial Price Equilibrium and Linear Programming. American Economic Review, 42, 283–303.

[96] SAVARD, G. (1989). Contribution à la programmation mathématique à deux niveaux. Thèse de Doctorat en Génie électrique, École Polytechnique de Montréal, Québec, Canada.

[97] SAVARD, G. et GAUVIN, J. (1994). The Steepest Descent Direction for the Nonlinear Bilevel Programming Problem. Operations Research Letters, 15.

[98] SCHEPER, E. et KRAM, T. (1994). Comparing MARKAL and MARKAL-MACRO for The Netherlands. ECN Policy Studies (Draft), présenté à la rencontre ETSAP.

[99] SCHRATTENHOLZER, L. (1981). The Energy Supply Model MESSAGE, rapport RR-81-31 de l'International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Autriche.

[100] SHAPIRO, J.F. (1978). Decomposition Methods for Mathematical Programming / Economic Equilibrium Energy Planning Models. TIMS Studies in the Management Sciences, 10, 63–76.

[101] SHAPIRO, J.F. et WHITE, D.E. (1982). A Hybrid Decomposition Method for Integrating Coal Supply and Demand Models. Operations Research, 30, 887-906.

[102] SHAPIRO, J.F. et WHITE, D.E. (1982). A Hybrid Decomposition Method for Integrating Coal Supply and Demand Models. Operations Research, 30, 887–906.

[103] SHAPLEY, L.S. (1953). A Value for n-Person Games. Dans Annals of Mathematics Studies, 8/2, Contributions to Theory of Games, Volume II, 307-317, Édité par Kuhn, H.W., et Tucker, A.W., Princeton, NJ: Princeton University Press.

[104] SHIMIZU, K., ISHIZUKA, Y. et BARD, J.F. (1997). Nondifferentiable and Two-Level Programming, Kluwer Academic Publishers.

[105] TAKAYAMA, T. et JUDGE, G.G. (1971). Spatial and Temporal Price and Allocation Models, North Holland, Amsterdam.

[106] UNFCCC (1992). UN Framework Convention on Climate Change, IUCC-/UNEP, Genève.

[107] VAN ROY, T.J. (1983). Cross Decomposition for Mixed Integer Programming. Mathematical Programming, 25, 46–63.

[108] VICENTE, L. et CALAMAI, P.H. (1994). Bilevel and Multilevel Programming: A Bibliography Review. Journal of Global Optimization, 5, 291–306.

[109] VICENTE, L., SAVARD, G. et JÚDICE, J.J. (1994). Descent Approaches for Quadratic Bilevel Programming. Journal of Optimization Theory and Applications, 81.

[110] WAGNER, M.H. (1981). Supply-Demand Decomposition of the National Coal Model. Operations Research, 29, 1137-1153.

[111] WEI, J.-Y. et Smeers, Y. (1999). Spatial Oligopolistic Electricity Models with Cournot Generators and Regulated Transmission Prices. Operations Research, 47, 102–112.

# Annexe A : Structure et données du modèle MARKAL-QUÉBEC

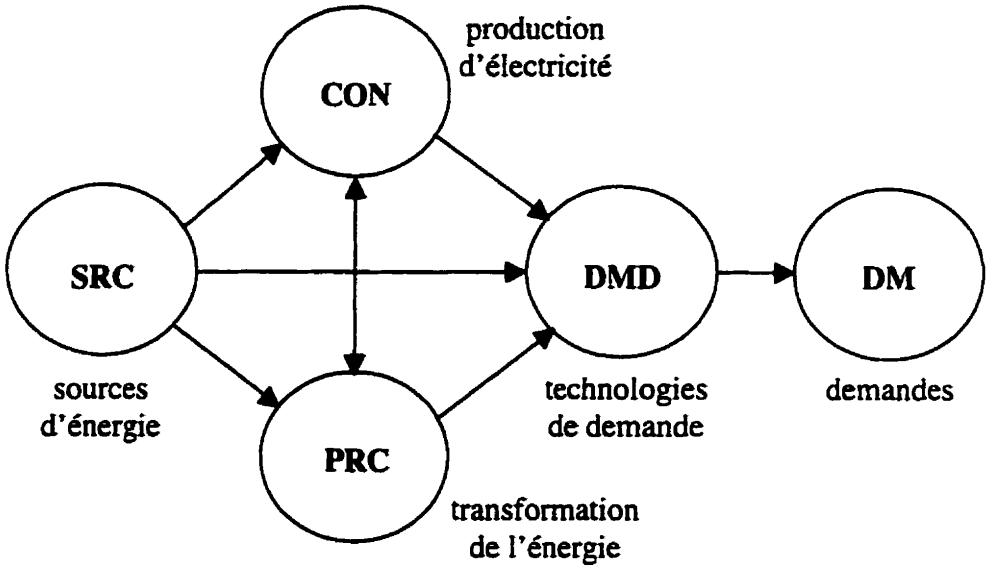



**Figure A.1: Structure générale des classes de MARKAL**

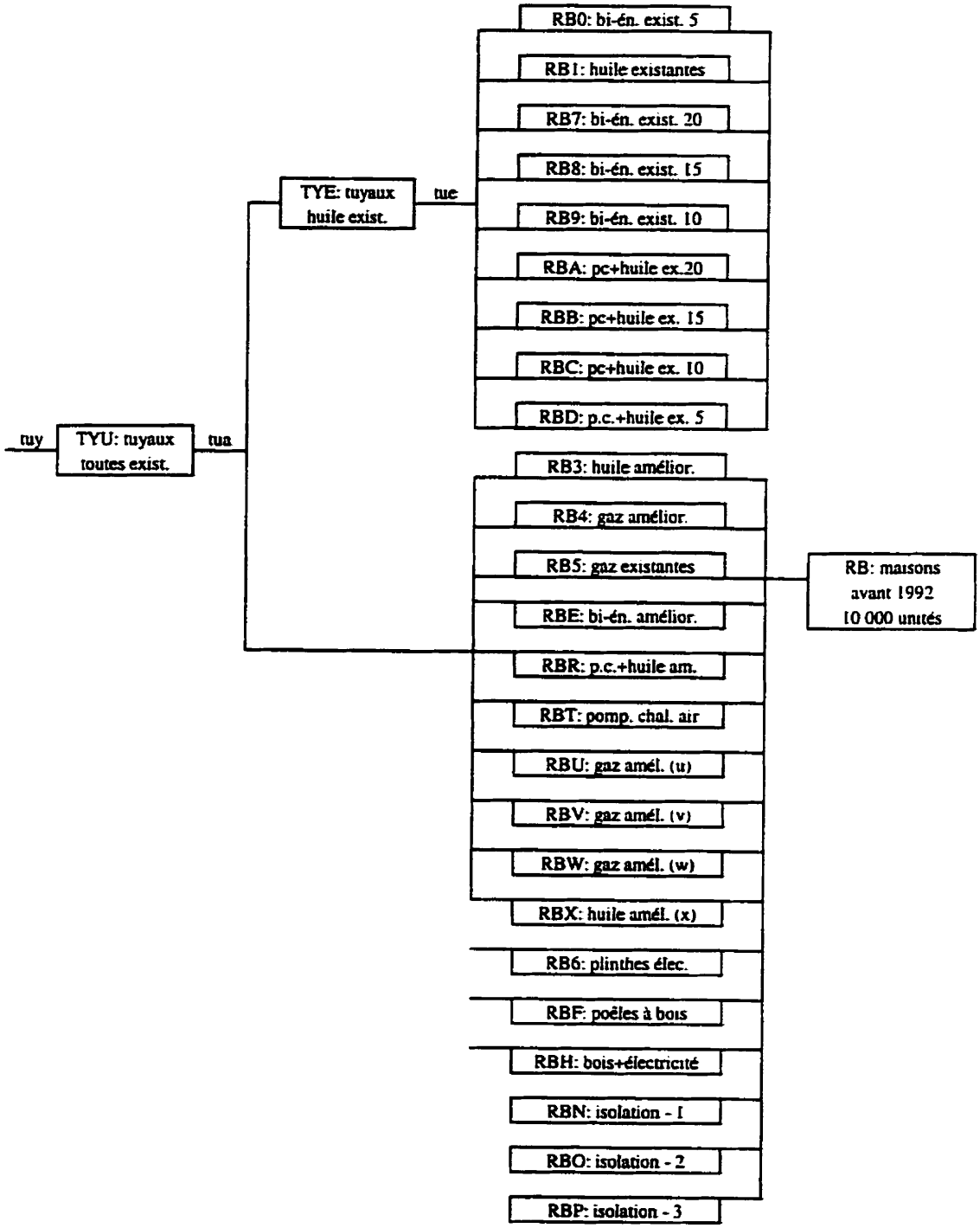



**Figure A.2: Secteur résidentiel:**

***maisons construites avant 1992***

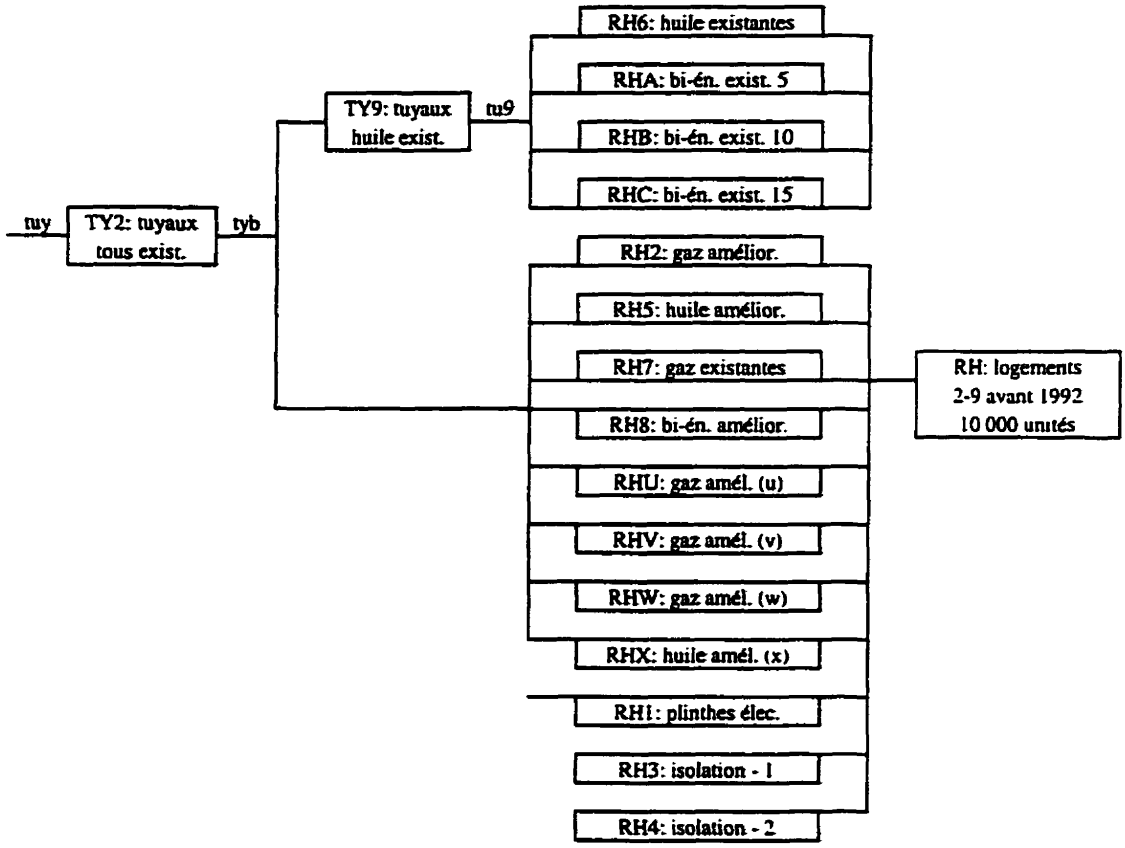



**Figure A.3: Secteur résidentiel:** ***logements dans immeubles locatifs de 2 à 9 logements construits avant 1992***

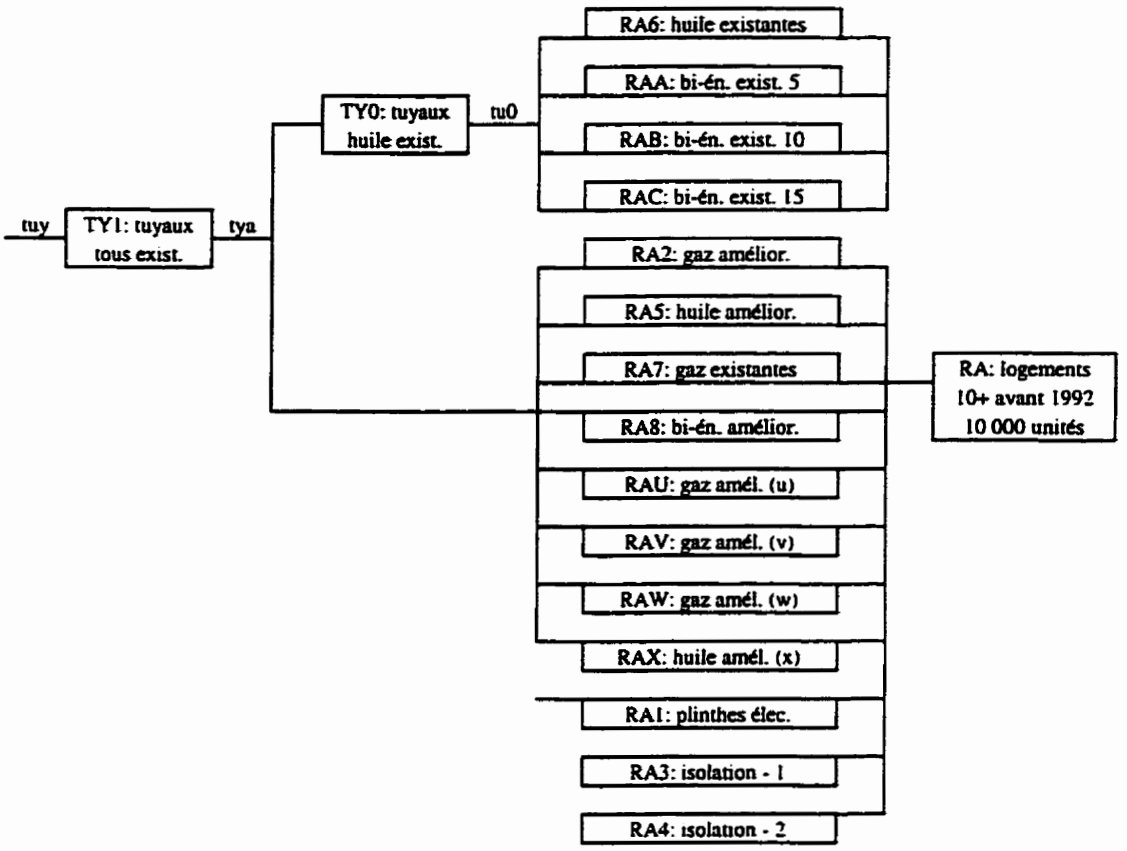



**Figure A.4: Secteur résidentiel :** ***logements dans immeubles locatifs de 10 logements ou plus construits avant 1992***

Tableau A.1: Description des technologies du secteur résidentiel: maisons construites avant 1992 (unités: 10 000 maisons; besoin énergétique: 0,555 pétajoules par unité par année) (3)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | RB1 | 0,600 | n/a | 2,10 | 37,80 |
| anciennes fournaises au gaz naturel | RB5 | 0,650 | n/a | 1,82 | 9,10 |
| bi-énerg. électr. et anciennes fournaises de vie 5 ans | RB0 | 1,000 | 17,88 | 2,10 | nulle |
| bi-énerg. électr. et anciennes fournaises de vie 10 ans | RB9 | 1,000 | 17,88 | 2,10 | nulle |
| bi-énerg. électr. et anciennes fournaises de vie 15 ans | RB8 | 1,000 | 17,88 | 2,10 | 9,10 |
| bi-énerg. électr. et anciennes fournaises de vie 20 ans | RB7 | 1,000 | 17,88 | 2,10 | 0,40 |
| bi-énerg. pomp. à chal. et anc. fourn. de vie 5 ans | RBD | 1,000 | 80,14 | 5,43 | nulle |
| bi-énerg. pomp. à chal. et anc. fourn. de vie 10 ans | RBC | 1,000 | 80,14 | 5,43 | nulle |
| bi-énerg. pomp. à chal. et anc. fourn. de vie 15 ans | RBB | 1,000 | 80,14 | 5,43 | nulle |
| bi-énerg. pomp. à chal. et anc. fourn. de vie 20 ans | RBA | 1,000 | 80,14 | 5,43 | nulle |
| plinthes électriques | RB6 | 1,000 | 8,90 | nul | 70,00 |
| fournaises améliorées au gaz naturel | RB4 | 0,710 | 26,95 | 1,82 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | RBU | 0,710 | 26,95 | 1,82 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | RBV | 0,710 | 26,95 | 1,82 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | RBW | 0,710 | 26,95 | 1,82 | nulle |
| fournaises améliorées à l'huile | RB3 | 0,690 | 31,45 | 2,10 | nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | RBX | 0,690 | 31,45 | 2,10 | nulle |
| bi-énergie électricité et fournaises améliorées | RBE | 1,000 | 49,33 | 2,10 | nulle |
| isolation - type 1 | RBN | n/a | 115,63 | nul | nulle |
| isolation - type 2 | RBO | n/a | 261,02 | nul | nulle |
| isolation - type 3 | RBP | n/a | 907,25 | nul | nulle |
| bi-énergie pompes à chaleur et fournaises améliorées | RBR | 1,000 | 111,58 | 5,43 | nulle |
| pompes à chaleur électriques air-air | RBT | 1,400 | 71,15 | 3,57 | nulle |
| plinthes électriques et poêles à bois | RBH | 1,000 | 15,30 | 2,10 | 11,00 |
| poêles à bois | RBF | 0,350 | 6,40 | 2,10 | 2,50 |

1. Rendements moyens issuent de "L'énergie au Québec, Édition 1995", Les Publications du Québec.
2. Les coûts sont exprimés en millions de dollars canadiens 1990 par 10 000 habitations.
3. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
4. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes tandis que celles au-dessous sont qualifiées de performantes.

Tableau A.1 (suite): Description des technologies du secteur résidentiel: logements dans immeubles locatifs de 10 logements et plus construits avant 1992 (unités: 10 000 logements; besoin énergétique: 0,271 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | RA6 | 0,600 | n/a | 0,37 | 8,10 |
| anciennes fournaises au gaz naturel | RA7 | 0,650 | n/a | 0,18 | 9,30 |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 5 ans | RAA | 1,000 | 8,31 | 0,37 | Nulle |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 10 ans | RAB | 1,000 | 8,31 | 0,37 | Nulle |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 15 ans | RAC | 1,000 | 8,31 | 0,37 | 1,90 |
| plinthes électriques | RA1 | 1,000 | 4,94 | Nul | 24,10 |
| fournaises améliorées au gaz naturel | RA2 | 0,710 | 6,74 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | RAU | 0,710 | 6,74 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | RAV | 0,710 | 6,74 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | RAW | 0,710 | 6,74 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées à l'huile | RA5 | 0,690 | 7,49 | 0,37 | Nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | RAX | 0,690 | 7,49 | 0,37 | Nulle |
| bi-énergie électr. et fourn. améliorées à l'huile | RA8 | 1,000 | 15,80 | 0,37 | Nulle |
| isolation - type 1 | RA3 | n/a | 160,43 | Nul | Nulle |
| isolation - type 2 | RA4 | n/a | 221,54 | Nul | Nulle |

1. Rendements moyens issuent de "L'énergie au Québec, Édition 1995", Les Publications du Québec.
2. Les coûts sont exprimés en millions de dollars canadiens 1990 par 10 000 habitations.
3. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
4. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.
5. Logements du Québec = 2/3 pour 2-9 logements et 1/3 pour 10+ logements.

Tableau A.1 (suite): Description des technologies du secteur résidentiel: logements dans immeubles locatifs de 2 à 9 logements construits avant 1992
(unités: 10 000 logements; besoin énergétique: 0,334 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | Capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | RH6 | 0.600 | n/a | 0.37 | 16.20 |
| anciennes fournaises au gaz naturel | RH7 | 0.650 | n/a | 0.18 | 17.60 |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 5 ans | RHA | 1.000 | 9.14 | 0.37 | nulle |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 10 ans | RHB | 1.000 | 9.14 | 0.37 | nulle |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 15 ans | RHC | 1.000 | 9.14 | 0.37 | 4.00 |
| plinthes électriques | RH1 | 1.000 | 5.44 | nul | 48.90 |
| fournaises améliorées au gaz naturel | RH2 | 0.710 | 7.41 | 0.18 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | RHU | 0.710 | 7.41 | 0.18 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | RHV | 0.710 | 7.41 | 0.18 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | RHW | 0.710 | 7.41 | 0.18 | nulle |
| fournaises améliorées à l'huile | RH5 | 0.690 | 8.24 | 0.37 | nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | RHX | 0.690 | 8.24 | 0.37 | nulle |
| bi-énergie électr. et fourn. améliorées à l'huile | RH8 | 1.000 | 17.38 | 0.37 | nulle |
| isolation - type 1 | RH3 | n/a | 58.77 | nul | nulle |
| isolation - type 2 | RH4 | n/a | 81.32 | nul | nulle |

1. Rendements moyens issuent de "L'énergie au Québec, Édition 1995", Les Publications du Québec.
2. Les coûts sont exprimés en millions de dollars canadiens 1990 par 10 000 habitations.
3. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1.000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
4. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.
5. Logements du Québec = 2/3 pour 2-9 logements et 1/3 pour 10+ logements.

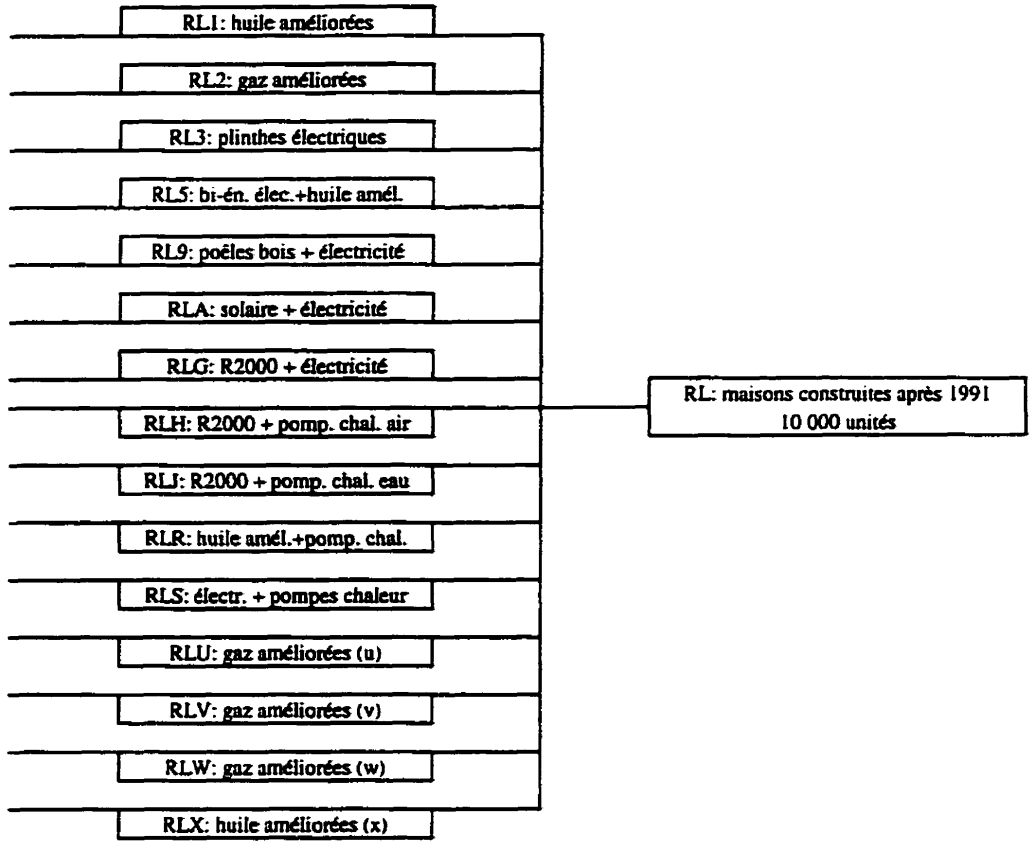



**Figure A.5: Secteur industriel:**
***maisons construites après 1991***

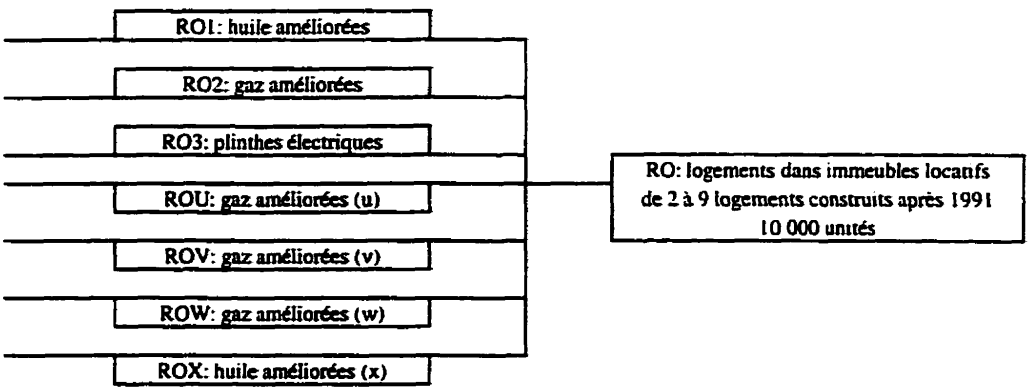



**Figure A.6: Secteur résidentiel:** ***logements dans immeubles locatifs de 2 À 9 logements construits après 1991***

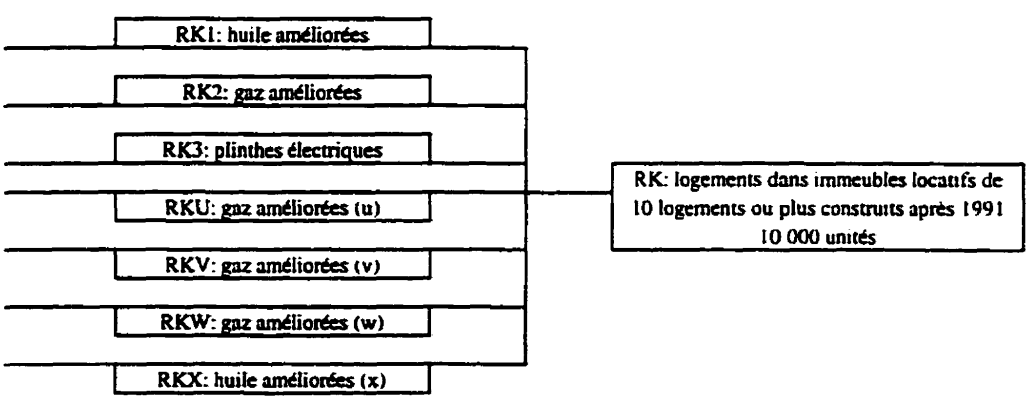



**Figure A.7: Secteur résidentiel:** ***logements dans immeubles locatifs de 10 logements ou plus construits après 1991***

Tableau A.2: Description des technologies du secteur résidentiel: maisons construites après 1991 (unités: 10 000 maisons; besoin énergétique: 0,451 pétajoules par unité par année; besion énergétique particulier des habitations R2000: 0,350 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| fournaises améliorées à l'huile | RL1 | 0,690 | 36,84 | 2,10 | 0,29 |
| fournaises améliorées au gaz naturel | RL2 | 0,710 | 32,50 | 1,82 | 0,49 |
| plinthes électriques | RL3 | 1,000 | 8,90 | 0,16 | 8,63 |
| bi-énergie électr. et fourn. améliorées à l'huile | RL5 | 1,000 | 54,72 | 2,10 | Nulle |
| plinthes électriques et poêles à bois | RL9 | 1,000 | 15,05 | 2,71 | 0,29 |
| plinthes électriques et solaire actif | RLA | 1,000 | 215,20 | 0,46 | Nulle |
| pomp. à chal. électr. eau-air et construc. R2000 | RLJ | 3,100 | 200,40 | 3,57 | Nulle |
| pomp. à chal. électr. air-air et construc. R2000 | RLH | 1,491 | 147,31 | 3,57 | Nulle |
| plinthes électriques et construction R2000 | RLG | 1,000 | 90,55 | 0,16 | Nulle |
| bi-én. pomp. à chal. et fourn. améliorées à l'huile | RLR | 1,000 | 116,98 | 5,66 | Nulle |
| pompes à chaleur électriques air-air | RLS | 1,400 | 71,15 | 3,73 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | RLU | 0,710 | 32,50 | 1,82 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | RLV | 0,710 | 32,50 | 1,82 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | RLW | 0,710 | 32,50 | 1,82 | Nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | RLX | 0,690 | 36,84 | 2,10 | Nulle |

1. Rendements moyens issuent de "L'énergie au Québec, Édition 1995", Les Publications du Québec.
2. Les coûts sont exprimés en millions de dollars canadiens 1990 par 10 000 habitations.
3. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.

Tableau A.2 (suite): Description des technologies du secteur résidentiel: logements dans immeubles locatifs de 10 logements et plus construits après 1991 (unités: 10 000 logements; besoin énergétique: 0,169 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| fournaises améliorées à l'huile | RK1 | 0,690 | 9,96 | 0,37 | 0,10 |
| fournaises améliorées au gaz naturel | RK2 | 0,710 | 9,21 | 0,18 | 0,14 |
| plinthes électriques | RK3 | 1,000 | 4,94 | nul | 2,18 |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | RKU | 0,710 | 9,21 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | RKV | 0,710 | 9,21 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | RKW | 0,710 | 9,21 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | RKX | 0,690 | 9,96 | 0,37 | Nulle |

Tableau A.2 (suite): Description des technologies du secteur résidentiel: logements dans immeubles locatifs de 2 à 9 logements construits après 1991 (unités: 10 000 logements; besoin énergétique: 0,208 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| fournaises améliorées à l'huile | RO1 | 0,690 | 10,95 | 0,37 | 0,20 |
| fournaises améliorées au gaz naturel | RO2 | 0,710 | 10,13 | 0,18 | 0,29 |
| plinthes électriques | RO3 | 1,000 | 5,44 | nul | 4,44 |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | ROU | 0,710 | 10,13 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | ROV | 0,710 | 10,13 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | ROW | 0,710 | 10,13 | 0,18 | Nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | ROX | 0,690 | 10,95 | 0,37 | Nulle |

1. Rendements moyens issuent de "L'énergie au Québec, Édition 1995", Les Publications du Québec.
2. Les coûts sont exprimés en millions de dollars canadiens 1990 par 10 000 habitations.
3. Logements du Québec = 2/3 pour 2-9 logements et 1/3 pour 10+ logements.

Tableau A.3: Description des technologies du secteur résidentiel: autres segments de demandes (unités: 10 000 appareils, sauf pour l'éclairage qui est en pétajoules) (toutes les technologies, sauf pour le segment de demande d'eau chaude, ont une efficacité de 1,000; pour les chauffes-eau, l'efficacité est insérée entre parenthèses à droite du nom de la table TCH)

| **demande: *air conditionné*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|
| existants | R11 | 0.0260 | 20.00 | 47.90 |
| seer 10 | R12 | 0.0192 | 23.04 | nulle |
| seer 12 | R13 | 0.0151 | 23.52 | nulle |
| seer 14 | R14 | 0.0135 | 24.13 | nulle |
| seer 10/VSD | R15 | 0.0127 | 26.50 | nulle |
| seer 12/VSD | R16 | 0.0112 | 27.09 | nulle |
| **demande: *réfrigération*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | capacité résiduelle |
| existants: 1340 | R21 | 0.0561 | 7.00 | 345.30 |
| 810 | R22 | 0.0325 | 7.44 | nulle |
| 699 | R23 | 0.0281 | 7.53 | nulle |
| **demande: *congélation*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | capacité résiduelle |
| existants: 1000 | R31 | 0.0369 | 5.00 | 131.40 |
| 583 | R32 | 0.0209 | 5.36 | nulle |
| 498 | R33 | 0.0179 | 5.55 | nulle |
| **demande: *éclairage*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | capacité résiduelle |
| existants: 908 | R41 | 1.0000 | 1.12 | 10.02 |
| 781 T | R42 | 0.8600 | 2.18 | nulle |
| 564 CF | R43 | 0.6200 | 34.00 | nulle |
| 437 T+CF | R44 | 0.4800 | 36.18 | nulle |
| **demande: *eau chaude*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | capacité résiduelle |
| chauffe-eau à l'huile | RX1 (0.67) | 0.125 | 4.70 | 16.08 |
| chauffe-eau au gaz naturel | RX2 (0.69) | 0.125 | 4.70 | 12.97 |
| chauffe-eau électriques | RX3 (1.00) | 0.125 | 2.50 | 257.95 |
| chauffe-eau solaire + électricité | RX6 (1.00) | 0.101 | 24.80 | nulle |

1. Les besoins énergétiques sont exprimés en pétajoules par unité par année.
2. Les coûts d'investissement sont exprimés en millions de $ canadiens 1990 par 10 000 appareils.
3. Deux autres segments existent pour comptabiliser l'énergie dans le secteur résidentiel (il n'y a aucune compétition technologique dans ces segments particuliers): ***(i) autres appareils électroménagers (R5)*** et ***(ii) agriculture (RG)***.

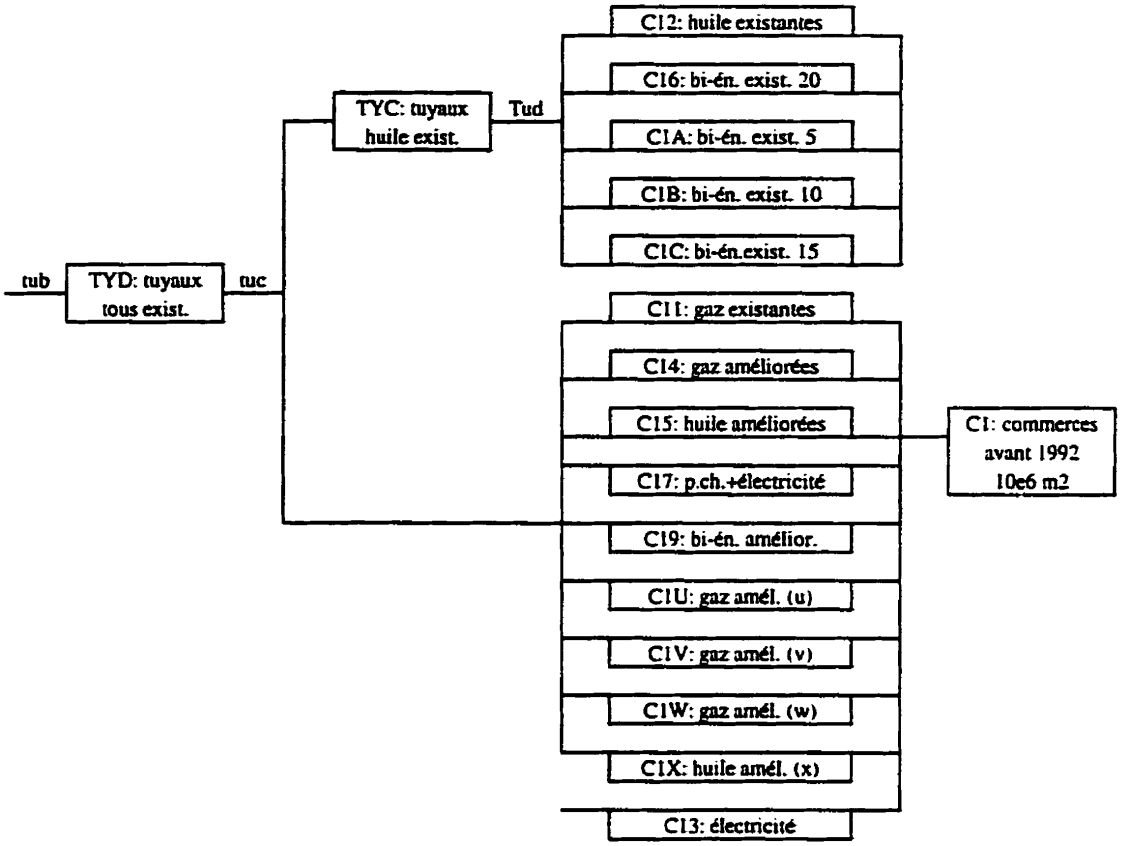



**Figure A.8: Secteur commercial:**
***espaces commerciaux construits avant 1992***

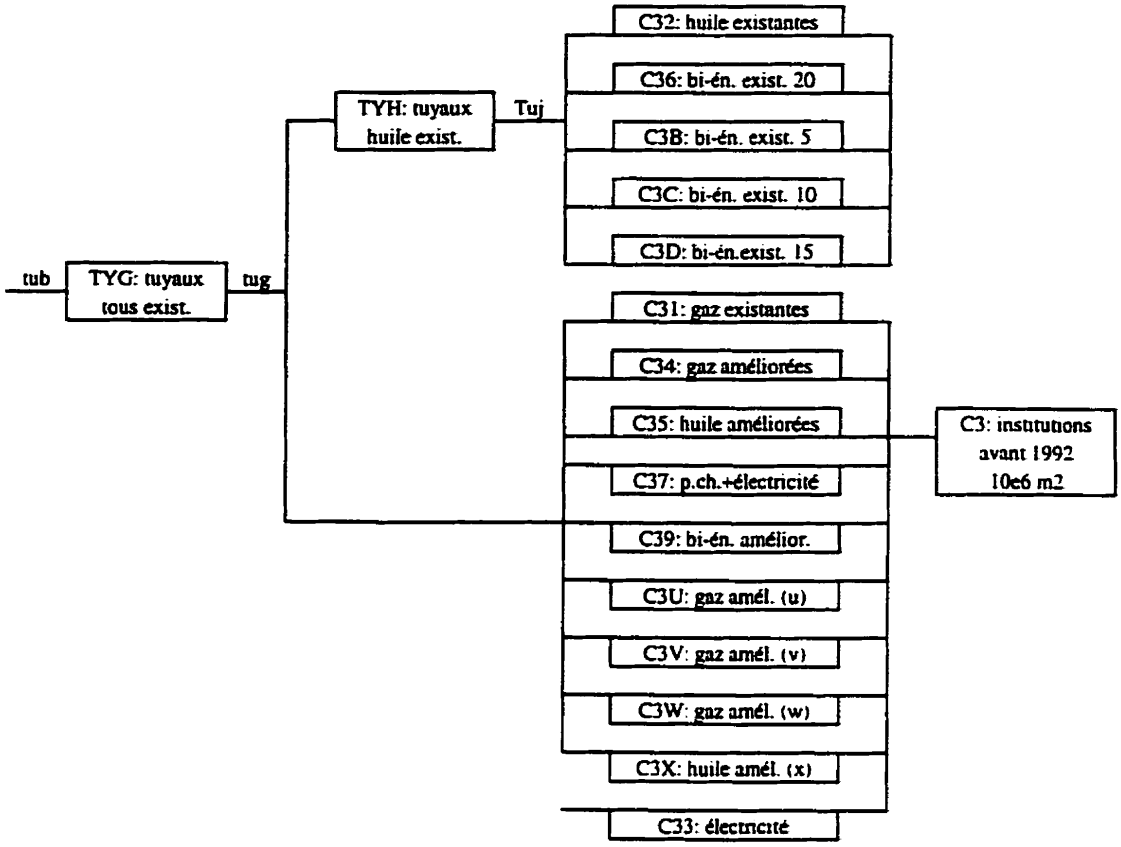



**Figure A.9: Secteur commercial:**
***espaces institutionnels construits avant 1992***

Tableau A.4: Description des technologies du secteur commercial: espaces commerciaux construits avant 1992 (unités: millions de mètres carrés; besoin énerg.: 0,615 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | C12 | 0,790 | n/a | 0,05 | 11,05 |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 20 ans | C16 | 1,000 | 3,50 | 0,05 | 4,01 |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 5 ans | C1A | 1,000 | 3,50 | 0,05 | nulle |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 10 ans | C1B | 1,000 | 3,50 | 0,05 | nulle |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 15 ans | C1C | 1,000 | 3,50 | 0,05 | nulle |
| anciennes fournaises au gaz naturel | C11 | 0,760 | n/a | 0,01 | 37,27 |
| fournaises améliorées au gaz naturel | C14 | 0,800 | 2,97 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées à l'huile | C15 | 0,800 | 3,16 | 0,05 | nulle |
| pompes à chaleur électriques air-air | C17 | 1,400 | 29,97 | 0,45 | 0,23 |
| bi-énergie électr. et fourn. à l'huile améliorées | C19 | 1,000 | 6,31 | 0,05 | 2,14 |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | C1U | 0,800 | 2,97 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | C1V | 0,800 | 2,97 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | C1W | 0,800 | 2,97 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | C1X | 0,800 | 3,16 | 0,05 | nulle |
| électricité | C13 | 1,000 | 2,08 | nul | 31,73 |

1. Rendements moyens issuent de "L'énergie au Québec. Édition 1995", Les Publications du Québec.
2. Les coûts sont exprimés en dollars canadiens 1990 par mètre carré.
3. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
4. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.

Tableau A.4 (suite): Description des tech. du secteur commercial: espaces institutionnels construits avant 1992 (unités: millions de mètres carrés; besoin énerg.: 0,988 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | C32 | 0,79 | n/a | 0,08 | 5,40 |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 20 ans | C36 | 1,00 | 5,63 | 0,08 | 1,99 |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 5 ans | C3B | 1,00 | 5,63 | 0,08 | nulle |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 10 ans | C3C | 1,00 | 5,63 | 0,08 | nulle |
| bi-énerg. électr. et anc. fourn. huile de vie 15 ans | C3D | 1,00 | 5,63 | 0,08 | nulle |
| anciennes fournaises au gaz naturel | C31 | 0,76 | n/a | 0,02 | 15,74 |
| fournaises améliorées au gaz naturel | C34 | 0,80 | 4,78 | 0,02 | 0,58 |
| fournaises améliorées à l'huile | C35 | 0,80 | 5,08 | 0,08 | nulle |
| pompes à chaleur électriques air-air | C37 | 1,40 | 48,26 | 0,72 | 0,30 |
| bi-énergie électr. et fourn. à l'huile améliorées | C39 | 1,00 | 10,16 | 0,08 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | C3U | 0,80 | 4,78 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | C3V | 0,80 | 4,78 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | C3W | 0,80 | 4,78 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | C3X | 0,80 | 5,08 | 0,08 | nulle |
| électricité | C33 | 1,00 | 3,35 | nul | 8,63 |

1. Rendements moyens issuent de "L'énergie au Québec, Édition 1995", Les Publications du Québec.
2. Les coûts sont exprimés en dollars canadiens 1990 par mètre carré.
3. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
4. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.

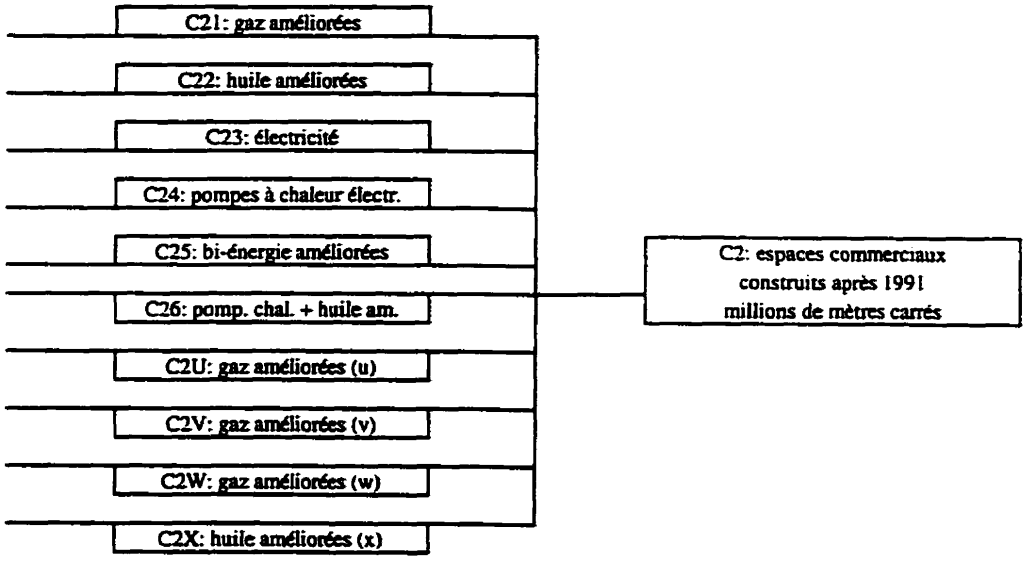



**Figure A.10: Secteur commercial:**
***espaces commerciaux construits après 1991***

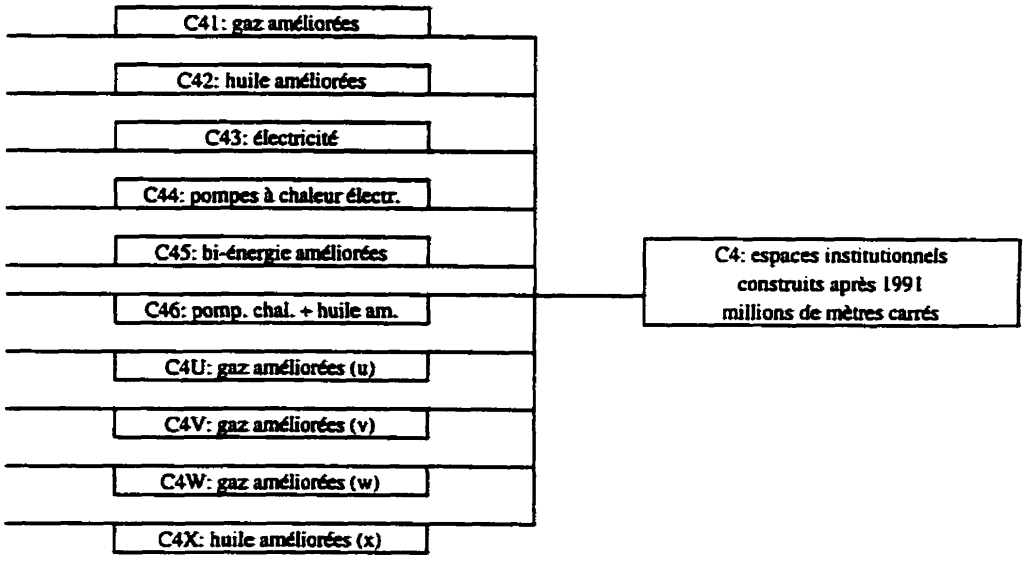



**Figure A.11: Secteur commercial:**
***espaces institutionnels construits après 1991***

Tableau A.5: Description des technologies du secteur commercial: espaces commerciaux construits après 1991 (unités: millions de mètres carrés; besoin énerg.: 0,530 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| fournaises améliorées au gaz naturel | C21 | 0,80 | 3,26 | 0,02 | 2,72 |
| fournaises améliorées à l'huile | C22 | 0,80 | 3,47 | 0,05 | 0,42 |
| électricité | C23 | 1,00 | 2,29 | nul | 3,18 |
| pompes à chaleur électriques air-air | C24 | 1,40 | 32,92 | 0,45 | 0,27 |
| bi-énergie électricité et fournaises améliorées | C25 | 1,00 | 6,93 | 0,05 | 0,06 |
| bi-énergie pompes à chaleur et fourn. améliorées | C26 | 1,00 | 32,92 | 0,45 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | C2U | 0,80 | 3,26 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | C2V | 0,80 | 3,26 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | C2W | 0,80 | 3,26 | 0,02 | nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | C2X | 0,80 | 3,47 | 0,05 | nulle |

Tableau A.5 (suite): Description des tech. du secteur commercial: espaces institutionnels construits après 1991 (unités: millions de mètres carrés; besoin énerg.: 0,851 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | nom de la table TCH | efficacité (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| fournaises améliorées au gaz naturel | C41 | 0,80 | 6,72 | 0,02 | 0,51 |
| fournaises améliorées à l'huile | C42 | 0,80 | 7,14 | 0,08 | 0,09 |
| électricité | C43 | 1,00 | 4,64 | nul | 0,73 |
| pompes à chaleur électriques air-air | C44 | 1,40 | 63,84 | 0,72 | 0,03 |
| bi-énergie électricité et fournaises améliorées | C45 | 1,00 | 6,72 | 0,08 | 0,08 |
| bi-énergie pompes à chaleur et fournaises | C46 | 1,00 | 63,84 | 0,23 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (u) | C4U | 0,80 | 6,72 | 0,02 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (v) | C4V | 0,80 | 6,72 | 0,02 | Nulle |
| fournaises améliorées au gaz naturel (w) | C4W | 0,80 | 6,72 | 0,02 | Nulle |
| fournaises améliorées à l'huile (x) | C4X | 0,80 | 7,14 | 0,08 | Nulle |

1. Rendements moyens issuent de "L'énergie au Québec, Édition 1995", Les Publications du Québec.
2. Les coûts sont exprimés en dollars canadiens 1990 par mètre carré.
3. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%: huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.

Tableau A.6: Description des tech. du secteur commercial: éclairage des espaces commerciaux et institutionnels (unités: millions de mètres carrés; toutes les tech. ont une efficacité de 1.00)

| ***commercial: fluorescent*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût var. annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| systèmes de base | C01 | 0.1779 | 1.47 | 0.08 | 93.08 |
| systèmes efficaces 1 | C02 | 0.1472 | 1.84 | 0.12 | nulle |
| systèmes efficaces 2 | C03 | 0.1267 | 4.39 | 0.13 | nulle |
| systèmes efficaces 3 | C04 | 0.0883 | 7.78 | 0.14 | nulle |
| systèmes efficaces 4 | C05 | 0.0435 | 9.77 | 0.33 | nulle |
| ***commercial: incandescent*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût var. annuel (2) | capacité résiduelle |
| systèmes de base | CG1 | 0.0742 | 0.04 | 0.17 | 93.08 |
| systèmes efficaces 1 | CG2 | 0.0269 | 1.18 | 0.51 | nulle |
| systèmes efficaces 2 | CG3 | 0.0166 | 1.07 | 0.46 | nulle |
| ***institutionnel: fluorescent*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût var. annuel (2) | capacité résiduelle |
| systèmes de base | CD1 | 0.1997 | 1.94 | 0.10 | 34.08 |
| systèmes efficaces 1 | CD2 | 0.1664 | 2.43 | 0.14 | nulle |
| systèmes efficaces 2 | CD3 | 0.1421 | 5.79 | 0.14 | nulle |
| systèmes efficaces 3 | CD4 | 0.0998 | 10.27 | 0.16 | nulle |
| systèmes efficaces 4 | CD5 | 0.0499 | 12.89 | 0.26 | nulle |
| ***institutionnel: incandescent*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût var. annuel (2) | capacité résiduelle |
| systèmes de base | CI1 | 0.0499 | 0.03 | 0.11 | 34.08 |
| systèmes efficaces 1 | CI2 | 0.0192 | 0.94 | 0.35 | nulle |
| systèmes efficaces 2 | CI3 | 0.0110 | 0.86 | 0.32 | nulle |

1. Les besoins énergétiques sont exprimés en pétajoules par unité par année.
2. Les coûts d'investissement sont exprimés en dollars canadiens 1990 par mètre carré.

Tableau A.7: Description des technologies du secteur commercial: autres segments de demandes (unités: millions de mètres carrés; toutes les technologies ont une efficacité de 1,00)

| ***air conditionné*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
|---|---|---|---|---|---|
| systèmes de base | C71 | 0,071 | 1,99 | 0,30 | 127,16 |
| systèmes efficaces | C72 | 0,057 | 2,19 | 0,03 | nulle |
| ***ventilation*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
| systèmes de base | C81 | 0,035 | 0,00 | nul | 127,16 |
| systèmes de CAV à VAV | C82 | 0,029 | 12,09 | nul | nulle |
| ***réfrigération*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
| systèmes de base | C91 | 0,038 | 0,00 | nul | 127,16 |
| isolation des portes | C92 | 0,034 | 14,77 | nul | nulle |
| compresseurs multiples | C93 | 0,030 | 16,40 | nul | nulle |
| ***force motrice*** description de la technologie | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle |
| moteurs réguliers | CP1 | 1,001 | 8,34 | nul | 1,47 |
| moteurs efficaces | CP2 | 0,974 | 9,25 | nul | nulle |

1. Les besoins énergétiques sont exprimés en pétajoules par unité par année.
2. Les coûts d'investissement sont exprimés en dollars canadiens 1990 par mètre carré.
3. Deux autres segments existent pour comptabiliser l'énergie dans le secteur commercial (il n'y a aucune compétition technologique dans ces segments particuliers): ***(i) autres consommations électriques (C6)*** et ***(ii) autres consommations d'énergie autre qu'électrique (CA)***.




**Figure A.12: Secteur industriel: *magnésium***




**Figure A.13: Secteur industriel : *titane***

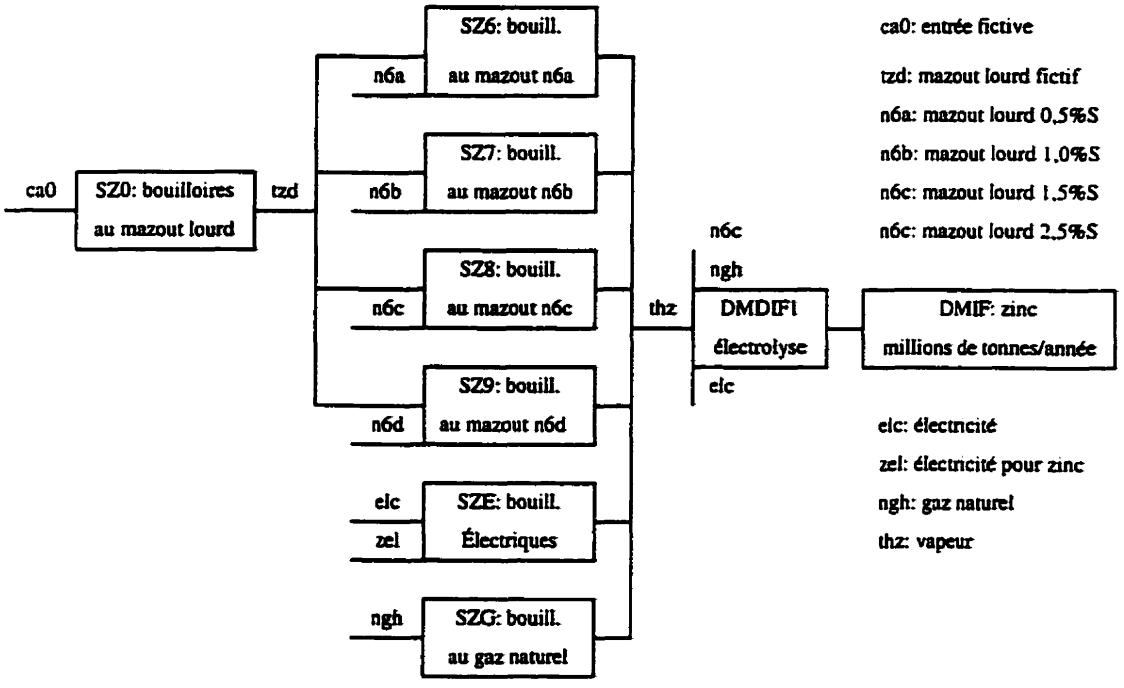



**Figure A.14: Secteur industriel: *zinc***

Tableau A.8: Consommations d'énergie en pétajoules par millions de tonnes de produits finis

| | électricité | gaz naturel | charbon | mazout lourd |
|---|---|---|---|---|
| magnésium | 83,09 | 88,10 | n/a | n/a |
| titane | 10,97 | n/a | 6,50 | n/a |
| zinc | 15,79 | 7,50 | n/a | 7,50 |

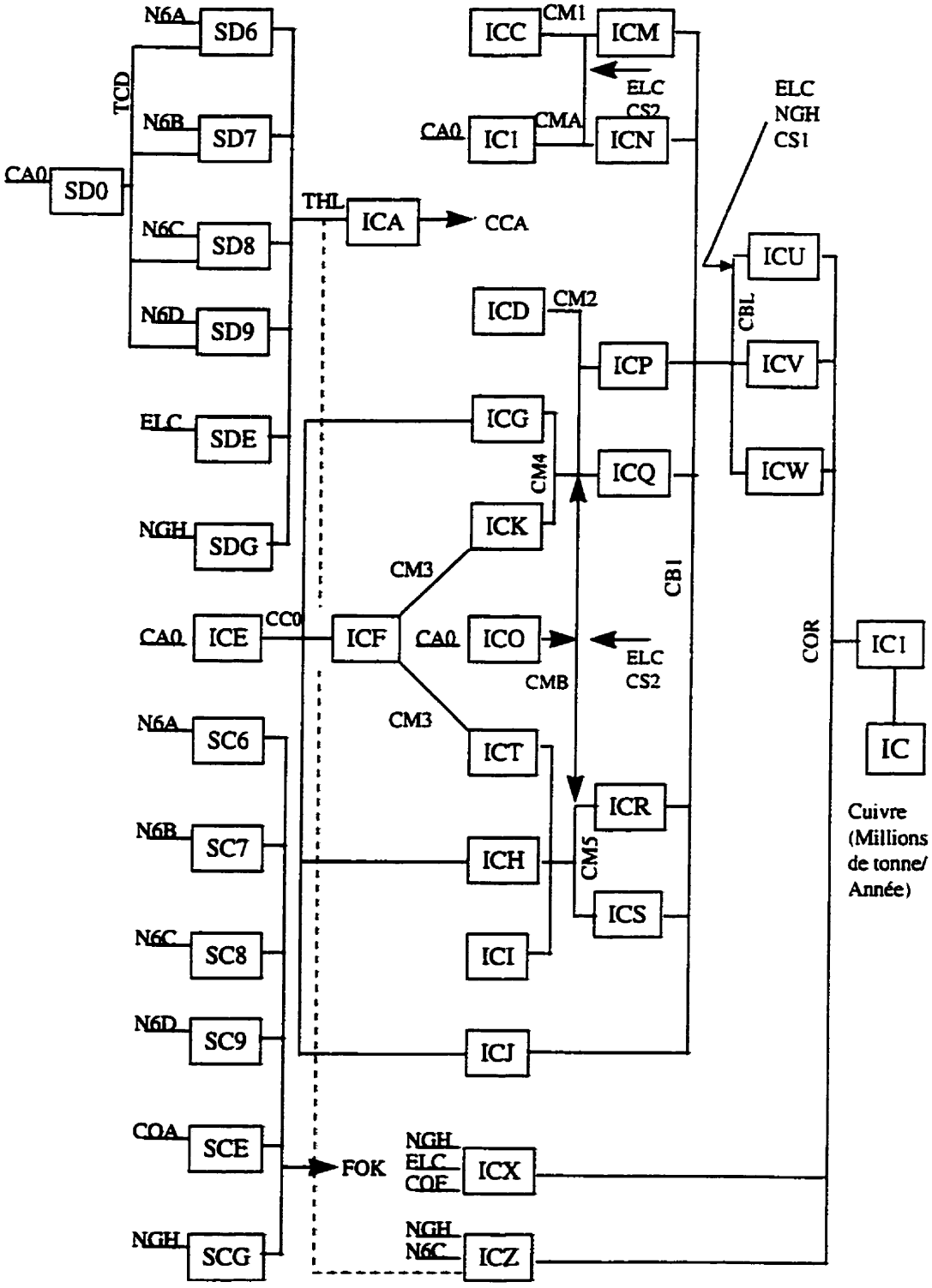



**Figure A.15: Secteur industriel: *cuivre***

## NOTES CONCERNANT LA PRODUCTION DU CUIVRE (VOIR Figure A.15)

1. Les technologies de procédés suivantes ont toutes **fok** en entrée: **icc, icd, icf, icj, icx, icm, icn, icp, icq, icr, ics, icu, icv** et **icw.**
2. Les technologies de procédés suivantes ont toutes **cca** et **elc** entrée: **icc, icd, icf, icg, ich, ici, icj** et **icz.**
3. La tech. de procédé **ica** possède les intrants suivants (en plus de **thl**): **coa, cop, elc, ngh, n6c** et **mel.**
4. Les technologies de procédés **ica** et **sde** ont **mel** en entrée.
5. Les technologies de procédés **icc, icm** et **icn** ont **gel** en entrée.
6. Les tech. de procédés suivantes ont toutes **hel** en entrée: **icd, icf, icg, ich, ici, icj, icp, icq, icr** et **ics.**
7. Les entrées fictives **mel, gel** et **hel** mentionnées en (4), (5) et (6) sont utilisées pour comptabiliser la consommation d'électricité dans les différents secteurs de l'industrie du cuivre (**mel** pour la mine, **gel** pour Gaspé et **hel** pour Horne).

| | | | |
|---|---|---|---|
| sd0: | bouilloires fictives au mazout lourd | icg: | "retrof. nor. react. auto. and rev." |
| sd6: | bouilloires au mazout n6a | ick: | technologie fictive qui transforme le cm3 en cm4 |
| sd7: | bouilloires au mazout n6b | ico: | "ps conv. 30% and 73% matte" |
| sd8: | bouilloires au mazout n6c | ict: | technologie fictive qui transforme le cm3 en cm5 |
| sd9: | bouilloires au mazout n6d | ich: | "retrof. nor. react. autogenous" |
| sde: | bouilloires électrique | ici: | "new nor. react. autogenous" |
| sdg: | bouilloires au gaz naturel | icj: | "nor. react. continuous process" |
| ice: | réacteur Noranda existant à capacité partagée | icx: | "refining anode from flin flon" |
| sc6: | change n6a en fok | icz: | usine hydro-métallurgique |
| sc7: | change n6b en fok | icm: | "ps conv. 30% matte 10% scrap2" |
| sc8: | change n6c en fok | icn: | "ps conv. 30% matte 20% scrap2" |
| sc9: | change n6d en fok | icp: | "ps conv. 30%, 73% matte 10% scrap2" |
| sck: | change coa en fok | icq: | "ps conv. 30%, 73% matte 20% scrap2" |
| scg: | change ngh en fok | icr: | "ps conv. 73% matte 10% scrap2" |
| ica: | extraction et concentration du minerai | ics: | "ps conv. 73% matte 20% scrap2" |
| icf: | réacteur Noranda existant | icu: | "refining copper at ccr" |
| icc: | "hot calcine smelting" avec oxygène | icv: | "ref. retr. precious metal recov." |
| icl: | "pierce smith conv. 30% matte" | icw: | "new refining with metal recov." |
| icd: | "rev. furnace o2 wet charge" | icl: | technologie de demande pour le cuivre |
| ca0: | entrée fictive | cof: | "cu anode flin flon" |
| tcd: | mazout lourd fictif pour bouilloires du cuivre | cml: | "cu matte rev. calcine" |
| n6a: | mazout lourd 0,5%S | cma: | "conv. 30% matte" |
| n6b: | mazout lourd 1,0%S | cm2: | "cu matte rev. wet charge" |
| n6c: | mazout lourd 1,5%S | cm4: | "cm retrf. nor. rev." |
| n6d: | mazout lourd 2,5%S | cmb: | "dummy output c. 30% & 73% matte" |
| elc: | électricité | cm5: | "cm autogenous noranda" |
| ngh: | mixte gaz naturel et hydrogène | cs2: | "cu scrap 2nd quality" |
| coa: | charbon et coke | csl: | "cu scrap 1st quality" |
| thl: | vapeur | cbl: | "copper blister" |
| cc0: | entrée fictive (Noranda) | cor: | cuivre raffiné |
| fok: | chaleur directe | cop: | minerai de cuivre |
| cca: | concentré de cuivre | mel: | comptabilisation de l'électr. pour la mine |
| cm3: | "cu matte 73% copper" | gel: | comptabilisation de l'électricité à Horne |
| | | hel: | comptabilisation de l'électricité à Gaspé |

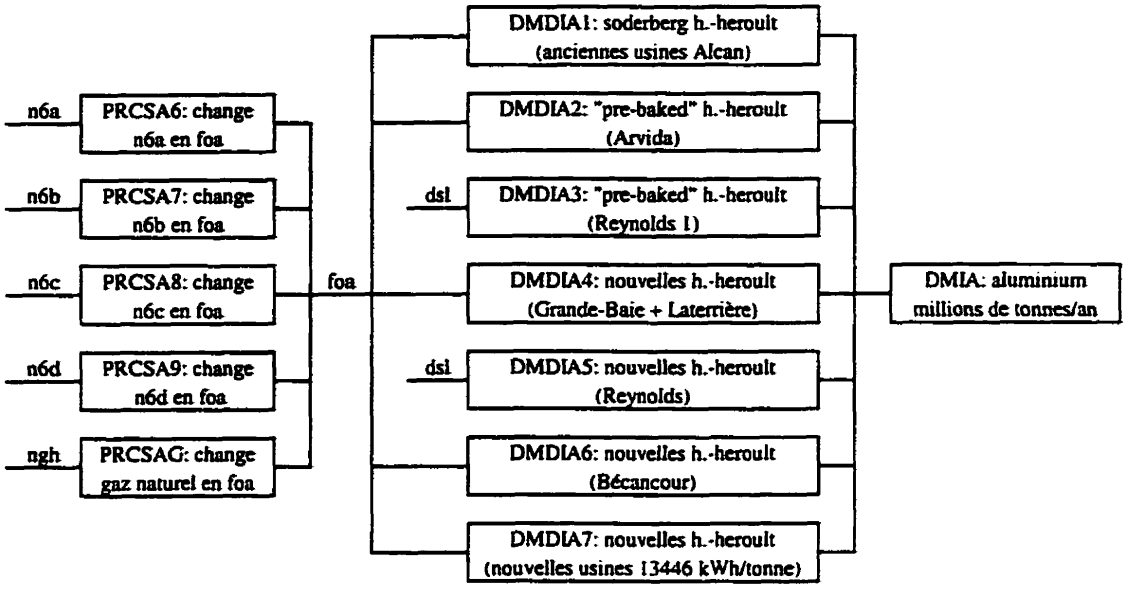



**Figure A.16: Secteur industriel: *aluminium***

n6a: mazout lourd 0.5%S
n6b: mazout lourd 1.0%S
n6c: mazout lourd 1.5%S
n6d: mazout lourd 2.5%S

ngh: gaz naturel
foa: "direct fuel"

dsl: mazout léger
elc: électricité
coa: charbon
ali: alumine importé

apc: "anode petroleum coke"
pit: "pitch"

**Notes:** (1) Toutes les technologies de demande consomment les formes d'énergie suivantes: **elc, coa, ali, apc et pit.**
(2) Les sigles utilisés dans le tableau 9 sont définis ci-haut.
(3) La description précise des technologies de demande est présentée au tableau 10 (page suivante).

Tableau A.9: Description des technologies du secteur industriel: production d'aluminium; toutes les technologies ont une efficacité de 1,00; (unités: millions de tonnes)
(voir la figure 16 pour connaître la signification des sigles utilisés dans le présent tableau)

| description technologique | IA1 | IA2 | IA3 | IA4 | IA5 | IA6 | IA7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| besoin énerg. de ALI (pétajoules/unité) | 1,945 | 1,945 | 1,945 | 1,945 | 1,945 | 1,945 | 1,945 |
| besoin énerg. de ELC (pétajoules/unité) | 72,244 | 69,467 | 60,370 | 62,068 | 55,121 | 52,509 | 48,444 |
| besoin énerg. de APC (pétajoules/unité) | 18,167 | 15,862 | 15,862 | 15,862 | 15,862 | 15,862 | 15,862 |
| besoin énerg. de PIT (pétajoules/unité) | 6,187 | 4,740 | 4,740 | 4,740 | 4,740 | 4,740 | 4,740 |
| besoin énerg. de DSL (pétajoules/unité) | n/a | n/a | 6,240 | n/a | 6,240 | n/a | n/a |
| besoin énerg. de COA (pétajoules/unité) | 1,500 | 1,100 | 1,100 | 1,100 | 1,100 | 1,100 | 1,100 |
| besoin énerg. de FOA (pétajoules/unité) | 3,190 | 6,240 | n/a | 6,240 | n/a | 6,240 | 6,240 |
| coût d'invest. (10e6cdn90/unité/année) | 6745,0 | 5510,0 | 5757,0 | 5670,0 | 6240,0 | 5510,0 | 5510,0 |
| coût fixe annuel (10e6cdn90/unité) | 650,0 | 610,0 | 645,0 | 683,0 | 710,0 | 675,0 | 675,0 |
| capacité résiduelle (unités/année) | 0,352 | 0,083 | 0,102 | 0,371 | 0,177 | 0,910 | 0,000 |

Tableau A.10: Description des technologies du secteur industriel: Production d'aluminium (ce tableau complète la figure 16 et le tableau 9)

| description technologique | capacité résiduelle (10e6 tonnes/année) | consommation d'électricité (kWh/tonne) | consommation d'électricité (pétajoules/10e6 tonnes) |
|---|---|---|---|
| 64% Jonquière | 148,48 | 19 281,00 | 69,47 |
| Beauharnois | 47,00 | 19885,00 | 71,64 |
| Isle Maligne | 73,00 | 20 391,00 | 73,47 |
| Shawinigan | 84,00 | 21 212,00 | 76,43 |
| **total IA1: soderberg h.-heroult (anciennes usines Alcan)** | 352,48 | 20 051,60 | 72,24 |
| 36% Jonquière | 83,52 | 19 281,00 | 69,47 |
| **total IA2: "pre-baked" h.-heroult (Arvida)** | 83,52 | 19 281,00 | 69,47 |
| 64% Reynolds 1 | 102,40 | 16 756,00 | 60,37 |
| **total IA3: "pre-baked" h.-heroult (Reynolds 1)** | 102,40 | 16 756,00 | 60,37 |
| Grande-Baie | 171,00 | 17 512,00 | 63,09 |
| Laterrière | 200,00 | 16 984,00 | 61,19 |
| **total IA4: nouvelles h.-heroult (nouvelles usines Alcan)** | 371,00 | 17 227,36 | 62,07 |
| 36% Reynolds 1 | 57,60 | 16 756,00 | 60,37 |
| Reynolds 2 | 120,00 | 14 600,00 | 52,60 |
| **total IA5: nouvelles h.-heroult (Reynolds)** | 177,60 | 15 299,24 | 55,12 |
| Reynolds 3 | 120,00 | 14 892,00 | 53,65 |
| ABI 1ère ligne | 120,00 | 14 600,00 | 52,60 |
| ABI 2ième ligne | 120,00 | 14 600,00 | 52,60 |
| ABI 3ième ligne | 120,00 | 14 600,00 | 52,60 |
| Alouette 1ère ligne | 215,00 | 14 668,00 | 52,85 |
| Lauralco | 215,00 | 14 260,00 | 51,38 |
| Alouette 2ième ligne | 0,00 | 14 668,00 | 52,85 |
| **total IA6: nouvelles h.-heroult (Bécancour)** | 910,00 | 14 574,24 | 52,51 |
| nouvelles h.-heroult performantes | 0,00 | 13 446,00 | 48,44 |
| **total IA7: nouvelles h.-heroult usines 13446 kWh/tonne)** | 0,00 | 13 446,00 | 48,44 |

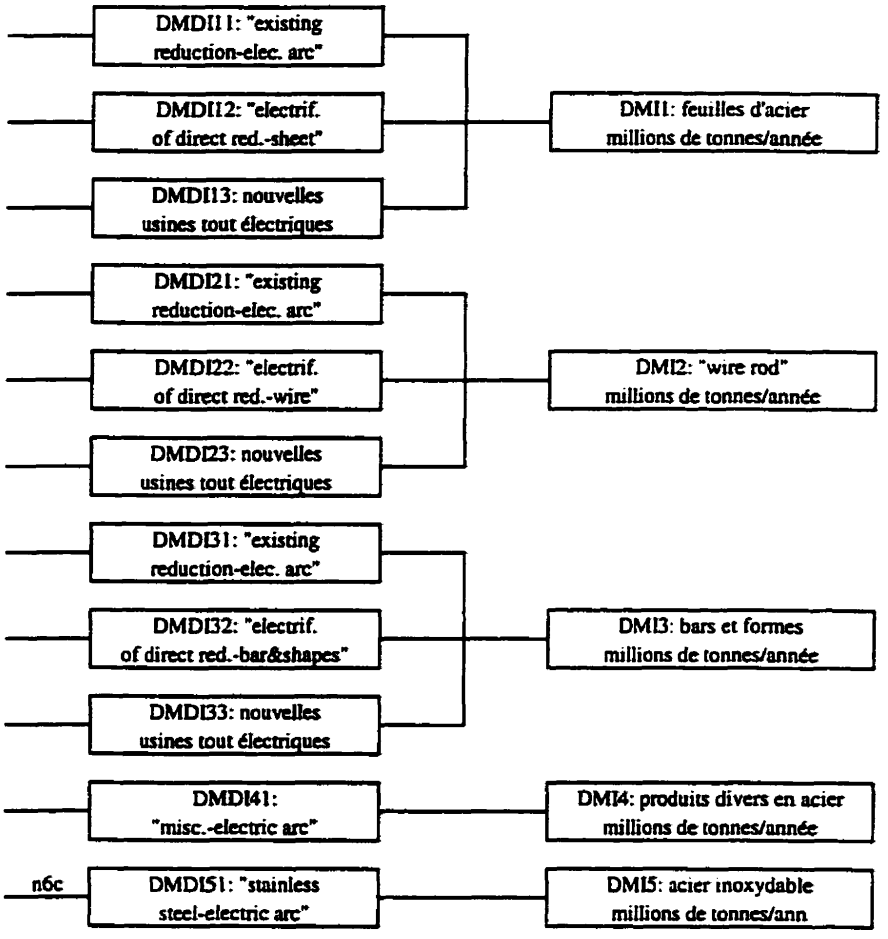



**Figure A.17: Secteur industriel: *acier***

Notes: (1) Toutes les technologies de demande consomment de l'électricité et du gaz naturel.
(2) n6c: mazout lourd 1.5%S

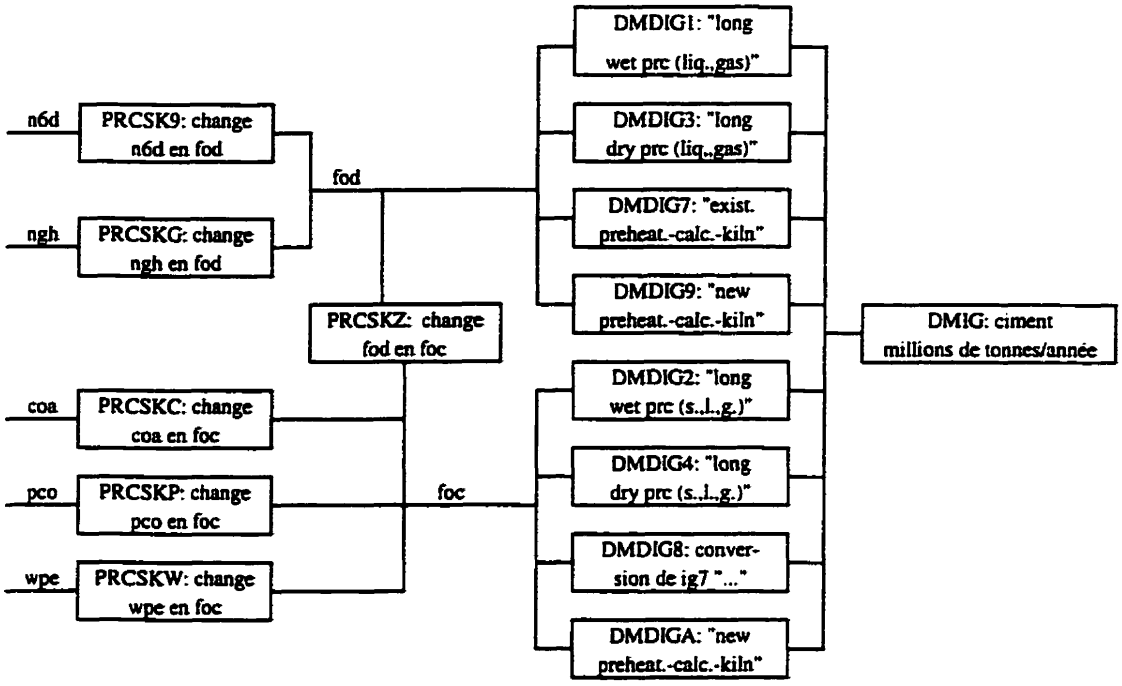


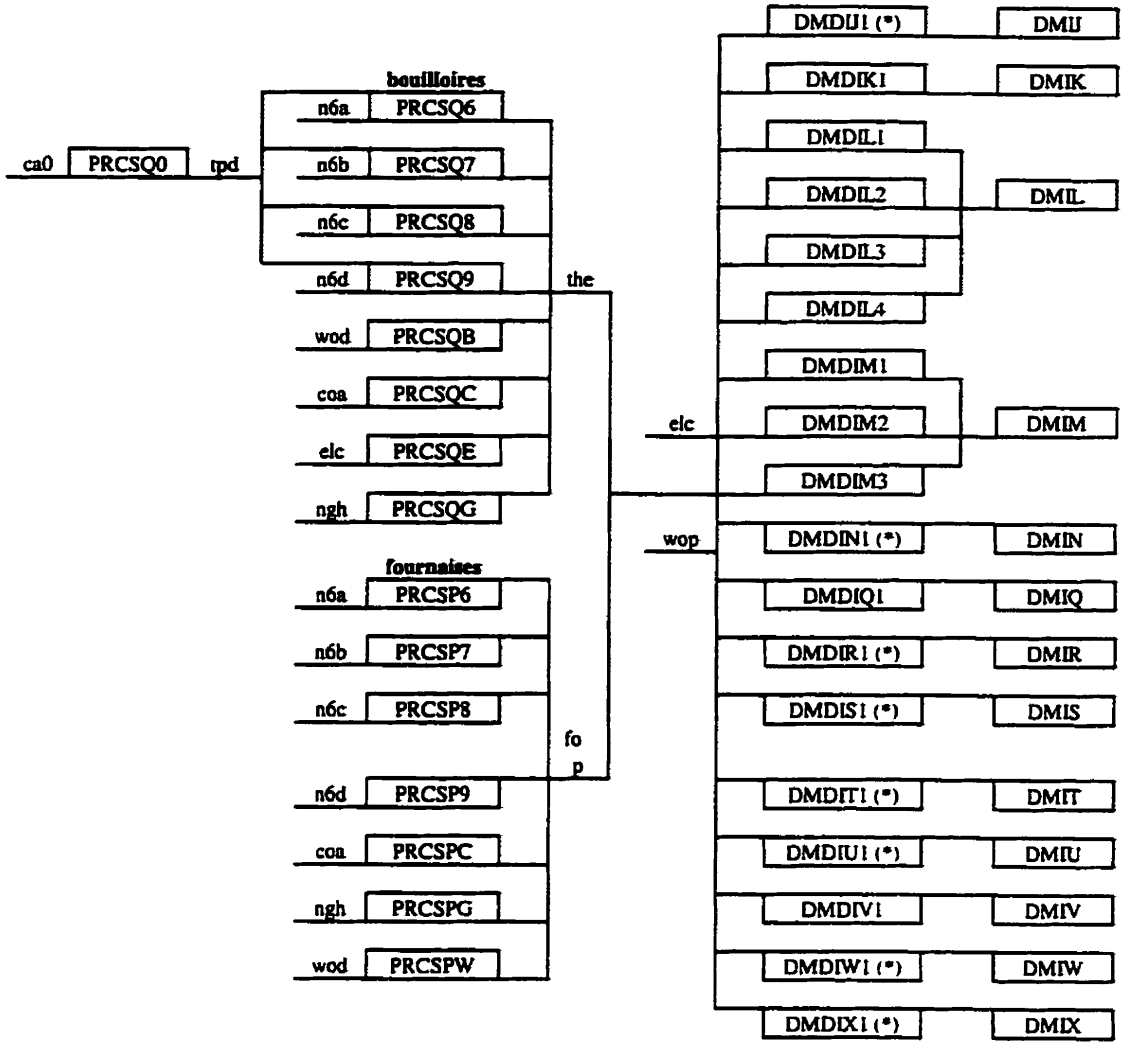

**Figure A.18: Secteur industriel: *ciment***

n6d: mazout lourd 2.5%S
ngh: gaz naturel
coa: charbon
pco: coke de pétrole
wpe: "wood pellets"
fod: chaleur (liquide, gaz)
foc: chaleur (solide, liquide, gaz)
elc: électricité

Notes: (1) Toutes les technologies de demande consomment de l'électricité.
(2) Les sigles utilisés dans le tableau 11 sont définis ci-haut.

Tableau A.11: Description des technologies du secteur industriel: production de ciment: toutes les technologies ont une efficacité de 1,00; (unités: millions de tonnes) (voir la figure 18 pour connaître la signification des sigles utilisés dans le présent tableau)

| description technologique | IG1 | IG2 | IG3 | IG4 | IG7 | IG8 | IG9 | IGA |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| besoin énerg. de ELC (pétajoules/unité) | 0,405 | 0,405 | 0,456 | 0,456 | 0,449 | 0,449 | 0,449 | 0,449 |
| besoin énerg. de FOD (pétajoules/unité) | 3,349 | n/a | 2,612 | n/a | 2,034 | n/a | 2,035 | n/a |
| besoin énerg. de FOC (pétajoules/unité) | n/a | 3,349 | n/a | 2,612 | n/a | 2,035 | n/a | 2,035 |
| coût d'invest. (10e6cdn90/unité/an) | 333,0 | 357,0 | 325,0 | 350,0 | 303,0 | 30,50 | 303,0 | 328,0 |
| coût fixe annuel (10e6cdn90/unité) | 43,0 | 44,0 | 43,0 | 44,0 | 41,0 | 42,0 | 41,0 | 42,0 |
| capacité résiduelle (unités/année) | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,898 | 0,735 | 0,735 | 0,0 | 2,535 |




## Figure A.19: Secteur industriel: *pâtes et papiers*

**formes énergétiques**

ca0: entrée fictive
tpd: mazout lourd fictif
n6a: mazout lourd 0,5%S
n6b: mazout lourd 1,0%S
n6c: mazout lourd 1,5%S
n6d: mazout lourd 2,5%S
wod: bois pour brouilloires et fournaises
coa: charbon
elc: électricité
ngh: gaz naturel
the: vapeur
fop: "direct fuel"
wop: bois pour les technologies de demandes du secteur des pâtes et papiers

**technologies de procédés (PRC)**

sq0: bouilloires au mazout lourd
sq6: bouilloires au mazout lourd 0,5%S
sq7: bouilloires au mazout lourd 1,0%S
sq8: bouilloires au mazout lourd 1,5%S
sq9: bouilloires au mazout lourd 2,5%S
sqb: bouilloires à la biomasse
sqc: bouilloires au charbon
sqe: bouilloires électriques
sqg: bouilloires au gaz naturel
sp6: fournaises au mazout lourd 0,5%S
sp7: fournaises au mazout lourd 1,0%S
p8: fournaises au mazout lourd 1,5%S
sp9: fournaises au mazout lourd 2,5%S
spc: fournaises au charbon
spg: fournaises au gaz naturel
spw: fournaises au bois

Notes: (1) Seules les tech. marquées d'une * consomment fop.
(2) Toutes les tech. de dem. consomment the, elc et wop.
(3) Les tech. de dem. (DMD) et les dem. (DM) sont définis à la page suivante.
(4) Certains sigles utilisés dans les tableaux 12 et 13 sont définis ci-contre.

## SUITE DE LA Figure A.19 CONCERNANT LE SECTEUR INDUSTRIEL: *PÂTES ET PAPIERS*

**technologies de demandes (DMD)**

ij1: pâte Kraft blanchie
ik1: pâte CTMP blanchie
il1: papier journal existant sgw/lys
il2: papier journal sgw/uhs de sgw/lys
il3: papier journal sgw/ctmp/s de sgw/lys
il4: papier journal 100% TMP de sgw/lys
im1: papier journal nouveau sgw/uhs
im2: papier journal nouveau sgw/ctmp/sul.
im3: papier journal nouveau tout TMP
in1: autre papier journal (Kraft)
iq1: panneaux
ir1: livres et écriture
is1: papier Kraft
it1: papier de soie
iu1: "linerboard"
iv1: papier ondulé
iw1: carton compact
ix1: bottins, circulaires, etc

**segments de demandes (DM) (millions de tonnes par année)**

ij: pâte Kraft blanchie
ik: pâte CTMP blanchie
il: papier journal existant non-Kraft
im: papier journal future non-Kraft
in: papier journal Kraft
iq: panneaux
ir: livres et écriture
is: papier Kraft (sacs d'emballage)
it: papier de soie
iu: "linerboard"
iv: papier ondulé
iw: carton compact
ix: bottins, circulaires, etc

Note: Certains sigles utilisés dans les tableau 12 et 13 sont définis ci-haut.

Tableau A.12: Description des technologies du secteur industriel: secteur des pâtes et papiers; toutes les technologies ont une efficacité de 1,00; (unités: millions de tonnes)
(voir la figure 19 et ci-haut pour connaître la signification des sigles utilisés dans le présent tableau)

| description technologique | IL1 | IL2 | IL3 | IL4 | IM1 | IM2 | IM3 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| besoin énerg. de THE (pétajoules/unité) | 5,18 | 6,72 | 4,97 | 4,20 | 6,72 | 4,97 | 4,20 |
| besoin énerg. de WOP (pétajoules/unité) | 1,24 | 1,16 | 1,19 | 1,18 | 1,16 | 1,19 | 1,18 |
| besoin énerg. de ELC (pétajoules/unité) | 7,80 | 9,25 | 8,60 | 11,80 | 9,23 | 9,06 | 13,90 |
| coût d'invest. (10e6cdn90/unité/année) | 1554,60 | 585,63 | 633,09 | 529,07 | 1554,5 | 1601,99 | 1497,97 |
| coût fixe annuel (10e6cdn90/unité) | 309,62 | 284,49 | 305,25 | 250,07 | 284,49 | 305,25 | 250,07 |
| capacité résiduelle (unités/année) | 0,897 | 0,176 | 0,354 | 1,316 | 0,000 | 0,000 | 0,234 |

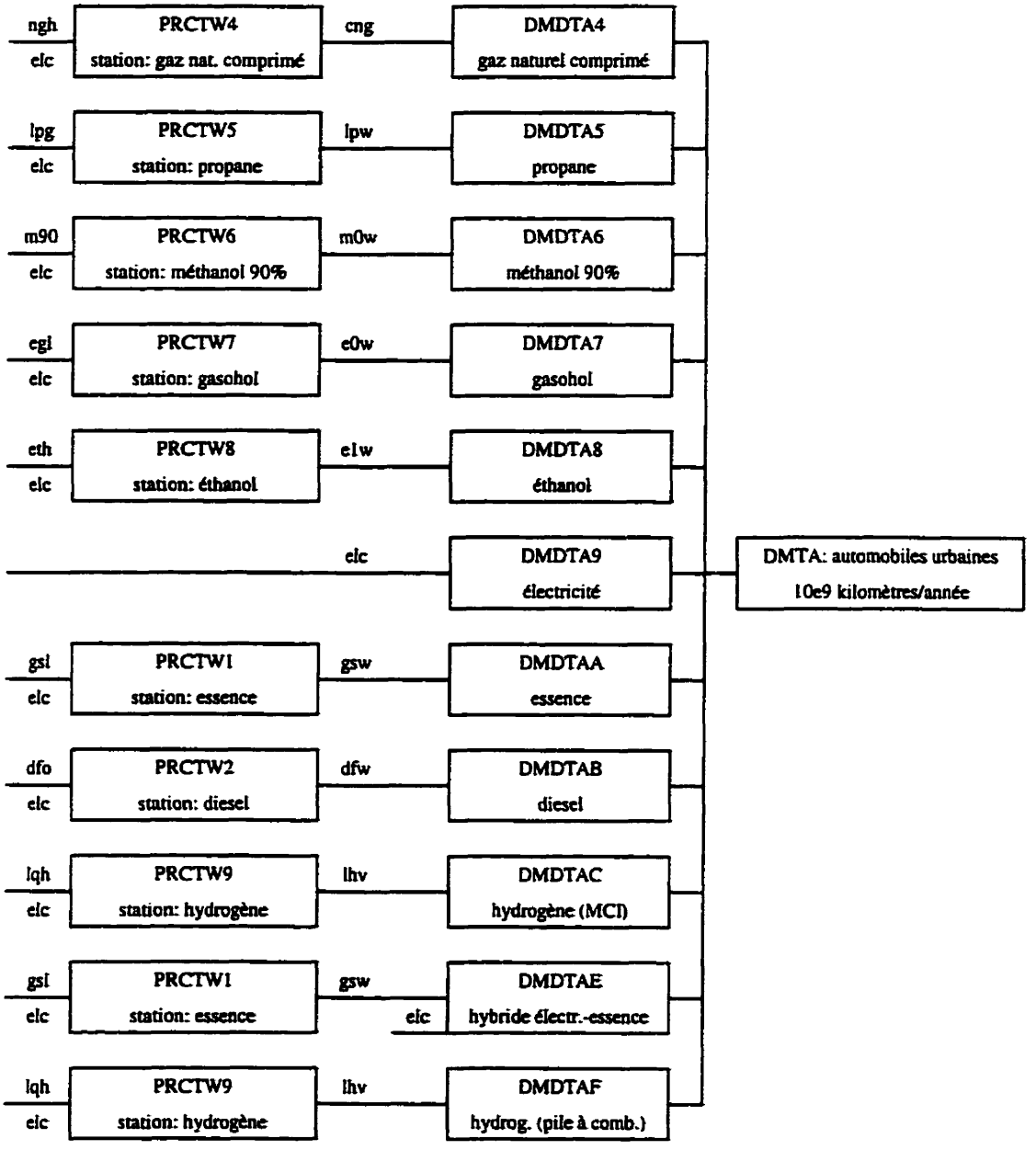
**Note:** Les autres technologies de demandes de ce secteur servent à comptabiliser les consommations des différentes formes d'énergie pour chaque segment de demande autre que IL et IM. Pour ces technologies particulières, seuls les besoins énergétiques sont présentés au tableau suivant (voir tableau 13).

Tableau A.13: Description des technologies du secteur industriel: secteur des pâtes et papiers; toutes les technologies ont une efficacité de 1,00; (unités: millions de tonnes)
(voir la figure 19 et ci-haut pour connaître la signification des sigles utilisés dans le présent tableau)

| besoin énerg. (pj/unité) | IJ1 | IK1 | IN1 | IQ1 | IR1 | IS1 | IT1 | IU1 | IV1 | IW1 | IX1 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| FOP | 2,70 | n/a | 0,30 | n/a | 2,30 | 2,80 | 1,70 | 2,90 | n/a | 0,70 | 0,60 |
| THE | 16,52 | 5,04 | 6,09 | 0,84 | 16,59 | 16,10 | 14,84 | 13,72 | 7,21 | 9,73 | 9,10 |
| ELC | 2,72 | 11,01 | 9,76 | 2,62 | 5,36 | 3,79 | 7,54 | 2,67 | 5,11 | 5,31 | 8,21 |
| WOP | 2,29 | 1,15 | 1,25 | 1,12 | 2,04 | 2,16 | 1,92 | 1,97 | 1,32 | 1,33 | 1,32 |

Note: Tel que mentionné dans la note au bas du tableau 12, les technologies de demandes du présent tableau sont utilisées pour comptabiliser les consommations des différentes formes énergétiques pour chacun des segments de demande du secteur des pâtes et papiers autre que IL et IM. Aucune compétitivité technologique n'est modélisée dans les segments de demandes du présent tableau.

**Remarque:** Deux autres segments de demandes servant à comptabiliser les consommations de différentes formes énergétiques sont présents dans le secteur industriel: ***(i) autres industries (I9)*** et ***(ii) autres moteurs diesel (I0).*** Il n'y a pas de compétitivité technologique dans ces deux segments de demandes. De plus, quatre segments de demandes de ce genre sont présents dans un secteur appelé *secteur non-énergétique*: ***(i) pétrochimie (N1), (ii) asphalte (N2), (iii) lubrifiants (N3)*** et ***(iv) gaz de pétrole liquide pour usages non-énergétiques.***




## Figure A.20: Secteur des transports: *automobiles urbaines*

Note: Les sigles utilisés pour représenter les formes énergétiques modélisées dans le secteur des transports sont définis ci-bas. Ils seront utilisés dans toutes les figures de ce secteur.

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| ngh: | mixte gaz naturel et hydrogène | lpg: | gaz naturel liquéfié pour le transport | m90: | méthanol 90 |
| cng: | gaz naturel comprimé pour véhicules | lpw: | propane pour véhicules | m0w: | méth. 90% pour véhic. |
| egl: | gasohol | eth: | éthanol | mex: | méthanol 100% |
| e0w: | gasohol pour véhicules | e1w: | éthanol pour véhicules | elc: | électricité |
| gsl: | essence | dfo: | diesel | lqh: | hydrogène liquide |
| gsw: | essence pour véhicules | dfw: | diesel pour véhicules | lhv: | hydrog. liq. pour véhic. |

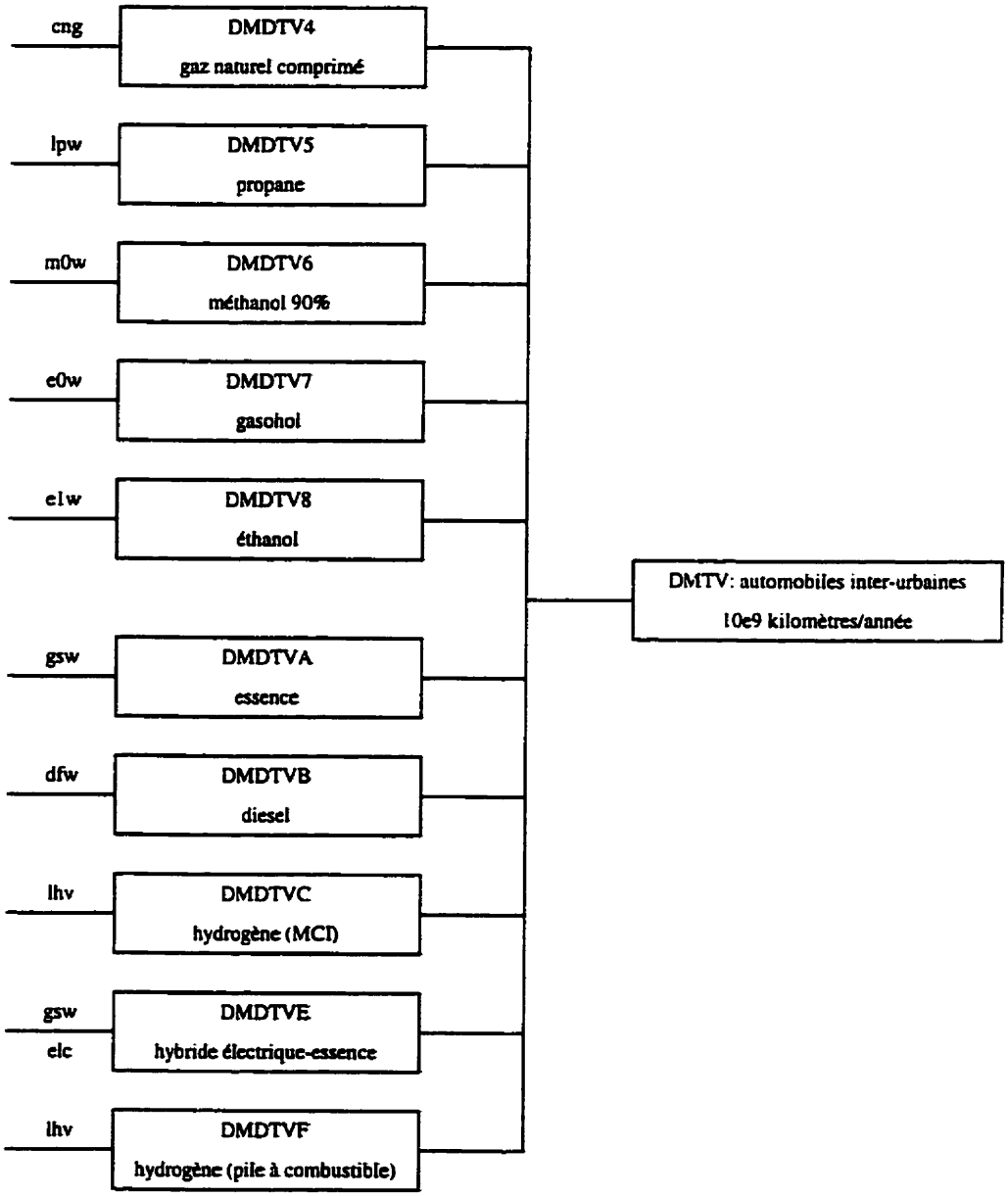



**Figure A.21: Secteur des transports:**
***automobiles inter-urbaines***

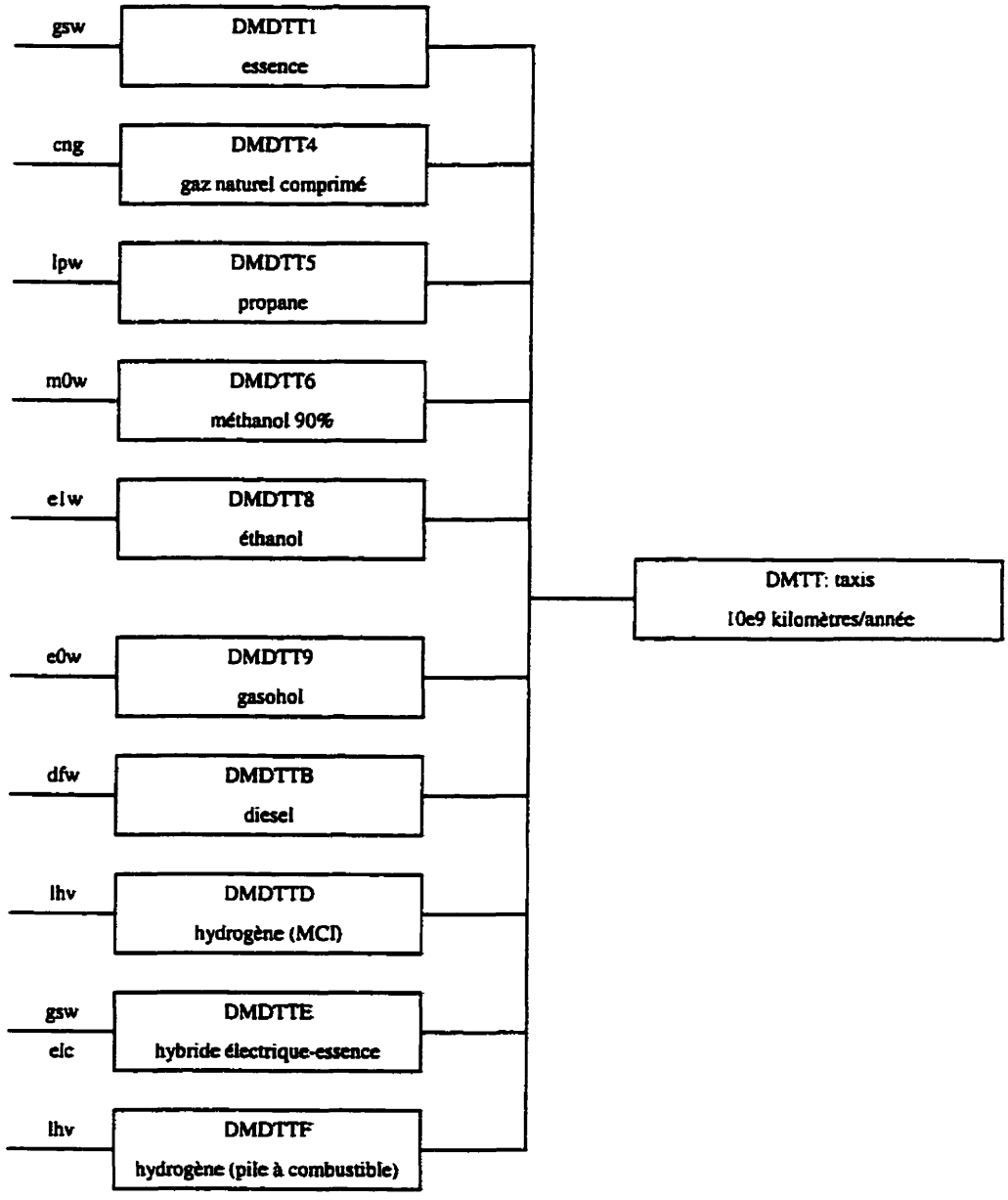



**Figure A.22: Secteur des transports: *taxis***

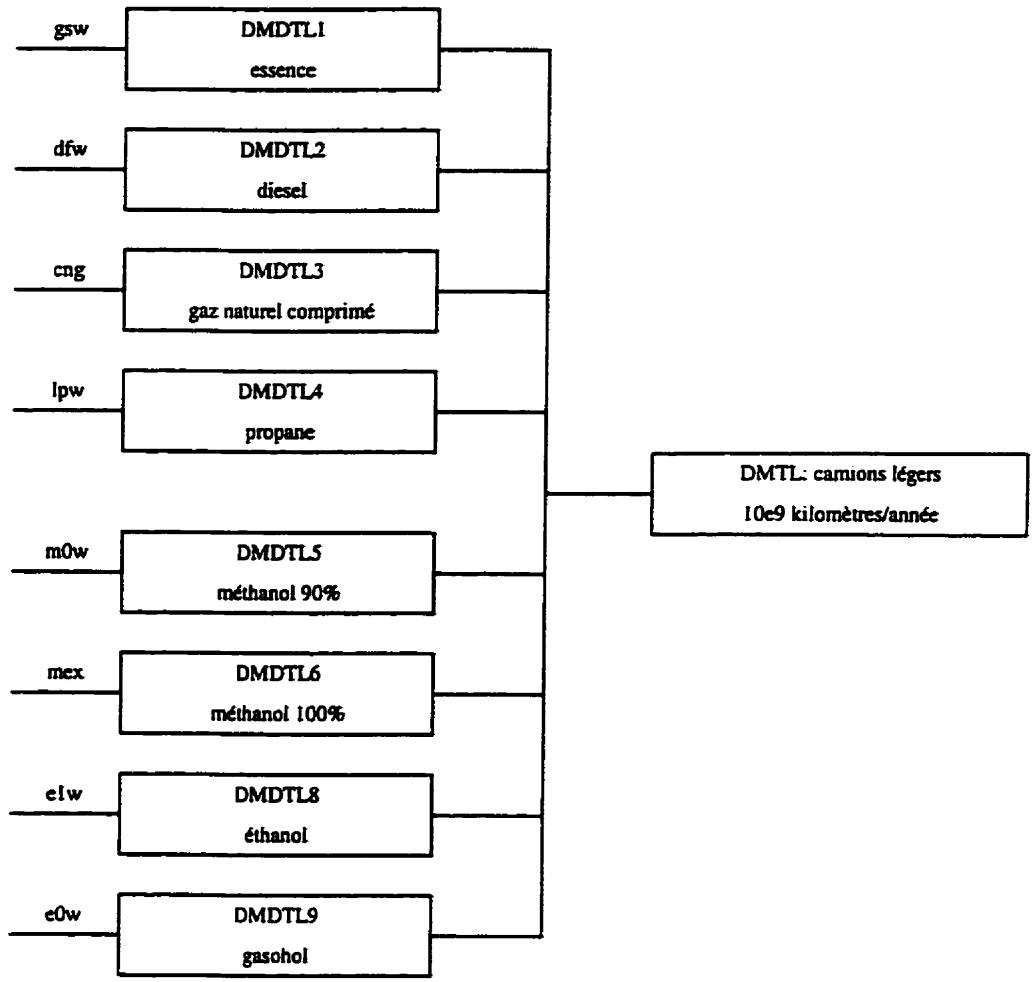



**Figure A.23: Secteur des transports: *camions légers***

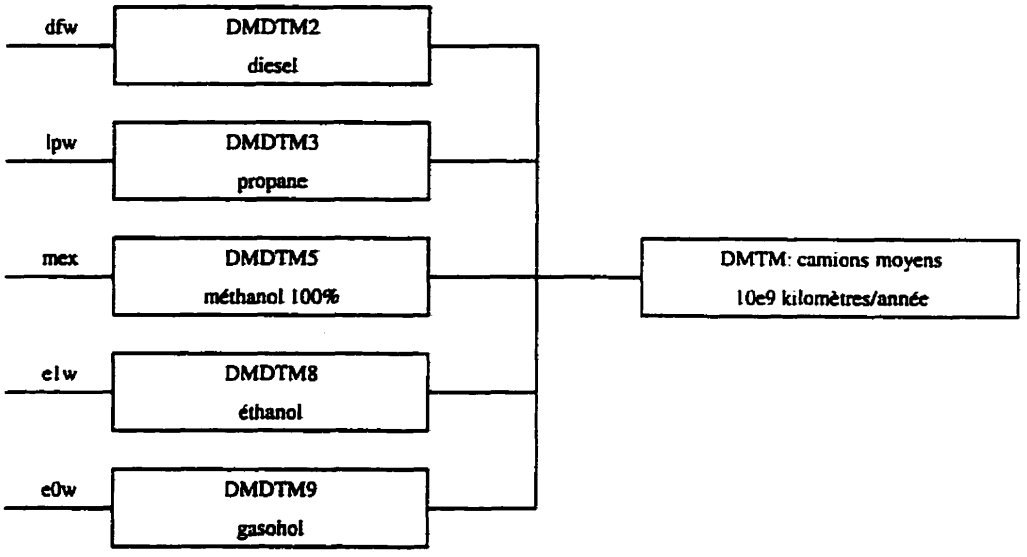



**Figure A.24: Secteur des transports: *camions moyens***

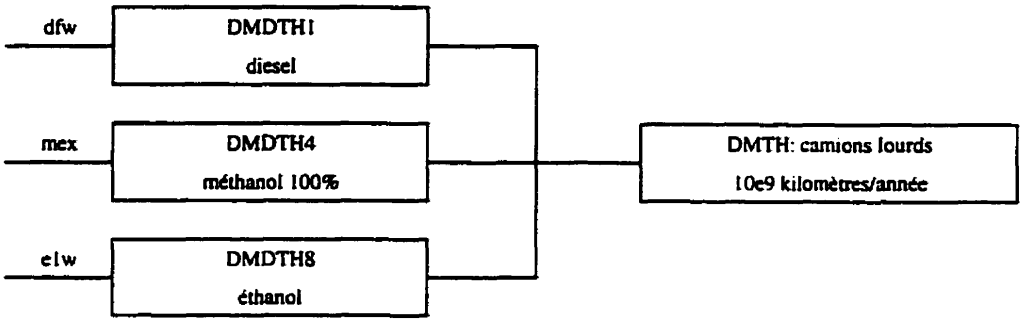



**Figure A.25: Secteur des transports: *camions lourds***

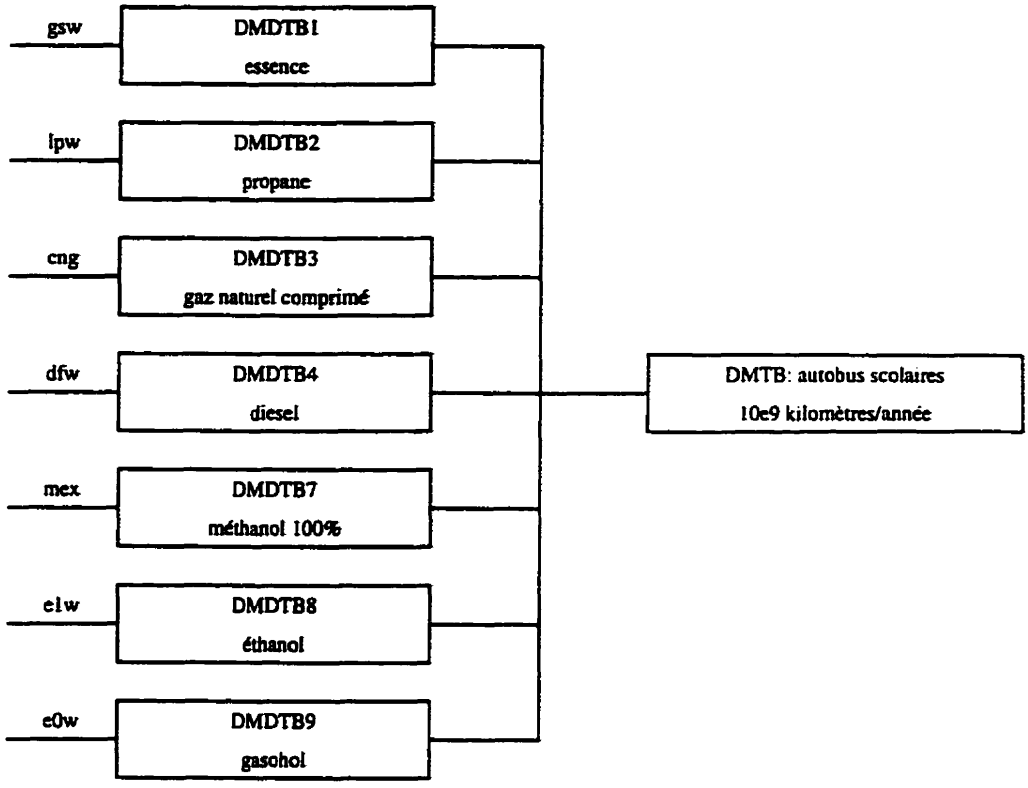



**Figure A.26: Secteur des transports*: autobus scolaires***

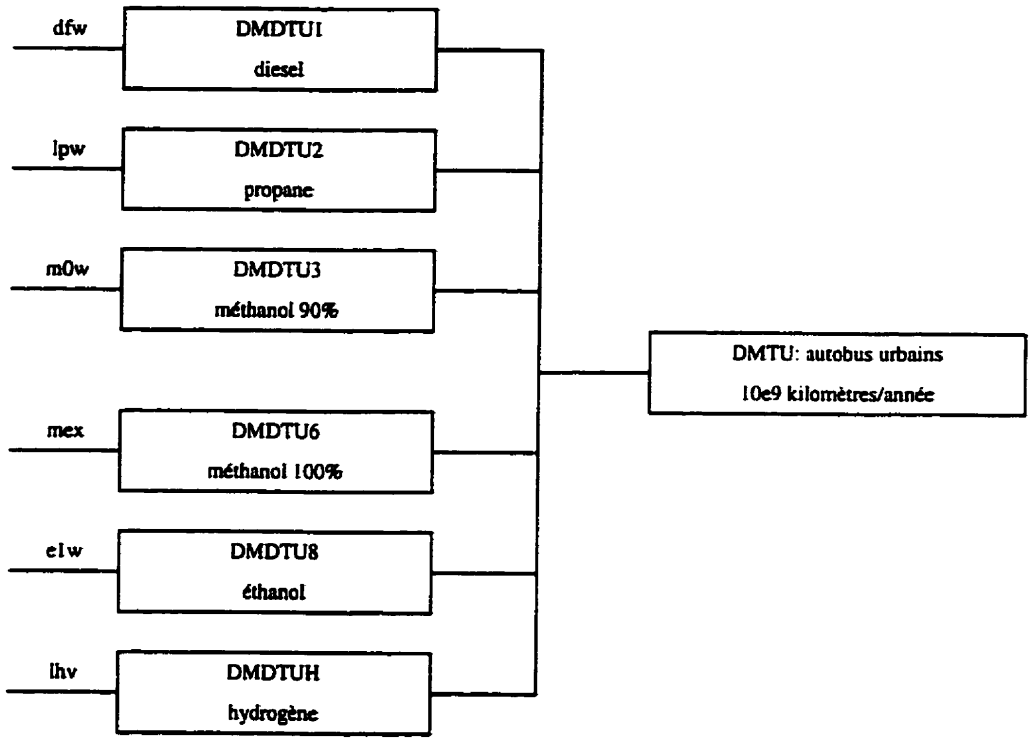



**Figure A.27: Secteur des transports: *autobus urbains***

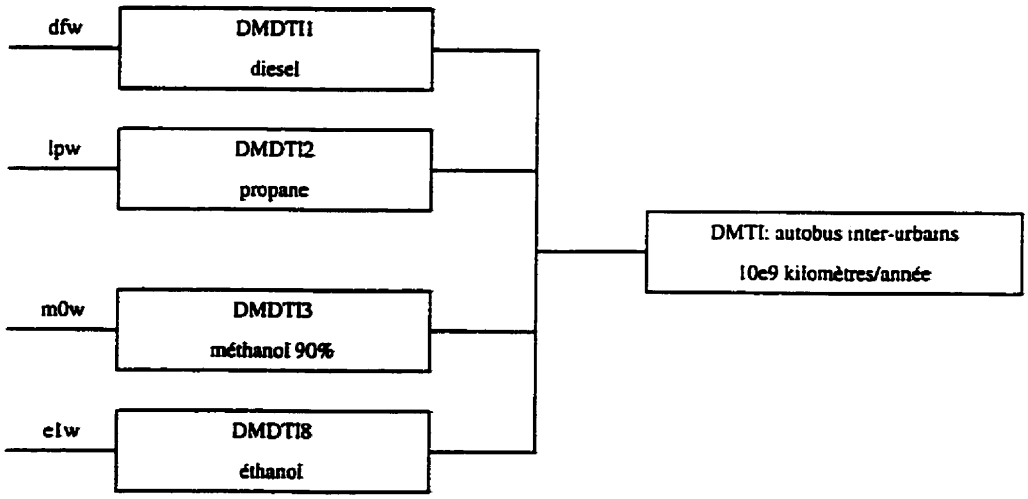



**Figure A.28: Secteur des transports: *autobus inter-urbains***

Tableau A.14: Description des technologies du secteur des transports: automobiles (autres que les taxis) (unités: milliards de kilomètres; toutes les technologies ont une efficacité de 1,00)

| ***automobiles urbaines*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
|---|---|---|---|---|---|
| gaz naturel comprimé | TA4 | 3,81 | 1 245,0 | 74,3 | 0,13 |
| propane | TA5 | 3,73 | 1 202,0 | 70,8 | nulle |
| méthanol 90% | TA6 | 3,43 | 1 084,0 | 70,8 | nulle |
| gasohol | TA7 | 3,92 | 1 073,0 | 70,8 | nulle |
| éthanol | TA8 | 3,31 | 1 094,0 | 70,8 | nulle |
| électricité | TA9 (7) | 1,36 | 1 542,0 | 69,6 | nulle |
| essence | TAA | 3,81 | 1 073,0 | 70,8 | 17,83 |
| diesel | TAB | 3,05 | 1 180,0 | 84,3 | 0,18 |
| hydrogène (MCI) | TAC (7) | 3,30 | 1 376,0 | 72,7 | nulle |
| hybride (essence;électricité) | TAE (8) | 0,28;0,88 | 1 457,0 | 65,0 | nulle |
| hydrogène (pile à combustible) | TAF (7) | 1,88 | 2 018,0 | 69,6 | nulle |
| ***automobiles Inter-urbaines*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
| gaz naturel comprimé | TV4 | 3,05 | 1 120,0 | 73,3 | 0,45 |
| propane | TV5 | 2,98 | 1 082,0 | 70,8 | nulle |
| méthanol 90% | TV6 | 2,74 | 976,0 | 70,8 | nulle |
| gasohol | TV7 | 3,14 | 966,0 | 70,8 | nulle |
| éthanol | TV8 | 2,65 | 985,0 | 70,8 | nulle |
| essence | TVA | 3,05 | 966,0 | 70,8 | 36,39 |
| diesel | TVB | 2,44 | 1 062,0 | 84,3 | 0,37 |
| hydrogène (MCI) | TVC (7) | 2,64 | 1 239,0 | 72,7 | nulle |
| hybride (essence;électricité) | TVE (8) | 0,70;0,55 | 1 311,0 | 65,0 | nulle |
| hydrogène (pile à combustible) | TVF (7) | 1,88 | 1 816,0 | 69,6 | nulle |

Les notes suivantes concernent ce tableau et la suite de celui-ci (deux tableaux supplémentaires ci-dessous).

1. Les besoins énergétiques sont exprimés en pétajoules par milliard de kilomètres parcourus.
2. Les coûts sont exprimés en millions de dollards canadiens 1990 par milliard de kilomètres parcourus.
3. Les capacités résiduelles sont exprimés en milliards de kilomètres parcourus annuellement.
4. Les besoins énergétiques sont exprimés en pétajoules par pétajoules (normallement égaux à 1,0).
5. Les coûts sont exprimés en millions de dollars canadiens 1990 par pétajoules.
6. Les capacités résiduelles sont exprimés en pétajoules par année.
7. Les besoins énergétiques sont habituellement exprimés pour l'an 1995. Exceptionnellement, ils le sont ici pour l'an 2000 (puisque la technologie n'est pas disponible avant cette date).
8. Les besoins énergétiques sont habituellement exprimés pour l'an 1995. Exceptionnellement, ils le sont ici pour l'an 2005 (puisque la technologie n'est pas disponible avant cette date).

Tableau A.14 (suite): Description des technologies du secteur des transports: taxis et camions (unités: milliards de kilomètres; toutes les technologies ont une efficacité de 1,00)

| ***taxis*** | nom de la table TCH | Besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
|---|---|---|---|---|---|
| essence | TT1 | 4,57 | 322,0 | 94,4 | 0,64 |
| gaz naturel comprimé | TT4 | 4,58 | 373,0 | 97,7 | nulle |
| propane | TT5 | 4,48 | 354,0 | 94,4 | nulle |
| méthanol 90% | TT6 | 4,11 | 325,0 | 94,4 | nulle |
| éthanol | TT8 | 3,98 | 322,0 | 94,4 | nulle |
| gasohol | TT9 | 4,71 | 322,0 | 94,4 | nulle |
| diesel | TTB | 3,66 | 354,0 | 112,0 | nulle |
| hydrogène (MCI) | TTD (7) | 3,96 | 393,0 | 96,9 | nulle |
| hybride (essence:électricité) | TTE (8) | 1,25:0,33 | 437,0 | 86,7 | nulle |
| hydrogène (pile à combustible) | TTF (7) | 2,26 | 605,0 | 92,8 | nulle |
| ***camions légers*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
| essence | TL1 | 5,08 | 1 440,0 | 1 840,0 | 11,30 |
| diesel | TL2 | 4,06 | 1 730,0 | 1 840,0 | 3,34 |
| gaz naturel comprimé | TL3 | 4,82 | 1 990,0 | 1 840,0 | nulle |
| propane | TL4 | 4,93 | 1 600,0 | 1 840,0 | nulle |
| méthanol 90% | TL5 (7) | 4,64 | 1 510,0 | 1 840,0 | nulle |
| méthanol 100% | TL6 (7) | 4,10 | 1 860,0 | 1 840,0 | nulle |
| éthanol | TL8 | 4,27 | 1 440,0 | 1 840,0 | nulle |
| gasohol | TL9 | 5,23 | 1 440,0 | 1 840,0 | nulle |
| ***camions moyens*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
| diesel | TM2 | 9,60 | 1 000,0 | 1 000,0 | 4,86 |
| propane | TM3 | 11,04 | 850,0 | 1 000,0 | nulle |
| méthanol 100% | TM5 (7) | 11,22 | 1 050,0 | 1 000,0 | nulle |
| éthanol | TM8 | 10,18 | 800,0 | 1 000,0 | nulle |
| gasohol | TM9 | 11,81 | 800,0 | 1 000,0 | nulle |
| ***camions lourds*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
| diesel | TH1 | 16,20 | 470,0 | 470,0 | 1,24 |
| méthanol 100% | TH4 | 15,88 | 480,0 | 470,0 | nulle |
| éthanol | TH8 | 16,52 | 470,0 | 470,0 | nulle |

Note: Voir les remarques (1), (2), (3), (7) et (8) au bas du tableau 14 de la page précédente.

Tableau A.14 (suite): Description des tech. du sect. des transp.: autobus, trains, avions et bateaux (unités: autobus: milliards de kilomètres; autres: pétajoules; toutes les tech. ont une efficacité de 1,0)

| ***autobus scolaires*** | nom de la table TCH | Besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
|---|---|---|---|---|---|
| essence | TB1 | 18,00 | 3 000,0 | 1 250,0 | 0,07 |
| propane | TB2 | 16,90 | 3 300,0 | 1 250,0 | nulle |
| gaz naturel comprimé | TB3 | 16,40 | 3 450,0 | 1 250,0 | nulle |
| diesel | TB4 | 11,60 | 3 000,0 | 1 250,0 | 0,10 |
| méthanol 100% | TB7 | 17,50 | 3 000,0 | 1 250,0 | nulle |
| éthanol | TB8 | 15,70 | 3 000,0 | 1 250,0 | nulle |
| gasohol | TB9 | 19,80 | 3 000,0 | 1 250,0 | nulle |
| ***autobus urbains*** | nom de la table TCH | Besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
| diesel | TU1 | 23,20 | 4 500,0 | 1 800,0 | 0,16 |
| propane | TU2 | 26,90 | 4 545,0 | 1 800,0 | nulle |
| méthanol 90% | TU3 (7) | 25,70 | 4 545,0 | 1 800,0 | nulle |
| méthanol 100% | TU6 (7) | 21,60 | 4 545,0 | 1 800,0 | nulle |
| éthanol | TU8 | 24,40 | 4 500,0 | 1 800,0 | nulle |
| hydrogène | TUH (7) | 32,90 | 6 930,0 | 2 900,0 | nulle |
| ***autobus inter-urbains*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (1) | coût d'invest. (2) | coût fixe annuel (2) | capacité résiduelle (3) |
| diesel | TI1 | 19,30 | 2 625,0 | 750,0 | 0,09 |
| propane | TI2 | 22,20 | 2 650,0 | 750,0 | nulle |
| méthanol 90% | TI3 (7) | 21,10 | 2 650,0 | 750,0 | nulle |
| éthanol | TI8 | 19,90 | 2 650,0 | 750,0 | nulle |
| ***trains*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (4) | coût d'invest. (5) | coût fixe annuel (5) | capacité résiduelle (6) |
| diesel | TT1 | 1,00 | n/a | n/a | n/a |
| électricité | TT2 | 1,00 | n/a | n/a | n/a |
| ***avions*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (4) | coût d'invest. (5) | coût fixe annuel (5) | capacité résiduelle (6) |
| essence pour aviation | T7J | 1,00 | n/a | n/a | n/a |
| ***bateaux*** | nom de la table TCH | besoin énerg. (4) | coût d'invest. (5) | coût fixe annuel (5) | capacité résiduelle (6) |
| comptabilisation (mazout | TC6 | 0,78;0,22 | n/a | n/a | n/a |

Note: Voir les remarques (1), (2), (3), (4), (5), (6), (7) et (8) au bas du tableau 14 ci-haut.

Tableau A.15: Émissions des différentes formes d'énergie dans le secteur résidentiel

| forme d'énergie | CO2 (1) | NO2 (2) | SO2 (2) |
|---|---|---|---|
| huile | 0.07400 | 0.051 | 0.116200 |
| gaz naturel | 0.04946 | 0.047 | 0.000257 |
| bois | 0.00000 | 0.147 | 0.075000 |
| diesel | 0.07400 | 0.051 | 0.116200 |
| mazout lourd | 0.07800 | 0.155 | 0.681457 |
| gaz de pétrole liquide (3) | 0.06500 | 0.047 | 0.000257 |

Tableau A.15 (suite): Émissions des différentes formes d'énergie dans le secteur commercial (4)

| forme d'énergie | CO2 (1) | NO2 (2) | SO2 (2) |
|---|---|---|---|
| huile | 0.07400 | 0.064 | 0.116200 |
| gaz naturel | 0.04946 | 0.048 | 0.000257 |
| mazout lourd | 0.07800 | 0.155 | 0.681457 |
| gaz de pétrole liquide | 0.06500 | 0.048 | 0.000257 |

1. En millions de tonnes par pétajoules.
2. En milliers de tonnes par pétajoules.
3. Nous approximons les émissions de NO2 et de SO2 du gaz de pétrole liquide par les valeurs correspondantes du gaz naturel. Pour le CO2, nous supposons un coefficient d'émissions légèrement supérieur à celui du propane.
4. Lorsque les coefficients d'émissions du secteur commercial nous sont impossibles à déterminer, nous les approximons en utilisant les valeurs indiquées dans le cas du secteur résidentiel.

Tableau A.16: Émissions des technologies du secteur résidentiel: maisons construites avant 1992 (unités: 10 000 maisons; besoin énergétique total: 0,555 pétajoules par unité par année) (5)

| description de la technologie | table TCH | besoin éner. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | RB1 | 0,555 | 0,600 | 0,925 | 0,0685 | 0,0472 | 0,1075 |
| anciennes fournaises au gaz nat. | RB5 | 0,555 | 0,650 | 0,854 | 0,0422 | 0,0401 | 0,0002 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 5 ans | RB0 | 0,102 | 1,000 | 0,102 | 0,0075 | 0,0052 | 0,0119 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 10 ans | RB9 | 0,102 | 1,000 | 0,102 | 0,0075 | 0,0052 | 0,0119 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 15 ans | RB8 | 0,102 | 1,000 | 0,102 | 0,0075 | 0,0052 | 0,0119 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 20 ans | RB7 | 0,102 | 1,000 | 0,102 | 0,0075 | 0,0052 | 0,0119 |
| bi-én. pomp. ch.+anc. fourn. 5 | RBD | 0,102 | 1,000 | 0,102 | 0,0075 | 0,0052 | 0,0119 |
| bi-én. pomp. ch.+anc. fourn. 10 | RBC | 0,102 | 1,000 | 0,102 | 0,0075 | 0,0052 | 0,0119 |
| bi-én. pomp. ch.+anc. fourn. 15 | RBB | 0,102 | 1,000 | 0,102 | 0,0075 | 0,0052 | 0,0119 |
| bi-én. pomp. cl.+anc. fourn. 20 | RBA | 0,102 | 1,000 | 0,102 | 0,0075 | 0,0052 | 0,0119 |
| plinthes électriques | RB6 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| fourn. améliorées au gaz naturel | RB4 | 0,555 | 0,710 | 0,782 | 0,0387 | 0,0368 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz naturel (u) | RBU | 0,555 | 0,710 | 0,782 | 0,0387 | 0,0368 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz naturel (v) | RBV | 0,555 | 0,710 | 0,782 | 0,0387 | 0,0368 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz naturel (w) | RBW | 0,555 | 0,710 | 0,782 | 0,0387 | 0,0368 | 0,0002 |
| fournaises améliorées à l'huile | RB3 | 0,555 | 0,690 | 0,804 | 0,0595 | 0,0410 | 0,0934 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | RBX | 0,555 | 0,690 | 0,804 | 0,0595 | 0,0410 | 0,0934 |
| bi-én. élec. et fournaises amél. | RBE | 0,088 | 1,000 | 0,088 | 0,0065 | 0,0045 | 0,0102 |
| isolation - type 1 | RBN | n/a | n/a | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| isolation - type 2 | RBO | n/a | n/a | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| isolation - type 3 | RBP | n/a | n/a | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| bi-én. pomp. chal.+fourn. amél. | RBR | 0,088 | 1,000 | 0,088 | 0,0065 | 0,0045 | 0,0102 |
| pompes à chaleur électr. air-air | RBT | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| plinthes électr. et poêles à bois | RBH | 0,174 | 1,000 | 0,174 | 0,0000 | 0,0256 | 0,0131 |
| poêles à bois | RBF | 0,555 | 0,350 | 1,586 | 0,0000 | 0,2331 | 0,1190 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.
5. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
6. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.

Tableau A.16 (suite): Émissions des technologies du secteur résidentiel: logements dans immeubles locatifs de 10 logements et plus construits avant 1992
(unités: 10 000 logements; besoin énergétique total: 0,271 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | RA6 | 0,271 | 0,600 | 0,4517 | 0,0334 | 0,0230 | 0,0525 |
| anciennes fourn. au gaz nat. | RA7 | 0,271 | 0,650 | 0,4169 | 0,0206 | 0,0196 | 0,0001 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 5 ans | RAA | 0,050 | 1,000 | 0,0500 | 0,0037 | 0,0026 | 0,0058 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 10 ans | RAB | 0,050 | 1,000 | 0,0500 | 0,0037 | 0,0026 | 0,0058 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 15 ans | RAC | 0,050 | 1,000 | 0,0500 | 0,0037 | 0,0026 | 0,0058 |
| plinthes électriques | RA1 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| fourn. améliorées au gaz nat. | RA2 | 0,271 | 0,710 | 0,3817 | 0,0189 | 0,0179 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz naturel (u) | RAU | 0,271 | 0,710 | 0,3817 | 0,0189 | 0,0179 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz naturel (v) | RAV | 0,271 | 0,710 | 0,3817 | 0,0189 | 0,0179 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz naturel (w) | RAW | 0,271 | 0,710 | 0,3817 | 0,0189 | 0,0179 | 0,0001 |
| fourn. améliorées à l'huile | RA5 | 0,271 | 0,690 | 0,3928 | 0,0291 | 0,0200 | 0,0456 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | RAX | 0,271 | 0,690 | 0,3928 | 0,0291 | 0,0200 | 0,0456 |
| bi-én. él.+fourn. amél. à l'huile | RA8 | 0,043 | 1,000 | 0,0430 | 0,0032 | 0,0022 | 0,0050 |
| isolation - type 1 | RA3 | n/a | n/a | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| isolation - type 2 | RA4 | n/a | n/a | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.
5. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
6. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.

Tableau A.16 (suite): Émissions des technologies du secteur résidentiel: logements
Dans immeubles locatifs de 2 à 9 logements construits avant 1992
(unités: 10 000 logements; besoin énergétique total: 0,334 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | RH6 | 0,334 | 0,600 | 0,5567 | 0,0412 | 0,0284 | 0,0647 |
| anciennes fourn. au gaz nat. | RH7 | 0,334 | 0,650 | 0,5138 | 0,0254 | 0,0241 | 0,0001 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 5 ans | RHA | 0,061 | 1,000 | 0,0610 | 0,0045 | 0,0031 | 0,0071 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 10 ans | RHB | 0,061 | 1,000 | 0,0610 | 0,0045 | 0,0031 | 0,0071 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 15 ans | RHC | 0,061 | 1,000 | 0,0610 | 0,0045 | 0,0031 | 0,0071 |
| plinthes électriques | RH1 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| fourn. améliorées au gaz nat. | RH2 | 0,334 | 0,710 | 0,4704 | 0,0233 | 0,0221 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz naturel (u) | RHU | 0,334 | 0,710 | 0,4704 | 0,0233 | 0,0221 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz naturel (v) | RHV | 0,334 | 0,710 | 0,4704 | 0,0233 | 0,0221 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz naturel (w) | RHW | 0,334 | 0,710 | 0,4704 | 0,0233 | 0,0221 | 0,0001 |
| fourn. améliorées à l'huile | RH5 | 0,334 | 0,690 | 0,4841 | 0,0358 | 0,0247 | 0,0563 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | RHX | 0,334 | 0,690 | 0,4841 | 0,0358 | 0,0247 | 0,0563 |
| bi-én. él.+fourn. amél. à l'huile | RH8 | 0,053 | 1,000 | 0,0530 | 0,0039 | 0,0027 | 0,0062 |
| isolation - type 1 | RH3 | n/a | n/a | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| isolation - type 2 | RH4 | n/a | n/a | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.
5. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
6. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.

Tableau A.17: Émissions des technologies du secteur résidentiel: maisons construites après 1991 (unités: 10 000 maisons; besoin énergétique total: 0,451 pétajoules par unité par année; besoin énergétique particulier des habitations R2000: 0,350 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| fourn. améliorées à l'huile | RL1 | 0,451 | 0,690 | 0,6536 | 0,0484 | 0,0333 | 0,0759 |
| fourn. améliorées au gaz nat. | RL2 | 0,451 | 0,710 | 0,6352 | 0,0314 | 0,0299 | 0,0002 |
| plinthes électriques | RL3 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| bi-én. élec. et fourn. amél. | RL5 | 0,072 | 1,000 | 0,0720 | 0,0053 | 0,0037 | 0,0084 |
| plinthes électr. et poêles à bois | RL9 | 0,142 | 1,000 | 0,1420 | 0,0105 | 0,0072 | 0,0165 |
| plinthes électr. et solaire actif | RLA | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| pomp. ch. él. eau-air et R2000 | RLJ | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| pomp. ch. él. air-air et R2000 | RLH | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| plinthes électr. et R2000 | RLG | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| bi-én. pomp. ch. et fourn. amél. | RLR | 0,072 | 1,000 | 0,0720 | 0,0053 | 0,0037 | 0,0084 |
| pompes à chal. électr. air-air | RLS | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| fourn. amél. au gaz naturel (u) | RLU | 0,451 | 0,710 | 0,6352 | 0,0314 | 0,0299 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz naturel (v) | RLV | 0,451 | 0,710 | 0,6352 | 0,0314 | 0,0299 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz naturel (w) | RLW | 0,451 | 0,710 | 0,6352 | 0,0314 | 0,0299 | 0,0002 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | RLX | 0,451 | 0,690 | 0,6536 | 0,0484 | 0,0333 | 0,0759 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.
5. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.

Tableau A.17 (suite): Émissions des technologies du secteur résidentiel: logements dans immeubles locatifs de 2 à 9 logements construits après 1991 (unités: 10 000 logements; besoin énergétique total: 0,208 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| fourn. améliorées à l'huile | RO1 | 0,208 | 0,690 | 0,3014 | 0,0223 | 0,0154 | 0,0350 |
| fourn. améliorées au gaz nat. | RO2 | 0,208 | 0,710 | 0,2930 | 0,0145 | 0,0138 | 0,0001 |
| plinthes électriques | RO3 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| fourn. amél. au gaz naturel (u) | ROU | 0,208 | 0,710 | 0,2930 | 0,0145 | 0,0138 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz naturel (v) | ROV | 0,208 | 0,710 | 0,2930 | 0,0145 | 0,0138 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz naturel (w) | ROW | 0,208 | 0,710 | 0,2930 | 0,0145 | 0,0138 | 0,0001 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | ROX | 0,208 | 0,690 | 0,3014 | 0,0223 | 0,0154 | 0,0350 |

Tableau A.17 (suite): Émissions des technologies du secteur résidentiel: logements dans immeubles locatifs de 10 logements et plus construits après 1991 (unités: 10 000 logements; besoin énergétique total: 0,169 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| fourn. améliorées à l'huile | RK1 | 0,169 | 0,690 | 0,2449 | 0,0181 | 0,0125 | 0,0285 |
| fourn. améliorées au gaz nat. | RK2 | 0,169 | 0,710 | 0,2380 | 0,0118 | 0,0112 | 0,0001 |
| plinthes électriques | RK3 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| fourn. amél. au gaz nat. (u) | RKU | 0,169 | 0,710 | 0,2380 | 0,0118 | 0,0112 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz nat. (v) | RKV | 0,169 | 0,710 | 0,2380 | 0,0118 | 0,0112 | 0,0001 |
| fourn. amél. au gaz nat. (w) | RKW | 0,169 | 0,710 | 0,2380 | 0,0118 | 0,0112 | 0,0001 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | RKX | 0,169 | 0,690 | 0,2449 | 0,0181 | 0,0125 | 0,0285 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.

Tableau A.18: Émissions des technologies du secteur résidentiel: eau chaude
(unités: 10 000 chauffe-eau; besoin énerg. total: 0,125 pétajoules par unité par année sauf pour les chauffe-eau solaire+électricité qui ont un besoin énerg. total de 0,101 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| chauffe-eau à l'huile | RX1 | 0,125 | 0,67 | 0,187 | 0,0138 | 0,0095 | 0,0217 |
| chauffe-eau au gaz naturel | RX2 | 0,125 | 0,69 | 0,181 | 0,0090 | 0,0085 | 0,0000 |
| chauffe-eau électriques | RX3 | 0,000 | n/a | 0,000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| chauffe-eau solaire+électricité | RX6 | 0,000 | n/a | 0,000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.

Tableau A.19: Émissions des technologies du secteur résidentiel: agriculture
(il s'agit d'un cas particulier où une technologie fictive comptabilise
la consommation de différentes formes d'énergie; unités: pétajoules par année)

| description de la technologie | forme d'énergie | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| RGI comptabilisation | électricité | 0,117 | 1,000 | 0,117 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| | huile | 0,059 | 1,000 | 0,059 | 0,0044 | 0,0030 | 0,0069 |
| | bois | 0,708 | 1,000 | 0,708 | 0,0000 | 0,1041 | 0,0531 |
| | diesel | 0,116 | 1,000 | 0,116 | 0,0086 | 0,0059 | 0,0135 |
| | | | ÉMISSIONS TOTALES | | 0,0130 | 0,1130 | 0,0734 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.

Tableau A.20: Émissions des tech. du secteur commercial: espaces commerciaux construits avant 1992 (unités: millions de mètres carrés; besoin énerg. total: 0,615 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fournaises à l'huile | C12 | 0,615 | 0,790 | 0,7785 | 0,0576 | 0,0498 | 0,0905 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 20 ans | C16 | 0,086 | 1,000 | 0,0860 | 0,0064 | 0,0055 | 0,0100 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 5 ans | C1A | 0,086 | 1,000 | 0,0860 | 0,0064 | 0,0055 | 0,0100 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 10 ans | C1B | 0,086 | 1,000 | 0,0860 | 0,0064 | 0,0055 | 0,0100 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 15 ans | C1C | 0,086 | 1,000 | 0,0860 | 0,0064 | 0,0055 | 0,0100 |
| anciennes fourn. au gaz nat. | C11 | 0,615 | 0,760 | 0,8092 | 0,0400 | 0,0388 | 0,0002 |
| fourn. améliorées au gaz nat. | C14 | 0,615 | 0,800 | 0,7688 | 0,0380 | 0,0369 | 0,0002 |
| fourn. améliorées à l'huile | C15 | 0,615 | 0,800 | 0,7688 | 0,0569 | 0,0492 | 0,0893 |
| pomp. à chal. électr. air-air | C17 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| bi-én. él. et fourn. améliorées | C19 | 0,085 | 1,000 | 0,0850 | 0,0063 | 0,0054 | 0,0099 |
| fourn. amél. au gaz nat. (u) | C1U | 0,615 | 0,800 | 0,7688 | 0,0380 | 0,0369 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz nat. (v) | C1V | 0,615 | 0,800 | 0,7688 | 0,0380 | 0,0369 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz nat. (w) | C1W | 0,615 | 0,800 | 0,7688 | 0,0380 | 0,0369 | 0,0002 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | C1X | 0,615 | 0,800 | 0,7688 | 0,0569 | 0,0492 | 0,0893 |
| électricité | C13 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.
5. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les tech. de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
6. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.

Tableau A.20 (suite): Émissions des tech. du secteur commercial: espaces institutionnels construits avant 1992 (unités: millions de mètres carrés; besoin énerg. total: 0,988 pj par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| anciennes fourn. à l'huile | C32 | 0,988 | 0,790 | 1,2506 | 0,0925 | 0,0800 | 0,1453 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 20 ans | C36 | 0,138 | 1,000 | 0,1380 | 0,0102 | 0,0883 | 0,0160 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 5 ans | C3B | 0,138 | 1,000 | 0,1380 | 0,0102 | 0,0883 | 0,0160 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 10 ans | C3C | 0,138 | 1,000 | 0,1380 | 0,0102 | 0,0883 | 0,0160 |
| bi-én. élec.+anc. fourn. 15 ans | C3D | 0,138 | 1,000 | 0,1380 | 0,0102 | 0,0883 | 0,0160 |
| anciennes fourn. au gaz naturel | C31 | 0,988 | 0,760 | 1,3000 | 0,0643 | 0,0624 | 0,0003 |
| fourn. améliorées au gaz nat. | C34 | 0,988 | 0,800 | 1,2350 | 0,0611 | 0,0593 | 0,0003 |
| fourn. améliorées à l'huile | C35 | 0,988 | 0,800 | 1,2350 | 0,0914 | 0,0790 | 0,1435 |
| pomp. à chal. électr. air-air | C37 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| bi-én. él. et fourn. améliorées | C39 | 0,136 | 1,000 | 0,1360 | 0,0101 | 0,0087 | 0,0158 |
| fourn. amél. au gaz nat. (u) | C3U | 0,988 | 0,800 | 1,2350 | 0,0611 | 0,0593 | 0,0003 |
| fourn. amél. au gaz nat. (v) | C3V | 0,988 | 0,800 | 1,2350 | 0,0611 | 0,0593 | 0,0003 |
| fourn. amél. au gaz nat. (w) | C3W | 0,988 | 0,800 | 1,2350 | 0,0611 | 0,0593 | 0,0003 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | C3X | 0,988 | 0,800 | 1,2350 | 0,0914 | 0,0790 | 0,1435 |
| électricité | C33 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.
5. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.
6. Les technologies sont séparées en deux groupes distincts: celles au-dessus du trait double correspondent aux technologies dites désuètes; celles au-dessous sont qualifiées de performantes.

Tableau A.21: Émissions des tech. du secteur commercial: espaces commerciaux construits après 1991 (unités: millions de mètres carrés; besoin énerg. total: 0,530 pétajoules par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| fourn. améliorées au gaz nat. | C21 | 0,530 | 0,800 | 0,6625 | 0,0328 | 0,0318 | 0,0002 |
| fourn. améliorées à l'huile | C22 | 0,530 | 0,800 | 0,6625 | 0,0490 | 0,0424 | 0,0770 |
| électricité | C23 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| pomp. à chal. électr. air-air | C24 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| bi-én. élec. et fourn. | C25 | 0,073 | 1,000 | 0,0730 | 0,0054 | 0,0047 | 0,0085 |
| bi-én. pomp. ch.+fourn. amél. | C26 | 0,073 | 1,000 | 0,0730 | 0,0054 | 0,0047 | 0,0085 |
| fourn. amél. au gaz nat. (u) | C2U | 0,530 | 0,800 | 0,6625 | 0,0328 | 0,0318 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz nat. (v) | C2V | 0,530 | 0,800 | 0,6625 | 0,0328 | 0,0318 | 0,0002 |
| fourn. amél. au gaz nat. (w) | C2W | 0,530 | 0,800 | 0,6625 | 0,0328 | 0,0318 | 0,0002 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | C2X | 0,530 | 0,800 | 0,6625 | 0,0490 | 0,0424 | 0,0770 |

Tableau A.21 (suite): Émissions des tech. du secteur commercial: espaces institutionnels construits après 1991 (unités: millions de mètres carrés; besoin énerg. total: 0,851 pj par unité par année)

| description de la technologie | table TCH | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| fourn. améliorées au gaz nat. | C41 | 0,851 | 0,800 | 1,064 | 0,0526 | 0,0511 | 0,0003 |
| fourn. améliorées à l'huile | C42 | 0,851 | 0,800 | 1,064 | 0,0787 | 0,0681 | 0,1236 |
| électricité | C43 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| pomp. à chal. électr. air-air | C44 | 0,000 | n/a | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| bi-én. él. et fourn. améliorées | C45 | 0,117 | 1,000 | 0,117 | 0,0087 | 0,0075 | 0,0136 |
| bi-én. pomp. ch.+fourn. amél. | C46 | 0,117 | 1,000 | 0,117 | 0,0087 | 0,0075 | 0,0136 |
| fourn. amél. au gaz nat. (u) | C4U | 0,851 | 0,800 | 1,064 | 0,0526 | 0,0511 | 0,0003 |
| fourn. amél. au gaz nat. (v) | C4V | 0,851 | 0,800 | 1,064 | 0,0526 | 0,0511 | 0,0003 |
| fourn. amél. au gaz nat. (w) | C4W | 0,851 | 0,800 | 1,064 | 0,0526 | 0,0511 | 0,0003 |
| fourn. améliorées à l'huile (x) | C4X | 0,851 | 0,800 | 1,064 | 0,0787 | 0,0681 | 0,1236 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.
5. Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 1,000 permet d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.

Tableau A.22: Émissions des technologies du secteur commercial: segment "autre"
(il s'agit d'un cas particulier où une technologie fictive comptabilise
la consommation de différentes formes d'énergie; unités: pétajoules par année)

| description de la technologie | forme d'énergie | besoin énerg. (1) | efficacité | consomm. énerg. (2) | CO2 (3) | NO2 (4) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CA1: comptabilisation | mazout lourd | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.0780 | 0.1550 | 0.6815 |

1. Besoin énergétique **excluant** l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
3. En millions de tonnes par unité de capacité de la technologie.
4. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie.

Tableau A.23: Émissions de CO2 des différentes
Formes d'énergie dans le secteur des transports

| Description de la technologie | table TCH | CO2 |
|---|---|---|
| stations: essence (1) | TW1 | 0.06798 |
| stations: diesel (1) | TW2 | 0.07069 |
| stations: gaz naturel comprimé (1) | TW4 | 0.04968 |
| stations: propane (1) | TW5 | 0.05980 |
| stations: méthanol 90% (1) | TW6 | 0.01194 |
| stations: gasohol (1) | TW7 | 0.06329 |
| trains au diesel (2) | T11 | 0.07069 |
| avions à essence (2) | T7J | 0.06937 |
| bateaux au mazout lourd et au diesel (2) | TC6 | mazout: 0.07400<br>diesel: 0.07069 |

1. Pour le transport routier, les émissions de CO2 sont calculées à la pompe des stations-service (millions de tonnes de CO2 par pétajoule de forme d'énergie consommée). Les stations-service font partie de la classe PRC (technologies de procédé) de MARKAL.
2. Pour les cas particulier des trains au diesel, des avions à essence et des bateaux au mazout lourd et au diesel, les émissions de CO2 sont exprimées en millions de tonnes de CO2 par pétajoule de forme d'énergie consommée).

Tableau A.24: Émissions de NO2 des technologies du secteur des transports

| description de la technologie | | table TCH | émissions de NO2 (1) 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| automobiles urbaines | gaz naturel comprimé | TA4 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | propane | TA5 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | méthanol 90% | TA6 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | gasohol | TA7 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | éthanol | TA8 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | électricité | TA9 | 0,000 | | | | 0,000 |
| | essence | TAA | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | diesel | TAB | 0,901 | | | 0,804 | 0,601 |
| | hydrogène (MCI) | TAC | n/a | 0,102 | | 0,094 | 0,068 |
| | hybride électricité-essence | TAE | n/a | n/a | 0,067 | | 0,047 |
| | hydrogène (pile à combustible) | TAF | 0,000 | | | | 0,000 |
| automobiles inter-urbaines | gaz naturel comprimé | TV4 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | propane | TV5 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | méthanol 90% | TV6 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | gasohol | TV7 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | éthanol | TV8 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | essence | TVA | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | diesel | TVB | 0,901 | | | 0,804 | 0,601 |
| | hydrogène (MCI) | TVC | n/a | 0,102 | | 0,094 | 0,068 |
| | hybride électricité-essence | TVE | n/a | n/a | 0,067 | | 0,047 |
| | hydrogène (pile à combustible) | TVF | 0,000 | | | | 0,000 |
| Taxis | essence | TT1 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | gaz naturel comprimé | TT4 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | propane | TT5 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | méthanol 90% | TT6 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | éthanol | TT8 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | gasohol | TT9 | 1,125 | 0,891 | | 0,805 | 0,594 |
| | diesel | TTB | 0,901 | | | 0,804 | 0,601 |
| | hydrogène (MCI) | TTD | n/a | 0,102 | | 0,094 | 0,068 |
| | hybride électricité-essence | TTE | n/a | n/a | 0,067 | | 0,047 |
| | hydrogène (pile à combustible) | TTF | 0,000 | | | | 0,000 |

1. En milliers de tonnes par unité de capacité de la technologie (unités de capacité: milliards de kilomètres par année).
2. Certaines valeurs ne sont pas montrées à certaines périodes; il faut alors interpoler linéairement entre les deux valeurs encadrant cette période.
3. Les valeurs sont indiquées pour plusieurs périodes car nous supposons une diminution de la consommation de carburants.

Tableau A.24 (suite): Émissions de NO2 des technologies du secteur des transports (1)

| description de la technologie | | table TCH | émissions de NO2 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 1995 | 2000 | 2010 | 2035 |
| camions lourds | Diesel | TH1 | 9.149 | 8.053 | 7.098 | 6.568 |
| | méthanol 100% | TH4 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | Éthanol | TH8 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| camions moyens | Diesel | TM2 | 9.149 | 8.053 | 7.098 | 6.568 |
| | Propane | TM3 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | méthanol 100% | TM5 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | Éthanol | TM8 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | Gasohol | TM9 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| camions légers | Essence | TL1 | 1.094 | 0.925 | 0.851 | 0.784 |
| | Diesel | TL2 | 0.744 | 0.621 | 0.571 | 0.527 |
| | gaz naturel comprimé | TL3 | 1.094 | 0.925 | 0.851 | 0.784 |
| | Propane | TL4 | 1.094 | 0.925 | 0.851 | 0.784 |
| | méthanol 90% | TL5 | 1.094 | 0.925 | 0.851 | 0.784 |
| | méthanol 100% | TL6 | 1.094 | 0.925 | 0.851 | 0.784 |
| | Éthanol | TL8 | 1.094 | 0.925 | 0.851 | 0.784 |
| | Gasohol | TL9 | 1.094 | 0.925 | 0.851 | 0.784 |
| autobus scolaires | Essence | TB1 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | Propane | TB2 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | gaz naturel comprimé | TB3 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | Diesel | TB4 | 9.149 | 8.053 | 7.098 | 6.568 |
| | méthanol 100% | TB7 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | éthanol | TB8 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | gasohol | TB9 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| autobus inter-urbains | diesel | TI1 | 9.149 | 8.053 | 7.098 | 6.568 |
| | propane | TI2 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | méthanol 90% | TI3 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | éthanol | TI8 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| autobus urbains | diesel | TU1 | 9.149 | 8.053 | 7.098 | 6.568 |
| | propane | TU2 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | méthanol 90% | TU3 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | méthanol 100% | TU6 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | éthanol | TU8 | 4.251 | 3.744 | 3.297 | 3.053 |
| | hydrogène | TUH | 0.500 | 0.438 | 0.386 | 0.360 |

1. Voir les notes au bas de la page précédente.

Tableau A.25: Émissions de NO2 pour les cas particuliers de certaines technologies dans le secteur des transports (1)

| description de la technologie | Table TCH | émissions de NO2 (2) | |
|---|---|---|---|
| | | 1995 | 2035 |
| trains au diesel | T11 | 1,1375 | 1,1375 |
| avions à essence | T7J | 0,1189 | 0,1189 |
| bateaux au mazout lourd et au diesel (3) | TC6 | 0,3280 | 0,3280 |

1. Il s'agit de technologies de transport non-routier.
2. Les émissions de NO2 sont exprimées en milliers de tonnes par pétajoule d'énergie consommée.
3. Dans ce cas particulier où deux formes d'énergie sont consommées, un pétajoule d'énergie consommée correspond à 78% de mazout lourd et de 22% de diesel. Les coefficients d'émissions tiennent compte de ce fait.

Tableau A.26: Émissions de SO2 des différentes formes d'énergie dans le secteur des transports (1)

| description de la technologie | table TCH | pourcentage de souffre (%) | densité (2) | rapport SO2/S | pouvoir calorifique inférieur (3) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| stations: essence | TW1 | 0,22675 | 841,50 | 2,0 | 36,0699 | 0,0208 |
| stations: diesel | TW2 | 0,04562 | 739,00 | 2,0 | 32,3400 | 0,1058 |

Tableau A.26 (suite): Émissions de SO2 des différentes formes d'énergie dans le sect. des transp. (1)

| description de la technologie | table TCH | consommation d'essence (5) | facteur d'émissions de SO2 de l'essence (6) | SO2 (4) |
|---|---|---|---|---|
| stations: méthanol 90% | TW6 | 0,1757 | 0,0208 | 0,0037 |
| stations: gasohol | TW7 | 0,9310 | 0,0208 | 0,0194 |

1. Pour le transport routier, les émissions de SO2 sont calculées à la pompe des stations-service.
2. En grammes par litre de forme d'énergie consommée.
3. En millions de joules par litre de forme d'énergie consommée.
4. En milliers de tonnes par pétajoules de forme d'énergie consommée.
5. En pétajoules d'essence dans un pétajoule de la forme d'énergie consommée.
6. En milliers de tonnes par pétajoule d'essence consommée.

Tableau A.27: Émissions de SO2 pour les cas particuliers de certaines technologies dans le secteur des transports (1)

| description de la technologie | table TCH | émissions de SO2 (2) | |
|---|---|---|---|
| | | 1995 | 2035 |
| trains au diesel | T11 | 0.1086 | 0.1086 |
| avions à essence | T7J | 0.0078 | 0.0078 |
| bateaux au mazout lourd et au diesel (3) | TC6 | 0.9123 | 0.9123 |

1. Il s'agit de technologies de transport non-routier.
2. Les émissions de NO2 sont exprimées en milliers de tonnes par pétajoule d'énergie consommée.
3. Dans ce cas particulier où deux formes d'énergie sont consommées, un pétajoule d'énergie consommée correspond à 78% de mazout lourd et de 22% de diesel. Les coefficients d'émissions tiennent compte de ce fait.

Tableau A.28: Émissions des différentes formes d'énergie dans le secteur industriel (1)

| forme d'énergie | CO2 (2) | NO2 (3) | SO2 (3) |
|---|---|---|---|
| mazout lourd 0.5%S | 0.07457 | 0.2075 | 0.223170 |
| mazout lourd 1.0%S | 0.07628 | 0.2022 | 0.452314 |
| mazout lourd 1.5%S | 0.07742 | 0.1969 | 0.681457 |
| mazout lourd 2.5%S | 0.07970 | 0.1864 | 1.139743 |
| mazout léger | 0.07400 | 0.2102 | 0.108600 |
| gaz naturel | 0.04946 | 0.1777 | 0.000257 |
| charbon | 0.08774 | 0.4585 | 1.530720 |
| bois | 0.00000 | 0.1470 | 0.075000 |
| coke de pétrole | 0.11180 | 0.4585 | 1.135280 |

1. Sauf pour les segments I9 (autres industries) et I0 (moteurs au diesel).
2. En millions de tonnes par pétajoules.
3. En milliers de tonnes par pétajoules.
4. Ces données proviennent principalement de la thèse de doctorat de Jean-Philippe Waaub. Nous avons aussi profité de l'aide de données fournies par le ministère de l'environnement du Québec.

Tableau A.29: Émissions des technologies du secteur industriel
(unités des demandes: millions de tonnes de produits finis)
(Les notes (1), (2) et (3) sont définies au bas du tableau de la page suivante.)

| description de la technologie | | table TCH | forme d'énergie | consomm. énerg. (1) | CO2 (2) | NO2 (3) | SO2 (3) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| magnésium | comptabilisation | IDI | gaz naturel | 88,1000 | 4,3574 | 15,6554 | 0,0226 |
| titanium | comptabilisation | IEI | charbon | 6,5000 | 0,5703 | 2,9803 | 9,9497 |
| zinc | bouill. au mazout | SZ6 | mazout lourd 0,5%S | 1,1500 | 0,0858 | 0,2386 | 0,2566 |
| | bouill. au mazout | SZ7 | mazout lourd 1,0%S | 1,1500 | 0,0877 | 0,2325 | 0,5202 |
| | bouill. au mazout | SZ8 | mazout lourd 1,5%S | 1,1500 | 0,0890 | 0,2264 | 0,7837 |
| | bouill. au mazout | SZ9 | mazout lourd 2,5%S | 1,1500 | 0,0917 | 0,2144 | 1,3107 |
| | bouill. au gaz nat. | SZG | gaz naturel | 1,1500 | 0,0569 | 0,2044 | 0,0003 |
| | électrolyse | IFI | mazout lourd 1,5%S | 7,5000 | 0,5807 | 1,4768 | 5,1109 |
| | | | gaz naturel | 7,5000 | 0,3710 | 1,3328 | 0,0019 |
| | | | émissions reliées au minerai de zinc | | 0,0000 | 0,0000 | 60,2212 |
| | | | émissions totales IFI | | 0,9517 | 2,8096 | 65,3340 |
| cuivre | bouill. au mazout | SD6 | mazout lourd 0,5%S | 1,1500 | 0,0858 | 0,2386 | 0,2566 |
| | bouill. au mazout | SD7 | mazout lourd 1,0%S | 1,1500 | 0,0877 | 0,2325 | 0,5202 |
| | bouill. au mazout | SD8 | mazout lourd 1,5%S | 1,1500 | 0,0890 | 0,2264 | 0,7837 |
| | bouill. au mazout | SD9 | mazout lourd 2,5%S | 1,1500 | 0,0917 | 0,2144 | 1,3107 |
| | bouill. au gaz nat. | SDG | gaz naturel | 1,1500 | 0,0569 | 0,2417 | 0,0003 |
| | fourn. au mazout | SC6 | mazout lourd 0,5%S | 1,0000 | 0,0746 | 0,2075 | 0,2232 |
| | fourn. au mazout | SC7 | mazout lourd 1,0%S | 1,0000 | 0,0763 | 0,2022 | 0,4523 |
| | fourn. au mazout | SC8 | mazout lourd 1,5%S | 1,0000 | 0,0774 | 0,1969 | 0,6815 |
| | fourn. au mazout | SC9 | mazout lourd 2,5%S | 1,0000 | 0,0797 | 0,1864 | 1,1397 |
| | fourn. au charbon | SCK | charbon | 1,0000 | 0,0877 | 0,4585 | 1,5307 |
| | fourn. au gaz nat. | SCG | gaz naturel | 1,0000 | 0,0495 | 0,1777 | 0,0003 |
| | ref. copper at ccr | ICU | gaz naturel | 10,0000 | 0,4946 | 1,7770 | 0,0026 |
| | retr. pr. metal rec. | ICV | gaz naturel | 10,0000 | 0,4946 | 1,7770 | 0,0026 |
| | new ref. metal rec. | ICW | gaz naturel | 10,0000 | 0,4946 | 1,7770 | 0,0026 |
| | anode flin flon | ICX | gaz naturel | 10,0000 | 0,4946 | 1,7770 | 0,0026 |
| | usine hyd-métal. | ICZ | gaz naturel | 26,5600 | 1,3137 | 4,7197 | 0,0068 |
| | | | mazout lourd 1,5%S | 10,0700 | 0,7796 | 1,9828 | 6,8623 |
| | | | émissions totales ICZ | | 2,0933 | 6,7025 | 6,8691 |
| | extraction et concentration | ICA | charbon | 0,0100 | 0,0009 | 0,0046 | 0,0153 |
| | | | gaz naturel | 0,7900 | 0,0391 | 0,1404 | 0,0002 |
| | | | mazout lourd 1,5%S | 2,1100 | 0,1634 | 0,4155 | 1,4379 |
| | | | émissions totales ICA | | 0,2034 | 0,6019 | 1,4534 |

Tableau A.29 (suite): Émissions des technologies du secteur industriel
(unités des demandes: millions de tonnes de produits finis)

| description de la technologie | | table TCH | forme d'énergie | consomm. énerg. (1) | CO2 (2) | NO2 (3) | SO2 (3) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| aluminium | fourn. au mazout | SA6 | mazout lourd 0,5%S | 1.0000 | 0.0746 | 0.2075 | 0.2232 |
| | fourn. au mazout | SA7 | mazout lourd 1,0%S | 1.0000 | 0.0763 | 0.2022 | 0.4523 |
| | fourn. au mazout | SA8 | mazout lourd 1,5%S | 1.0000 | 0.0774 | 0.1969 | 0.6815 |
| | fourn. au mazout | SA9 | mazout lourd 2,5%S | 1.0000 | 0.0797 | 0.1864 | 1.1397 |
| | fourn. au gaz nat. | SAG | gaz naturel | 1.0000 | 0.0495 | 0.1777 | 0.0003 |
| | Soderberg (ancienne Alcan) | IA1 | Charbon | 1.5000 | 0.1316 | 0.6878 | 2.2961 |
| | | | émissions reliées aux anodes | | 1.2204 | 3.3961 | 6.1689 |
| | | | émissions totales IA1 | | 1.3520 | 4.0839 | 8.4650 |
| | "pre-baked" (Arvida) | IA2 | Charbon | 1.1000 | 0.0965 | 0.5044 | 1.6838 |
| | | | émissions reliées aux anodes | | 1.2205 | 3.5291 | 22.4902 |
| | | | émissions totales IA2 | | 1.3170 | 4.0335 | 24.1740 |
| | "pre-baked" (Reynolds 1) | IA3 | mazout léger | 6.2400 | 0.4618 | 1.3116 | 0.6777 |
| | | | Charbon | 1.1000 | 0.0965 | 0.5044 | 1.6838 |
| | | | émissions reliées aux anodes | | 1.2197 | 2.5201 | 20.0323 |
| | | | émissions totales IA3 | | 1.7780 | 4.3361 | 22.3938 |
| | nouvelles (Gr.-Baie + Laterr.) | IA4 | charbon | 1.1000 | 0.0965 | 0.5044 | 1.6838 |
| | | | émissions reliées aux anodes | | 1.2205 | 3.5291 | 22.4788 |
| | | | émissions totales IA4 | | 1.3170 | 4.0335 | 24.1626 |
| | nouvelles (Reynolds) | IA5 | mazout léger | 6.2400 | 0.4618 | 1.3116 | 0.6777 |
| | | | charbon | 1.1000 | 0.0965 | 0.5044 | 1.6838 |
| | | | émissions reliées aux anodes | | 1.2197 | 2.5201 | 20.0323 |
| | | | émissions totales IA5 | | 1.7780 | 4.3361 | 22.3938 |
| | nouvelles (Bécancour) | IA6 | charbon | 1.1000 | 0.0965 | 0.5044 | 1.6838 |
| | | | émissions reliées aux anodes | | 1.2205 | 3.5291 | 22.4902 |
| | | | émissions totales IA6 | | 1.3170 | 4.0335 | 24.1740 |
| | nouvelles (13446 kWh/tonne) | IA7 | charbon | 1.1000 | 0.0965 | 0.5044 | 1.6838 |
| | | | émissions reliées aux anodes | | 1.2205 | 3.5291 | 20.0323 |
| | | | émissions totales IA7 | | 1.3170 | 4.0335 | 21.7161 |

1. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. En millions de tonnes par unité d'activité de la technologie.
3. En milliers de tonnes par unité d'activité de la technologie.

Tableau A.29 (suite): Émissions des technologies du secteur industriel
(unités des demandes: millions de tonnes de produits finis)

| description de la technologie | | table TCH | forme d'énergie | consomm. énerg. (1) | CO2 (2) | NO2 (3) | SO2 (3) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| acier | exist. reduc.-elec. arc | I11 | gaz naturel | 5.9600 | 0.2948 | 1.0591 | 0.0015 |
| | electrif. of dir. red.- | I12 | gaz naturel | 4.1900 | 0.2072 | 0.7446 | 0.0011 |
| | nouv. usines tout électr | I13 | gaz naturel | 4.1900 | 0.2072 | 0.7446 | 0.0011 |
| | exist. red.-elec. arc | I21 | gaz naturel | 4.7600 | 0.2354 | 0.8459 | 0.0012 |
| | electrif. of dir. red.-wire | I22 | gaz naturel | 2.8900 | 0.1429 | 0.5136 | 0.0007 |
| | nouv. usines tout électr. | I23 | gaz naturel | 2.8900 | 0.1429 | 0.5136 | 0.0007 |
| | exist. red.-elec. arc | I31 | gaz naturel | 5.6800 | 0.2809 | 1.0093 | 0.0015 |
| | electrif. of dir. red.-bar | I32 | gaz naturel | 3.9200 | 0.1939 | 0.6966 | 0.0010 |
| | nouv. usines tout électr. | I33 | gaz naturel | 3.9200 | 0.1939 | 0.6966 | 0.0010 |
| | misc.-electric arc | I41 | gaz naturel | 4.5500 | 0.2250 | 0.8085 | 0.0012 |
| | stainless steel – electric-arc | I51 | gaz naturel | 15.8800 | 0.7854 | 2.8219 | 0.0041 |
| | | | mazout lourd 1.5%S | 0.4720 | 0.0365 | 0.0929 | 0.3216 |
| | | | émissions totales I51 | | 0.8219 | 2.9148 | 0.3257 |
| ciment | fournaises au mazout | SK9 | mazout lourd 2.5%S | 1.0000 | 0.0797 | 0.1864 | 1.1397 |
| | fournaises au gaz nat. | SKG | gaz naturel | 1.0000 | 0.0497 | 0.1777 | 0.0003 |
| | fournaises au charbon | SKC | charbon | 1.0000 | 0.0877 | 0.4585 | 1.5307 |
| | fourn. coke de pétrole | SKP | coke de pétrole | 1.0000 | 0.1118 | 0.4585 | 1.1353 |
| | fourn. au wood pellets | SKW | wood pellets | 1.0000 | 0.0000 | 0.0000 | 0.0000 |
| | long wet prc (liq.,gas) | IG1 | émissions dues aux matières premières | | 0.5028 | 0.0000 | 5.4000 |
| | long wet pr (s.,l.,g.) | IG2 | émissions dues aux matières premières | | 0.5028 | 0.0000 | 5.4000 |
| | long dry prc (liq.,gas) | IG3 | émissions dues aux matières premières | | 0.5028 | 0.0000 | 5.4000 |
| | long dry prc (s.,l.,g.) | IG4 | émissions dues aux matières premières | | 0.5028 | 0.0000 | 5.4000 |
| | exist. preheat.-calc.-kiln | IG7 | émissions dues aux matières premières | | 0.5028 | 0.0000 | 0.0000 |
| | IG7: combust. solides | IG8 | émissions dues aux matières premières | | 0.5028 | 0.0000 | 0.0000 |
| | new preheat.-calc.kiln | IG9 | émissions dues aux matières premières | | 0.5028 | 0.0000 | 0.0000 |
| | new preheat.-calc.-kiln | IGA | émissions dues aux matières premières | | 0.5028 | 0.0000 | 0.0000 |

1. Consommation de la forme d'énergie autre que l'électricité (en pétajoules par unité par année).
2. En millions de tonnes par unité d'activité de la technologie.
3. En milliers de tonnes par unité d'activité de la technologie.

Tableau A.29 (suite): Émissions des technologies du secteur industriel
(unités des demandes: millions de tonnes de produits finis)
(Les notes (1), (2) et (3) sont définies au bas du tableau de la page précédente.)

| description de la technologie | | table TCH | forme d'énergie | consomm. énerg. (1) | CO2 (2) | NO2 (3) | SO2 (3) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| pâtes et papiers | bouill. mazout | SQ6 | mazout lourd 0,5%S | 1,4160 | 0,1056 | 0,2938 | 0,3160 |
| | bouill. mazout | SQ7 | mazout lourd 1,0%S | 1,4160 | 0,1080 | 0,2863 | 0,6405 |
| | bouill. mazout | SQ8 | mazout lourd 1,5%S | 1,4160 | 0,1096 | 0,2788 | 0,9649 |
| | bouill. mazout | SQ9 | mazout lourd 2,5%S | 1,4160 | 0,1129 | 0,2639 | 1,6139 |
| | bouill. bois | SQB | bois | 1,7544 | 0,0000 | 0,2579 | 0,1316 |
| | bouill. charb. | SQC | charbon | 1,1765 | 0,1032 | 0,5394 | 1,8009 |
| | bouil. gaz nat. | SQG | gaz naturel | 1,2346 | 0,0611 | 0,2194 | 0,0003 |
| | fourn. mazout | SP6 | mazout lourd 0,5%S | 1,0000 | 0,0746 | 0,2075 | 0,2232 |
| | fourn. mazout | SP7 | mazout lourd 1,0%S | 1,0000 | 0,0763 | 0,2022 | 0,4523 |
| | fourn. mazout | SP8 | mazout lourd 1,5%S | 1,0000 | 0,0774 | 0,1969 | 0,6815 |
| | fourn. mazout | SP9 | mazout lourd 2,5%S | 1,0000 | 0,0797 | 0,1864 | 1,1397 |
| | fourn. charb. | SPC | charbon | 1,0000 | 0,0877 | 0,4585 | 1,5307 |
| | fourn. gaz nat. | SPG | gaz naturel | 1,0000 | 0,0495 | 0,1777 | 0,0003 |
| | fourn. bois | SPW | bois | 1,0000 | 0,0000 | 0,1470 | 0,0750 |
| | pâte Kraft | IJ1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 3,7500 |
| | pâte CTMP | IK1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 5,0000 |
| | sgw/lys | IL1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 13,5000 |
| | sgw/uhs | IL2 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 8,1000 |
| | sgw/ctmp/s | IL3 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 5,0000 |
| | 100% tmp | IL4 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| | nouv. sgw/uhs | IM1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 10,0000 |
| | sgw/ctmp/sul | IM2 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 5,0000 |
| | nouv. TMP | IM3 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| | autre (Kraft) | IN1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 3,7500 |
| | panneaux | IQ1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| | livres, écriture | IR1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 3,8500 |
| | papier Kraft | IS1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 3,6000 |
| | papier de soie | IT1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 4,5100 |
| | "linerboard" | IU1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 3,3000 |
| | papier ondulé | IV1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| | cart. compact | IW1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 2,0800 |
| | bottin circ. etc | IX1 | émissions dues aux matières premières | | 0,0000 | 0,0000 | 2,2900 |

Tableau A.30: Émissions des différentes formes d'énergie dans les segments I9 (autres industries) et I0 (moteurs au diesel) du secteur industriel

| forme d'énergie | CO2 (1) | NO2 (2) | SO2 (2) |
|---|---|---|---|
| mazout léger (I9) | 0,07400 | 0,0640 | 0,108600 |
| mazout lourd 1,5%S (I9) | 0,07742 | 0,1550 | 0,681457 |
| gaz naturel (I9) | 0,04946 | 0,0480 | 0,000257 |
| bois (I9) | 0,00000 | 0,0330 | 0,075000 |
| charbon (I9) | 0,08774 | 0,2360 | 1,530720 |
| gaz de pétrole liquide (I9) | 0,07400 | 0,0480 | 0,108600 |
| diesel pour moteurs (I0) (3) | 0,07400 | 2,7500 | 0,105800 |

1. En millions de tonnes par pétajoule de forme d'énergie consommée.
2. En milliers de tonnes par pétajoule de forme d'énergie consommée.
3. Le coefficient d'émissions de SO2 est approximé par celui des stations-service au diesel (du secteur des transports).
4. Certaines de ces données proviennent du document "Greenhouse Gas Inventory, Reference Manual (IPCC)". Nous approximons celles qui nous furent impossibles à déterminer par les coefficients correspon-dants du secteur commercial.

# Annexe B : Demandes et élasticités

La première partie de cette annexe contient les valeurs des 69 demandes dans le scénario de base. Les demandes sont identifiées par leur nom ainsi que par leur sigle de deux symboles alphanumériques, utilisé par MARKAL. La deuxième partie de l'annexe indique les coefficients d'élasticité utilisés lors d'un passage de MARKALED.

Dans plusieurs cas, certaines valeurs ne sont pas montrées à certaines périodes: il faut alors interpoler entre les deux valeurs encadrant cette période.

# PREMIÈRE PARTIE: DESCRIPTION DES DEMANDES

**SECTEUR INDUSTRIEL:**

**Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en millions de tonnes par année sauf pour les segments I9 et I0 qui sont exprimées en pétajoules par année.**

## Tableau B.1 : Demandes du secteur Industriel

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I1 | Feuilles d'acier | 0,702 | 0,721 | 0,744 | 0,773 | 0,785 | | | 0,821 | 0,829 |
| I2 | Fils d'acier | 0,317 | 0,319 | 0,321 | 0,323 | 0,320 | | | 0,321 | 0,309 |
| I3 | Acier: barres&formes | 0,499 | 0,496 | 0,493 | 0,491 | 0,479 | | | 0,447 | 0,440 |
| I4 | Produits acier divers | 0,526 | 0,532 | 0,541 | 0,557 | 0,560 | | | 0,564 | 0,566 |
| I5 | Acier inoxydable | 0,107 | 0,107 | 0,187 | | | | | | 0,187 |
| I9 | Autre: énergie indust. | 201,6 | 233,8 | 263,4 | 286,4 | 309,6 | 334,7 | 359,3 | 384,7 | 411,8 |
| I0 | Autre: moteurs diesel | 16,40 | 19,00 | 21,40 | 23,30 | 25,20 | 27,20 | 29,20 | 31,30 | 33,50 |
| IA | Aluminium | 1,921 | 2,136 | 2,134 | | | | | | 2,134 |
| IC | Cuivre | 0,408 | 0,399 | | | | | | | 0,399 |
| ID | Magnésium | 0,042 | 0,058 | 0,060 | | | | | | 0,060 |
| IE | Titanium | 0,808 | 1,105 | 1,080 | 1,055 | 1,030 | | | 0,950 | 0,930 |
| IF | Zinc | 0,241 | 0,240 | 0,265 | | | | | | 0,265 |
| IG | Ciment | 2,825 | 3,117 | 3,250 | 3,355 | | | | 3,610 | 3,720 |
| IJ | Pâte Kraft blanchie | 0,711 | 0,735 | 0,762 | 0,742 | 0,777 | | | | 0,828 |
| IK | Pâte CTMP blanchie | 0,325 | 0,440 | 0,504 | 0,543 | 0,591 | | | | 0,642 |
| IL | Journal exi. non-Kraft | 2,637 | 2,612 | 2,529 | 2,442 | 2,392 | | | | 2,072 |
| IM | Journal fut. non-Kraft | 0,225 | 0,269 | 0,361 | 0,452 | 0,535 | | | | 0,881 |
| IN | Papier journal Kraft | 1,009 | 1,046 | 1,050 | 1,050 | 1,066 | | | | 1,099 |
| IQ | Panneaux | 0,183 | 0,189 | 0,196 | 0,201 | 0,202 | | | | 0,203 |
| IR | Livres et écriture | 0,658 | 0,722 | 0,783 | 0,816 | 0,848 | | | | 0,880 |
| IS | Papier Kraft (emball.) | 0,106 | 0,082 | 0,063 | | | | | | 0,000 |
| IT | Papier de soie | 0,288 | 0,313 | 0,335 | 0,345 | 0,350 | | | | 0,354 |
| IU | "Linerboard" | 0,530 | 0,578 | 0,627 | | | | | | 0,672 |
| IV | Papier ondulé | 0,295 | 0,321 | 0,349 | | | | | | 0,379 |
| IW | Carton compact | 0,371 | 0,404 | 0,439 | | | | | | 0,478 |
| IX | Bottins, pubicité, etc | 1,563 | 1,720 | 2,042 | 2,273 | 2,382 | | | | 2,460 |

**SECTEUR DES TRANSPORTS:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en milliards de kilomètres par année sauf pour les segments T1, T7 et TC qui sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.2 : Demandes du secteur des Transports**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| TI | Ferroviaire | 8.80 | 9.70 | | 11.40 | | | | | 13.00 |
| T7 | Aérien | 35.00 | 40.30 | | 41.80 | | | | | 48.00 |
| TA | Auto. urbaines | 18.14 | 19.97 | | | | | | | 23.81 |
| TB | Autobus scolaires | 0.17 | 0.18 | 0.18 | 0.19 | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.21 |
| TC | Maritime | 27.50 | 29.60 | | 34.70 | | | | | 40.00 |
| TH | Camions lourds | 1.24 | 1.40 | 1.60 | 1.82 | 2.00 | 2.20 | 2.38 | 2.57 | 2.75 |
| TI | Autobus interurb. | 0.09 | 0.10 | | | 0.10 | 0.11 | | | 0.11 |
| TL | Camions légers | 14.64 | 15.96 | 17.88 | 20.38 | 22.42 | 24.66 | 26.63 | 28.76 | 30.78 |
| TM | Camions moyens | 4.86 | 5.49 | | 7.14 | | | | | 10.78 |
| TT | Taxis | 0.64 | 0.64 | | | | | | | 0.67 |
| TU | Autobus urbains | 0.16 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.21 |
| TV | Auto. Interurb. | 37.21 | 40.93 | | | | | | | 48.75 |

**SECTEUR COMMERCIAL:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en millions de mètres carrés sauf pour les segments C6, C7, C8, C9, CA et CP qui sont exprimées en pétajoules par année. Ce secteur inclut le secteur institutionnel.**

**Tableau B.3 : Demandes du secteur Commercial**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| C0 | Comm. Éclair. fluo. | 93.1 | 104.6 | 117.3 | 131.3 | 144.8 | 158.9 | 171.4 | 183.9 | 195.6 |
| C1 | Comm. existant | 86.43 | 84.0 | 79.6 | 73.0 | 64.9 | 56.0 | 44.4 | 32.1 | 23.2 |
| C2 | Comm. nouveau | 6.65 | 20.6 | 37.7 | 58.3 | 79.9 | 102.8 | 127.0 | 151.7 | 171.5 |
| C3 | Institut. existant | 32.64 | 31.4 | 29.1 | 25.8 | 21.0 | 15.1 | 9.9 | 6.3 | 4.9 |
| C4 | Institution. nouveau | 1.44 | 4.1 | 8.1 | 13.4 | 20.0 | 27.7 | 34.4 | 39.5 | 45.3 |
| C6 | Aut. comm. & inst. | 20.00 | 20.0 | | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 | 21.5 |
| C7 | Air conditionné | 127.2 | 140.1 | 154.5 | 170.5 | 185.7 | 201.6 | 215.7 | 229.6 | 245.8 |
| C8 | Ventilation | 127.2 | 140.1 | 154.5 | 170.5 | 185.7 | 201.6 | 215.7 | 229.6 | 245.8 |
| C9 | Réfrigération | 127.2 | 140.1 | 154.5 | 170.5 | 185.7 | 201.6 | 215.7 | 229.6 | 245.8 |
| CA | Autres électrique | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 |
| CD | Inst. éclairage fluo. | 34.1 | 35.5 | 37.2 | 39.2 | 41.0 | 42.8 | 44.3 | 45.7 | 50.2 |
| CG | Com. éclair. incan. | 93.1 | 104.6 | 117.3 | 131.3 | 144.8 | 158.9 | 171.4 | 183.9 | 195.6 |
| CI | Inst. Éclair. incand. | 34.1 | 35.5 | 37.2 | 39.2 | 41.0 | 42.8 | 44.3 | 45.7 | 50.2 |
| CP | Force motrice | 1.5 | 1.6 | 1.8 | 1.9 | 2.1 | 2.2 | 2.3 | 2.5 | 2.6 |

**SECTEUR RÉSIDENTIEL:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en 10 000 unités par année sauf pour les segments R4, R5 et RG qui sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.4 : Demandes du secteur Résidentiel**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| R1 | Air conditionné | 47,9 | 56,1 | 65,7 | 71,7 | 76,8 | 79,4 | 80,4 | 80,6 | 80,8 |
| R2 | Réfrigération | 345,3 | 377,4 | 404,0 | 427,0 | 444,8 | 457,4 | 463,1 | 464,2 | 465,3 |
| R3 | Congélateurs | 131,4 | 149,9 | 163,4 | 174,6 | 183,9 | 189,6 | 191,9 | 192,4 | 192,9 |
| R4 | Éclairage | 10,0 | 10,7 | 11,3 | 11,8 | 12,1 | 12,4 | 12,5 | 12,6 | 12,6 |
| R5 | Autres électro. | 31,0 | | | 37,0 | | | | | 43,0 |
| RA | App. exist. 10+ | 43,4 | 43,2 | 43,1 | 43,0 | 42,9 | 42,8 | 42,7 | 42,6 | 42,5 |
| RB | Maisons exist. | 139,9 | 138,1 | 137,1 | 136,3 | 135,2 | 134,5 | 134,0 | 133,2 | 132,4 |
| RG | Agriculture | 52,2 | 52,5 | | 54,6 | | | | | 59,7 |
| RH | App. exist. 2-9 | 86,7 | 86,4 | 86,2 | 86,0 | 85,8 | 85,7 | 85,4 | 85,2 | 85,0 |
| RK | App. nouv. 10+ | 2,4 | 6,9 | 10,7 | 14,3 | 17,0 | 19,3 | 20,6 | 21,0 | 21,4 |
| RL | Maisons nouv. | 9,7 | 22,4 | 31,7 | 38,7 | 44,4 | 48,1 | 49,9 | 50,6 | 51,3 |
| RO | App. nouv. 2-9 | 4,9 | 13,9 | 21,5 | 28,5 | 34,0 | 38,7 | 41,1 | 41,9 | 42,7 |
| RX | Chauff. de l'eau | 287,0 | 310,9 | 330,3 | 346,8 | 359,3 | 369,1 | 373,7 | 374,5 | 375,3 |

**SECTEUR NON-ÉNERGÉTIQUE:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.5 : Demandes du secteur Non-énergétique**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| N1 | Pétrochimie | 14,7 | | | | | | | | 14,7 |
| N2 | Asphalte | 32,4 | | | | | | | | 32,4 |
| N3 | Lubrifiants | 5,4 | | | | | | | | 5,4 |
| N4 | GPL non-énerg. | 6,1 | | | | | | | | 6,1 |

# DEUXIÈME PARTIE: DESCRIPTION DES ÉLASTICITÉS

## 1. DÉCROISSANCE DE LA DEMANDE

**SECTEUR INDUSTRIEL:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en millions de tonnes par année sauf pour les segments I9 et I0 qui sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.6 : Élasticités décroissantes du secteur Industriel**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2035 |
|---|---|---|---|---|
| I1 | Feuilles d'acier | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I2 | Fils d'acier | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I3 | Acier: barres&formes | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I4 | Produits acier divers | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I5 | Acier inoxydable | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I9 | Autre: énergie indust. | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| I0 | Autre: moteurs diesel | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IA | Aluminium | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| IC | Cuivre | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| ID | Magnésium | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IE | Titanium | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IF | Zinc | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IG | Ciment | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IJ | Pâte Kraft blanchie | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IK | Pâte CTMP blanchie | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IL | Journal exi. non-Kraft | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IM | Journal fut. non-Kraft | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IN | Papier journal Kraft | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IQ | Panneaux | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IR | Livres et écriture | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IS | Papier Kraft (emball.) | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IT | Papier de soie | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IU | "Linerboard" | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IV | Papier ondulé | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IW | Carton compact | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IX | Bottins, pubicité, etc | 0,00 | 0,10 | 0,10 |

**SECTEUR DES TRANSPORTS:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en milliards de kilomètres par année sauf pour les segments T1, T7 et TC qui sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.7 : Élasticités décroissantes du secteur des Transports**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2035 |
|---|---|---|---|---|
| T1 | Ferroviaire | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| T7 | Aérien | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| TA | Automobiles urbaines | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| TB | Autobus scolaires | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| TC | Maritime | 0,00 | | 0,00 |
| TH | Camions lourds | 0,00 | 0,15 | 0,15 |
| TI | Autobus inter-urbains | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| TL | Camions légers | 0,00 | 0,15 | 0,15 |
| TM | Camions moyens | 0,00 | 0,15 | 0,15 |
| TT | Taxis | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| TU | Autobus urbains | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| TV | Auto. inter-urbaines | 0,15 | 0,30 | 0,30 |

**SECTEUR COMMERCIAL:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en millions de mètres carrés sauf pour les segments C6, C7, C8, C9, CA et CP qui sont exprimées en pétajoules par année. Ce secteur inclut le secteur institutionnel.**

**Tableau B.8 : Élasticités décroissantes du secteur Commercial**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2035 |
|---|---|---|---|---|
| C0 | Comm. éclair. fluo. | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| C1 | Commercial existant | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| C2 | Commercial nouveau | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| C3 | Institutionnel existant | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| C4 | Institution. nouveau | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| C6 | Autres comm. & inst. | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| C7 | Air conditionné | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| C8 | Ventilation | 0,00 | | 0,00 |
| C9 | Réfrigération | 0,00 | | 0,00 |
| CA | Autres électrique | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| CD | Inst. éclairage fluo. | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| CG | Comm. éclair. incan. | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| CI | Inst. éclairage incand. | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| CP | Force motrice | 0,00 | | 0,00 |

**SECTEUR RÉSIDENTIEL:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en 10 000 unités par année sauf pour les segments R4, R5 et RG qui sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.9 : Élasticités décroissantes du secteur Résidentiel**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2035 |
|---|---|---|---|---|
| R1 | Air conditionné | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| R2 | Réfrigération | 0,00 | | 0,00 |
| R3 | Congélateurs | 0,00 | | 0,00 |
| R4 | Éclairage | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| R5 | Autres électroménag. | 0,00 | | 0,00 |
| RA | Appart. Existants 10+ | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| RB | Maisons existantes | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| RG | Agriculture | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| RH | Appart. Existants 2-9 | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| RK | App. nouveaux 10+ | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| RL | Maisons nouvelles | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| RO | Appart. Nouveaux 2-9 | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| RX | Chauffage de l'eau | 0,15 | 0,30 | 0,30 |

**SECTEUR NON-ÉNERGÉTIQUE:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.10 : Élasticiés décroissantes du secteur Non-énergétique**

| Sigle | Nom | 1995 | 2035 |
|---|---|---|---|
| N1 | Pétrochimie | 0,00 | 0,00 |
| N2 | Asphalte | 0,00 | 0,00 |
| N3 | Lubrifiants | 0,00 | 0,00 |
| N4 | GPL non-énergétique | 0,00 | 0,00 |

## 2. CROISSANCE DE LA DEMANDE

**SECTEUR INDUSTRIEL:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en millions de tonnes par année sauf pour les segments I9 et I0 qui sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.11 : Élasticités croissantes du secteur Industriel**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2035 |
|---|---|---|---|---|
| I1 | Feuilles d'acier | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I2 | Fils d'acier | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I3 | Acier: barres&formes | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I4 | Produits acier divers | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I5 | Acier inoxydable | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| I9 | Autre: énergie indust. | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| I0 | Autre: moteurs diesel | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IA | Aluminium | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| IC | Cuivre | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| ID | Magnésium | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IE | Titanium | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IF | Zinc | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IG | Ciment | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IJ | Pâte Kraft blanchie | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IK | Pâte CTMP blanchie | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IL | Journal exi. non-Kraft | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IM | Journal fut. non-Kraft | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IN | Papier journal Kraft | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IQ | Panneaux | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IR | Livres et écriture | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IS | Papier Kraft (emball.) | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IT | Papier de soie | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IU | "Linerboard" | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IV | Papier ondulé | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IW | Carton compact | 0,00 | 0,10 | 0,10 |
| IX | Bottins, pubicité, etc | 0,00 | 0,10 | 0,10 |

**SECTEUR DES TRANSPORTS:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en milliards de kilomètres par année sauf pour les segments T1, T7 et TC qui sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.12 : Élasticiés croissantes du secteur des Transports**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2035 |
|---|---|---|---|---|
| T1 | Ferroviaire | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| T7 | Aérien | 0,15 | 0,30 | 0,30 |
| TA | Automobiles urbaines | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| TB | Autobus scolaires | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| TC | Maritime | 0,00 | | 0,00 |
| TH | Camions lourds | 0,00 | 0,15 | 0,15 |
| TI | Autobus inter-urbains | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| TL | Camions légers | 0,00 | 0,15 | 0,15 |
| TM | Camions moyens | 0,00 | 0,15 | 0,15 |
| TT | Taxis | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| TU | Autobus urbains | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| TV | Auto. inter-urbaines | 0,08 | 0,15 | 0,15 |

**SECTEUR COMMERCIAL:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en millions de mètres carrés sauf pour les segments C6, C7, C8, C9, CA et CP qui sont exprimées en pétajoules par année. Ce secteur inclut le secteur institutionnel.**

**Tableau B.13 : Élasticités croissantes du secteur Commercial**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2035 |
|---|---|---|---|---|
| C0 | Comm. éclair. fluo. | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| C1 | Commercial existant | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| C2 | Commercial nouveau | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| C3 | Institutionnel existant | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| C4 | Institution. nouveau | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| C6 | Autres comm. & inst. | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| C7 | Air conditionné | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| C8 | Ventilation | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| C9 | Réfrigération | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| CA | Autres électrique | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| CD | Inst. éclairage fluo. | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| CG | Comm. éclair. incan. | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| CI | Inst. éclairage incand. | 0,09 | 0,18 | 0,18 |
| CP | Force motrice | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

**SECTEUR RÉSIDENTIEL:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en 10 000 unités par année sauf pour les segments R4, R5 et RG qui sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.14 : Élasticités croissantes du secteur Résidentiel**

| Sigle | Nom | 1995 | 2000 | 2035 |
|---|---|---|---|---|
| R1 | Air conditionné | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| R2 | Réfrigération | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| R3 | Congélateurs | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| R4 | Éclairage | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| R5 | Autres électroménag. | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| RA | Appart. Existants 10+ | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| RB | Maisons existantes | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| RG | Agriculture | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| RH | Appart. Existants 2-9 | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| RK | App. nouveaux 10+ | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| RL | Maisons nouvelles | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| RO | Appart. Nouveaux 2-9 | 0,08 | 0,15 | 0,15 |
| RX | Chauffage de l'eau | 0,08 | 0,15 | 0,15 |

**SECTEUR NON-ÉNERGÉTIQUE:** **Toutes les demandes de ce secteur sont exprimées en pétajoules par année.**

**Tableau B.15 : Élasticités croissantes du secteur Non-énergétique**

| Sigle | Nom | 1995 | 2035 |
|---|---|---|---|
| N1 | Pétrochimie | 0,00 | 0,00 |
| N2 | Asphalte | 0,00 | 0,00 |
| N3 | Lubrifiants | 0,00 | 0,00 |
| N4 | GPL non-énergétique | 0,00 | 0,00 |

# Annexe C : Description technologique

Cette annexe contient de nombreuses notes techniques décrivant les méthodes de calcul utilisées pour les demandes et pour certains coefficients technologiques et certains coûts dans les secteurs Résidentiel, Commercial/Institutionnel, et des Transports.

De plus, dans certains secteurs de demande, des contraintes supplémentaires (appelées ADRATIO) ont été ajoutées aux équations standard du modèle, de façon à reproduire des conditions particulières. Ceci est particulièrement vrai dans les secteurs Résidentiel et Commercial/Institutionnel.

Finalement, certaines sources de données ayant servi aux calculs sont aussi indiquées dans cette annexe plutôt qu'au bas des tableaux de la section 2 du rapport.

**Notes sur les secteur Résidentiel et Commercial/Institutionnel**

## LES CONTRAINTES ADRATIO DES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL/INSTITUTIONNEL

Il y a deux grandes classes de contraintes ADRATIO dans les secteurs Résidentiel et Commercial/Institutionnel: (1) les contraintes destinées à représenter le caractère captif des systèmes de chauffage à l'électricité (obligeant la part de marché de ces systèmes à ne pas décroître) et (2) les contraintes destinées à modéliser la diversité des coûts de livraison du gaz naturel et de l'huile pour les technologies satisfaisant les demandes de chauffage des locaux de ces secteurs. Une description détaillée des contraintes de type (2) est donnée plus loin (en même temps que les détails concernant la modélisation du chauffage des habitations de ces secteurs). Les contraintes de types (1) ainsi qu'une contrainte particulière supplémentaire (*) sont énumérées ci-après.

### Secteur Résidentiel

BBHN10: Non-décroissance des plinthes électriques dans le segment des immeubles neufs de 10 appartements ou plus.

BHNRL3: Non-décroissance des plinthes électriques dans le segment des maisons neuves.

BHNRLG: Non-décroissance des maisons neuves bâties suivant les normes R2000 et chauffées à l'électricité.

BHNRO3: Contrainte identique à la précédente dans le cas du segment des immeubles neufs de 2 à 9 appartements.

WHRELC: Non-décroissance des systèmes électriques de chauffage de l'eau.

WHRSOL(*): Traduit le fait que la part de marché des systèmes de chauffage solaire de l'eau ne peut excéder celle des systèmes conventionnels (électricité, huile, gaz naturel).

### Secteur Commercial/Institutionnel

BHNCOM: Non-décroissance des systèmes de chauffage électrique dans le segment des nouveaux espaces commerciaux.

BHNINS: Contrainte identique à la précédente dans le cas du segment des nouveaux espaces institutionnels.

# DÉTAILS CONCERNANT LA MODÉLISATION DU CHAUFFAGE DES LOCAUX DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL (ET DE FAÇON IDENTIQUE DANS LE SECTEUR COMMERCIAL/INSTITUTIONNEL)

La modélisation du chauffage des habitations dans le secteur résidentiel est effectuée en décomposant celui-ci en six segments distincts:

RA: Logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits avant 1992 et comportant 10 logements ou plus.

RB: Maisons construites avant 1992.

RH: Logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits avant 1992 et comportant entre 2 et 9 logements.

RK: Logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits après 1991 et comportant 10 logements ou plus.

RL: Maisons construites après 1991.

RO: Logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits après 1991 et comportant entre 2 et 9 logements.

Dans le cas des segments anciens (i.e. les habitations construites avant 1992: RA, RB et RH), la modélisation tient compte du fait que les systèmes de chauffage à énergie fossile en place (huile et gaz naturel) possèdent un réseau de distribution de la chaleur (tuyauterie).

Une technologie fictive a pour unique mission de comptabiliser le nombre d'habitations ayant un tel réseau de distribution de la chaleur. Au fil des ans, ce nombre diminue puisque certaines habitations sont éventuellement détruites. Un extrant de cette technologie fictive constitue en fait un réseau de distribution. Chaque technologie nécessitant la présence d'un tel réseau (par exemple: une fournaise au gaz naturel) doit avoir un intrant égal à son efficacité pour permettre au modèle de comprendre qu'un réseau de distribution est essentiel au fonctionnement de cette technologie.

Ceci permet une structure de coûts adéquate et assez fine tout en éliminant la possibilité de voir apparaître un mouvement massif des habitations chauffées à l'électricité vers un type de chauffage nécessitant un réseau de distribution (éviter cette situation correspond à la réalité).

Une deuxième technologie fictive est utilisée pour comptabiliser le nombre d'habitations possédant un système de chauffage à l'huile déjà installé. Ceci constitue un sous-ensemble des technologies ayant un réseau de distribution de la chaleur. L'utilité de cette technologie consiste à permettre la modélisation de la bi-énergie de façon efficace. En effet, dans ce sous-ensemble, le coût d'investissement de la bi-énergie est assez faible puis la fournaise à l'huile est déjà en état de fonctionner.

Le modèle permet une grande liberté de décision puisque plusieurs bi-énergie sont disponibles dans ce sous-ensemble. En effet, puisque la fournaise à l'huile déjà en place peut durer, par exemple, 4 périodes, on peut vouloir investir dans la bi-énergie immédiatement ou attendre la période 2, 3 ou 4, selon notre volonté (optimale!). Ceci explique la présence de plusieurs technologies bi-énergie qui sont toutes identiques sauf en ce qui concerne leur durée de vie. Ceci est nécessaire puisque le nombre de fournaises à l'huile déjà en place diminue. En fait, lorsque le parc existant de fournaises déjà en place devient nul, cette partie du modèle devient alors inactive.

Si l'on considère l'exemple concernant le secteur de demande RB (anciennes maisons), la première technologie fictive est TYU et la deuxième est TYE. La comptabilisation est induite par le BOUNDUP de leur table TCH respective. Ces astuces de modélisation ne sont pas nécessaires dans le cas des habitations nouvelles (RK, RL et RO) puisque le coût d'investissement des technologies ne dépend pas de l'équipement déjà en place (puisque celui-ci est pratiquement nul).

Pour tenir compte de la diversité géographique du Québec concernant les différents réseaux de distribution de l'huile et du gaz naturel, une modélisation particulière fut introduite. L'idée suivante est utilisée dans chacun des six segments du secteur résidentiel:

1. 60% de la demande du segment peut être satisfaite par des fournaises à l'huile ayant un coût de livraison de 0,35 $/GJ (par exemple: RB1 et RB3 pour la demande RB).

2. 40% de la demande du segment peut être satisfaite par des fournaises à l'huile ayant un coût de livraison de 0,65 $/GJ (par exemple: RBX pour la demande RB).

3. 50% de la demande du segment peut être satisfaite par des fournaises au gaz naturel ayant un coût de livraison de 1,44 $/GJ (par exemple: RB4 et RB5 pour la demande RB).

4. 15% de la demande du segment peut être satisfaite par des fournaises au gaz naturel ayant un coût de livraison de 1,94 $/GJ (par exemple: RBU pour la demande RB).

5. 15% de la demande du segment peut être satisfaite par des fournaises au gaz naturel ayant un coût de livraison de 2,44 $/GJ (par exemple: RBV pour la demande RB).

6. 20% de la demande du segment peut être satisfaite par des fournaises au gaz naturel ayant un coût de livraison de 5,00 $/GJ (par exemple: RBW pour la demande RB).

Ces pourcentages constituent des bornes supérieures sur la capacité de ces technologies. Chacune de ces bornes est décrite par une contrainte ADRATIO (une contrainte particulière) possédant un nom mnémonique tel que l'exemple que voici concernant le cas des anciennes maisons RB:

1. ODERB1: "Oil DElivery cost" pour RB1 et RB3 (le 40% est induit automatiquement).
2. GDERB4: "GAz DElivery cost" pour RB4 et RB5.
3. GDERBU: "GAz DElivery cost" pour RBU.
4. GDERBV: "GAz DElivery cost" pour RBV (le dernier 20% est lui aussi induit).

En termes mathématiques, la contrainte ODERB1 s'écrit comme suit:

$$CAPRB1(T) + CAPRB3(T) \leq \sum_{i \in RB(D)} CAPRBi(T)$$

où *(D)* représente les indices correspondantes aux technologies associées à la demande RB. Dans le modèle, celle-ci est donnée sous la forme équivalente suivante:

$$0{,}4*(CAPRB1(T) + CAPRB3(T)) \leq \sum_{\substack{i \in RB(D) \\ i=1,i=3}} CAPRBi(T)$$

Des contraintes du même type existent pour GDERB4, GDERBU et GDERBV. Rappelons que cette modélisation est utilisée pour chacun des six segments du secteur résidentiel. En ce qui concerne le secteur commercial, tous les détails données ici demeurent valides. En fait, la seule différence avec le secteur résidentiel (qui n'a aucune incidence sur ces détails de modélisation) est que le chauffage de l'eau et des locaux sont réunis pour le secteur commercial alors qu'ils sont séparés pour le secteur résidentiel.

## NOTE CONCERNANT LA NOUVELLE UTILISATION DE "ELF"

Cette modification est faite afin de préciser, dans le modèle, si une technologie de demande (DMD) participe ou non à la pointe. Si tel est le cas, la fraction de temps de cette participation. Elle est particulièrement adaptée au comportement des systèmes bi-énergie.

**Méthodologie:** Lorsque ELF est présent dans une table DM(DM), cette valeur qui est utilisée pour toutes les technologies DMD génériques du DM considéré sauf dans le cas où une valeur particulière de ELF est spécifiée pour une technologie TCH(DMD), auquel cas cette dernière valeur est utilisée. Si aucune de ces deux situations n'est présente, ELF prend par défaut la valeur 1. Notons que le paramètre ELF est dynamique dans le modèle. Nous présentons ci-dessous les **modifications du code** nécessaires pour représenter cette nouvelle possibilité du modèle MARKAL-Québec.

*Fichier SETUP.EXD: calculs préliminaires*

```
FORM TABLE PEAKDA
   ((T),(DMD)) = TABLE TCH(DMD)((T),ELF)
      EXCEPT DMD = DMD
      WHEN TABLE TCH(DMD)(,ELF)

   ((T),(DMD)) = TABLE DM(DMD;M1-2)((T),ELF)
      EXCEPT DMD = DMD
      EXCEPT TABLE TCH(DMD)((T),ELF)
      WHEN TABLE DM(DMD;M1-2)(,ELF)

   ((T),(DMD)) = 1
      EXCEPT DMD = DMD
      EXCEPT TABLE TCH(DMD)((T),ELF)
      EXCEPT TABLE PEAKDA((T),(DMD))
```

*Fichier VECTS1.EXD: coefficient matriciel*

```
      (T)(DMD)CAP

   (T)EPK(E)(Z)D = -TABLE CAPUNIT(TID,(DMD))*
      TABLE PEAKDA((T),(DMD))*
      TABLE FR(TID,(DMD)(Z)D)*
      TABLE FR((T),(DMD)CF)*
      TABLE MADMD((T),(DMD)(E)LC)
      /(N,QHR(Z)D*
      TABLE EFFDMD((T),(DMD)))
      EXCEPT Z = I
      EXCEPT DMD :: (NST)
```

**Exemples de calcul des entrées MA des tables DMD(DMD) dans le cas particulier des technologies bi-énergie**

Étudions le cas particulier de la technologie RB7. Il s'agit d'une technologie bi-énergie électricité et anciennes fournaises à l'huile du segment de demande RB (maisons construites avant 1992). Ce segment a un besoin énergétique annuel de 0,555 pétajoules par 10 000 maisons. Nous supposons, et ce pour toutes les technologies bi-énergie des secteurs résidentiel et commercial, que 89% du besoin énergétique est satisfait par la partie électrique de la technologie bi-énergie. Dans le cas de RB7, l'efficacité de la partie électrique étant de 100% (puisque le terme *électricité* désigne ici les plinthes électriques RB6 qui possèdent une efficacité de 100%), cela signifie donc que l'entrée MAELC de la table DMDRB7 est égale à 89% de 0,555, i.e. 0,494. Pour compléter le besoin énergétique, 11% de celui-ci est supposé satisfait par la partie à l'huile de la technologie bi-énergie. Les anciennes fournaises à l'huile du segment RB ayant une efficacité de 60%, l'entrée MADSL de la table DMDRB7 est égale à 11% de 0,555 divisé par 60%, i.e. 0,102. Les entrées MA ainsi déterminées nous permettent, en utilisant une efficacité fictive de 100% pour la technologie RB7, d'obtenir les consommations désirées d'énergie finale de l'électricité et de l'huile.

Étudions aussi le cas particulier de la technologie RBA. Il s'agit d'une technologie bi-énergie pompes à chaleur électriques et anciennes fournaises à l'huile du segment de demande RB (maisons construites avant 1992). Ce segment a un besoin énergétique annuel de 0,555 pétajoules par 10 000 maisons. Nous supposons, et ce pour toutes les technologies bi-énergie des secteurs résidentiel et commercial, que 89% du besoin énergétique est satisfait par la partie électrique de la technologie bi-énergie. Dans le cas de RBA, l'efficacité de la partie électrique étant de 140% (puisque les pompes à chaleur électriques possèdent une efficacité de 140%), cela signifie donc que l'entrée MAELC de la table DMDRBA est égale à 89% de 0,555 divisé par 140%, i.e. 0,353. Pour compléter le besoin énergétique, 11% de celui-ci est supposé satisfait par la partie à l'huile de la technologie bi-énergie. Les anciennes fournaises à l'huile du segment RB ayant une efficacité de 60%, l'entrée MADSL de la table DMDRBA est égale à 11% de 0,555 divisé par 60%, i.e. 0,102. Les entrées MA ainsi déterminées nous permettent, en utilisant une efficacité fictive de 100% pour la technologie RBA, d'obtenir les consommations désirées d'énergie finale de l'électricité et de l'huile.

# REPRÉSENTATION DES TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE DÉSUÈTES DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL

Les technologies ainsi qualifiées sont essentiellement des fournaises à énergie fossile (huile et gaz naturel). Celles-ci sont utilisées pour modéliser les différents segments décrivant l'ancien parc des habitations (avant 1992). Elles se caractérisent par un faible rendement et le modèle ne permet pas de les renouveler à la fin de leur durée de vie. Une description détaillée de ces technologies est donnée dans les pages suivantes.

Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 100% permet simplement d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.

**RA: logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits avant 1992 et comportant 10 logements et plus**

**RA6: anciennes fournaises à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 60% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 81 000 logements |
| 9. remarque particulière: | la capacité résid.décroît linéairement et atteint 0 en 2015 |

**RA7: anciennes fournaises au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 65% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 93 000 logements |
| 9. remarque particulière: | la capacité résid.décroît linéairement et atteint 0 en 2015 |

**RAA: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 5 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 831 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RA6 |

**RAB: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 10 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 831 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RA6 |

**RAC: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 15 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 831 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 19 000 logements |
| 9. remarques particulières: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2010; potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RA6 |

**RH: logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits avant 1992 et comportant entre 2 et 9 logements**

**RH6: anciennes fournaises à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 60% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 162 000 logements |
| 9. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2015 |

**RH7: anciennes fournaises au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 65% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 176 000 logements |
| 9. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2015 |

**RHA: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 5 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 914 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RH6 |

**RHB: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 10 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 914 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RH6 |

**RHC: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 15 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 914 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 40 000 logements |
| 9. remarques particulières: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2010; potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RH6 |

**RB: maisons construites avant 1992**

**RB1: anciennes fournaises à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 60% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 378 000 maisons |
| 9. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

**RB5: anciennes fournaises au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 65% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 91 000 maisons |
| 9. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

**RB0: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 5 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 1 788 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RB1 |

**RB9: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 10 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 1 788 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RB1 |

**RB8: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 15 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 1 788 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 91 000 maisons |
| 9. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2010; potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RB1 |

**RB7: bi-énergie électricité et anciennes fournaises de durée de vie de 20 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 1 788 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 4 000 maisons |
| 9. remarques particulières: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2015; voir le parc existant en 2015 de la technologie RB1 |

**RBD: bi-énergie pomp. à chal. élec. et anciennes fournaises de durée de vie de 5 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 8 014 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 543 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RB1 |

**RBC: bi-énergie pomp. à chal. élec. et anciennes fournaises de durée de vie de 10 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 8 014 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 543 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RB1 |

**RBB: bi-énergie pomp. à chal. élec. et anciennes fournaises de durée de vie de 15 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 8 014 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 543 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RB1 |

**RBA: bi-énergie pomp. à chal. élec. et anciennes fournaises de durée de vie de 20 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 8 014 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 543 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de RB1 |

# REPRÉSENTATION DES TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE PERFORMANTES (NOUVELLES) DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL

Les technologies ainsi qualifiées sont souvent des versions améliorées (meilleur rendement) des technologies dites désuètes. Ces technologies sont utilisées pour modéliser tous les segments décrivant le parc des habitations du secteur résidentiel. Le modèle permet de les renouveler à la fin de leur durée de vie. Outre les versions améliorées des technologies désuètes, d'autres technologies entrent aussi en compétition (par exemple: isolation). Une description détaillée de ces technologies est donnée dans les pages suivantes.

Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 100% permet simplement d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.

**RA: logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits avant 1992 et comportant 10 logements et plus**

**RA1: plinthes électriques**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 35 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 494 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 241 000 logements |
| 8. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2030 |

**RA2: fournaises améliorées au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 674 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (RA7+RA2) limité à 50% du segment RA |

**RAU: fournaises améliorées au gaz naturel (U)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 674 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RAU limité à 15% du marché du segment RA |

**RAV: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 674 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RAV limité à 15% du marché du segment RA |

**RAW: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 674 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RAW limité à 20% du marché du segm. RA |

**RA5: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 749 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (RA6+RA5) limité à 60% du segment RA |

**RAX: fournaises améliorées à l'huile (X)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 749 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RAX limité à 40% du marché du segment RA |

**RA8: bi-énergie électricité et fournaises améliorées**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 271 TJ par 10 000 logements dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 1 580 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant: | nul |

**RA3: isolation - type 1**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. coût d'investissement: | 16 043 $cdn90 par équivalent énergétique d'un logement |
| 4. parc existant en 1995: | nul |
| 5. remarque particulière: | potentiel borné supérieurement par un équivalent énergétique de 35 000 logements de 1995 à 2035 |

**RA4: isolation - type 2**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. coût d'investissement: | 22 154 $cdn90 par équivalent énergétique d'un logement |
| 4. parc existant en 1995: | nul |
| 5. remarque particulière: | potentiel borné supérieurement par un équivalent énergétique de 29 000 logements de 1995 à 2035 |

**RH: logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits avant 1992 et comportant entre 2 et 9 logements**

**RH1: plinthes électriques**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 35 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 544 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 489 000 logements |
| 8. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2030 |

**RH2: fournaises améliorées au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 741 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (RH7+RH2) limité à 50% du segment RH |

**RHU: fournaises améliorées au gaz naturel (U)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 741 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RHU limité à 15% du marché du segment RH |

**RHV: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 741 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RHV limité à 15% du marché du segment RH |

**RHW: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 741 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RHW limité à 20% du marché du segm. RH |

**RH5: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 824 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (RH6+RH5) limité à 60% du segment RH |

**RHX: fournaises améliorées à l'huile (X)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 824 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RHX limité à 40% du marché du segment RH |

**RH8: bi-énergie électricité et fournaises améliorées**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 334 TJ par 10 000 logements dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 1 738 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant: | nul |

**RH3: isolation - type 1**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. coût d'investissement: | 5 877 $cdn90 par équivalent énergétique d'un logement |
| 4. parc existant en 1995: | nul |
| 5. remarque particulière: | potentiel borné supérieurement par un équivalent énergétique de 71 000 logements de 1995 à 2035 |

**RH4: isolation - type 2**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. coût d'investissement: | 8 132 $cdn90 par équivalent énergétique d'un logement |
| 4. parc existant en 1995: | nul |
| 5. remarque particulière: | potentiel borné supérieurement par un équivalent énergétique de 59000 logements de 1995 à 2035 |

**RB: maisons construites avant 1992**

**RB6: plinthes électriques**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 35 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 890 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 700 000 maisons |
| 8. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2030 |

**RB4: fournaises améliorées au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 2 695 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (RB5+RB4) limité à 50% du segment RB |

**RBU: fournaises améliorées au gaz naturel (U)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 2 695 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RBU limité à 15% du marché du segment RB |

**RBV: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 2 695 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RBV limité à 15% du marché du segment RB |

**RBW: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 2 695 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RBW limité à 20% du marché du segm. RB |

**RB3: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 3 145 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (RB1+RB3) limité à 60% du segment RB |

**RBX: fournaises améliorées à l'huile (X)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 3 145 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de RBX limité à 40% du marché du segment RB |

**RBE: bi-énergie électricité et fournaises améliorées**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 4 933 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant: | nul |

**RBN: isolation - type 1**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. coût d'investissement: | 11 563 $cdn90 par un équivalent énergétique d'une maison |
| 4. parc existant en 1995: | nul |
| 5. remarque particulière: | potentiel borné sup. par un équivalent énergétique de 97 800 maisons en 1995 à 96 300 maisons en 2035 |

**RBO: isolation - type 2**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. coût d'investissement: | 26 102 $cdn90 par un équival. énergétique d'une maison |
| 4. parc existant en 1995: | nul |
| 5. remarque particulière: | potentiel borné sup. par un équivalent énergétique de 65 700 maisons en 1995 à 64 400 maisons en 2035 |

**RBP: isolation - type 3**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. coût d'investissement: | 90 725 $cdn90 par un équival. énergétique d'une maison |
| 4. parc existant en 1995: | nul |
| 5. remarque particulière: | potentiel borné sup. par un équivalent énergétique de 54 000 maisons en 1995 à 53 000 maisons en 2035 |

**RBR: bi-énergie pompes à chaleur électriques et fournaises améliorées**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 11 158 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 543 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |

**RBT: pompes à chaleur électriques air-air**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 140% |
| 5. coût d'investissement: | 7 115 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 357 $cdn90 par système de chauffage |
| 8. parc existant en 1995: | nul |

**RBH: plinthes électriques et poêles à bois**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 1 530 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du bois: | 9 648 $/tonne |
| 8. parc existant en 1995: | 110 000 maisons |
| 9. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

**RBF: poêles à bois**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 555 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 35% |
| 5. coût d'investissement: | 640 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du bois: | 9 648 $/tonne |
| 8. parc existant en 1995: | 25 000 maisons |
| 9. remarque particulière: | la capacité résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

**RK: Logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits après 1991 et comportant 10 logements ou plus**

**RK3: plinthes électriques**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 35 ans |
| 3. consommation: | 169 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 494 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 21 800 logements |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2025 et est nulle par la suite |

**RK2: fournaises améliorées au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 169 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 921 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 1 400 logements |
| 9. remarques particulières: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2010 et est nulle par la suite; potentiel limité à 50% du segm. RK |

**RKU: fournaises améliorées au gaz naturel (U)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 169 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 921 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment RK |

**RKV: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 169 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 921 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment RK |

**RKW: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 169 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 921 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 20% du marché du segment RK |

**RK1: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 169 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 996 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 1 000 maisons |
| 9. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2010 et est nulle par la suite; potentiel limité à 60% du segm. RK |

**RKX: fournaises améliorées à l'huile (X)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 169 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 996 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de limité à 40% du marché du segment RK |

**RO: Logements se trouvant à l'intérieur d'immeubles construits après 1991 et comportant entre 2 et 9 logements**

**RO3: plinthes électriques**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 35 ans |
| 3. consommation: | 208 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 544 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 44 400 logements |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2025 et est nulle par la suite |

**RO2: fournaises améliorées au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 208 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 1 013 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 2 900 logements |
| 9. remarques particulières: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2010 et est nulle par la suite; potentiel limité à 50% du segm. RO |

**ROU: fournaises améliorées au gaz naturel (U)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 208 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 1 013 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment RO |

**ROV: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 208 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 1 013 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment RO |

**ROW: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 208 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 1 013 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 18 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 20% du marché du segment RO |

**RO1: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 208 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 1 095 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 2 000 maisons |
| 9. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2010 et est nulle par la suite; potentiel limité à 60% du segm. RO |

**ROX: fournaises améliorées à l'huile (X)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 208 TJ par 10 000 logements |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 1 095 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 37 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de limité à 40% du marché du segment RO |

**RL: Maisons construites après 1991**

**RL3: plinthes électriques**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 35 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 890 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 16 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. parc existant en 1995: | 86 300 maisons |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2025 et est nulle par la suite |

**RL2: fournaises améliorées au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 3 250 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 4 900 maisons |
| 9. remarques particulières: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite; potentiel limité à 50% du segm. RL |

**RLU: fournaises améliorées au gaz naturel (U)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 3 250 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment RL |

**RLV: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 3 250 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment RL |

**RLW: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 71% |
| 5. coût d'investissement: | 3 250 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 182 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 20% du marché du segment RL |

**RL1: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 3 684 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 2 900 maisons |
| 9. remarques particulières: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite; potentiel limité à 60% du segm. RL |

**RLX: fournaises améliorées à l'huile (X)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 69% |
| 5. coût d'investissement: | 3 684 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de limité à 40% du marché du segment RL |

**RL5: bi-énergie électricité et fournaises améliorées**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 5 472 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 210 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |

**RLR: bi-énergie pompes à chaleur électriques et fournaises améliorées**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 11 698 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 566 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |

**RLS: pompes à chaleur électriques air-air**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 140% |
| 5. coût d'investissement: | 7 115 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 373 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. parc existant en 1995: | nul |

**RL9: plinthes électriques et poêles à bois**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 1 505 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 271 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. coût de livraison du bois: | 9 648 $/tonne |
| 8. parc existant en 1995: | 2 900 maisons |
| 9. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite |

**RLA: plinthes électriques et solaire actif**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. consommation: | 451 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 21 520 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 46 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. parc existant en 1995: | nul |

**RLG: plinthes électriques et construction R2000**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. consommation: | 350 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 9 055 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 16 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. parc existant en 1995: | nul |

**RLH: pompes à chaleur électriques air-air et construction R2000**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. consommation: | 350 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 149,12% |
| 5. coût d'investissement: | 14 731 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 357 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. parc existant en 1995: | nul |

**RLJ: pompes à chaleur électriques eau-air et construction R2000**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 50 ans |
| 3. consommation: | 350 TJ par 10 000 maisons |
| 4. efficacité: | 310% |
| 5. coût d'investissement: | 20 040 $cdn90 par système de chauffage |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 357 $cdn90 par système de chauffage |
| 7. parc existant en 1995: | nul |

# REPRÉSENTATION DES TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE DÉSUÈTES DANS LE SECTEUR COMMERCIAL/INSTITUTIONNEL

Les technologies ainsi qualifiées sont des fournaises à énergie fossile (huile et gaz naturel). Celles-ci sont utilisées pour modéliser les différents segments décrivant l'ancien parc des espaces commerciaux/institutionnels (avant 1992). Elles se caractérisent par un faible rendement et le modèle ne permet pas de les renouveler à la fin de leur durée de vie. Une description détaillée de ces technologies est donnée dans les pages suivantes.

Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 100% permet simplement d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.

**C1: Espaces commerciaux construits avant 1992**

**C12: anciennes fournaises à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 79% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 11 050 000 mètres carrés |
| 9. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

**C11: anciennes fournaises au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 76% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,01 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 37 270 000 mètres carrés |
| 9. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

**C1A: bi-énergie élec. et anciennes fournaises à l'huile de durée de vie de 5 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 3,50 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de C12 |

**C1B: bi-énergie élec. et anciennes fournaises à l'huile de durée de vie de 10 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 3,50 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de C12 |

**C1C: bi-énergie élec. et anciennes fournaises à l'huile de durée de vie de 15 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 3,50 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de C12 |

**C16: bi-énergie élec. et anciennes fournaises à l'huile de durée de vie de 20 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 3,50 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 4 010 000 mètres carrés |
| 9. remarques particulières: | potentiel borné chaq. période par la cap. résid. de C12; la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2015 |

**C3: Espaces institutionnels construits avant 1992**

## C3: Espaces institutionnels construits avant 1992

### C32: anciennes fournaises à l'huile

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 79% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 5 400 000 mètres carrés |
| 9. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

### C31: anciennes fournaises au gaz naturel

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 76% |
| 5. coût d'investissement: | non-applicable |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 15 740 000 mètres carrés |
| 9. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

### C3B: bi-énergie élec. et anciennes fournaises à l'huile de durée de vie de 5 ans

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 5,63 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de C32 |

**C3C: bi-énergie élec. et anciennes fournaises à l'huile de durée de vie de 10 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 5,63 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de C32 |

**C3D: bi-énergie élec. et anciennes fournaises à l'huile de durée de vie de 15 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 5,63 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel borné chaque période par la cap. résid. de C32 |

**C36: bi-énergie élec. et anciennes fournaises à l'huile de durée de vie de 20 ans**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 5,63 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 1 990 000 mètres carrés |
| 9. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2015 |

# REPRÉSENTATION DES TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE PERFORMANTES (NOUVELLES) DANS LE SECTEUR COMMERCIAL/INSTITUTIONNEL

Les technologies ainsi qualifiées sont souvent des versions améliorées (meilleur rendement) des technologies dites désuètes. Ces technologies sont utilisées pour modéliser tous les segments décrivant le parc des espaces du secteur commercial/institutionnel. Le modèle permet de les renouveler à la fin de leur durée de vie. Outre les versions améliorées des technologies désuètes, d'autres technologies entrent aussi en compétition (par exemple: pompes à chaleur air-air). Une description détaillée de ces technologies est donnée dans les pages suivantes.

Les technologies bi-énergie constituent un cas particulier où une efficacité de 100% permet simplement d'obtenir les consommations désirées des formes d'énergie (énergie utile: électricité: 89%; huile: 11%). Il en sera ainsi pour toutes les technologies de ce type des secteurs résidentiel et commercial.

**C1: Espaces commerciaux construits avant 1992**

**C13: plinthes électriques**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 30 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 2,08 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 31 730 000 mères carrés |
| 8. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2025 |

**C14: fournaises améliorées au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 2,97 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $cdn/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (C11+C14) limité à 50% du segment C1 |

**C1U: fournaises améliorées au gaz naturel (U)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 2,97 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $cdn/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment C1 |

**C1V: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 2,97 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $cdn/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment C1 |

**C1W: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 2,97 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $cdn/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 20% du marché du segment C1 |

**C15: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 3,16 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $cdn/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (C12+C15) limité à 60% du segment C1 |

**C1X: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 3,16 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $cdn/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 40% du marché du segment C1 |

**C19: bi-énergie électricité et fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 6,31 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $cdn/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 2 140 000 mètres carrés |
| 9. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2020 |

**C17: pompes à chaleur électriques air-air**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 0,615 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 140% |
| 5. coût d'investissement: | 29,97 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,45 $cdn90 par mètre carré |
| 7. parc existant en 1995: | 2 230 000 mètres carrés |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2010 et est nulle par la suite |

## C3: Espaces institutionnels construits avant 1992

### C33: plinthes électriques

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 30 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 3,35 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 8 630 000 mères carrés |
| 8. remarque particulière: | la cap. résid. décroît linéairement et atteint 0 en 2025 |

### C34: fournaises améliorées au gaz naturel

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 4,78 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $cdn/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 580 000 mères carrés |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (C31+C34) limité à 50% du segment C3; cap. résid. constante jusqu'en 2015 et nulle par la suite |

### C3U: fournaises améliorées au gaz naturel (U)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 4,78 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $cdn/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment C3 |

**C3V: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 4,78 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $cdn/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment C3 |

**C3W: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 4,78 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $cdn/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 20% du marché du segment C3 |

**C35: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 5,08 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $cdn/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel de (C32+C35) limité à 60% du segment C3 |

**C3X: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 5,08 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $cdn/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 40% du marché du segment C3 |

**C39: bi-énergie électricité et fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 10,16 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $cdn/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |

**C37: pompes à chaleur électriques air-air**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 0,988 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 140% |
| 5. coût d'investissement: | 48,26 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,72 $cdn90 par mètre carré |
| 7. parc existant en 1995: | 300 000 mètres carrés |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2010 et est nulle par la suite |

## C2: Espaces commerciaux construits après 1991

### C23: plinthes électriques

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 30 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 2,29 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 3 180 000 mètres carrés |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2020 et est nulle par la suite |

### C21: fournaises améliorées au gaz naturel

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 3,26 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $cdn90/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 2 724 000 mètres carrés |
| 9. remarques particulières: | la cap. résid. demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite; potentiel limité à 50% du segment C2 |

### C2U: fournaises améliorées au gaz naturel (U)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 3,26 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $cdn90/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment C2 |

**C2V: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 3,26 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $cdn90/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment C2 |

**C2W: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 3,26 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $cdn90/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 20% du marché du segment C2 |

**C22: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 3,47 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $cdn90/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 420 000 mètres carrés |
| 9. remarques particulières: | la cap. résid. demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite; potentiel limité à 60% du segment C2 |

**C2X: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 3,47 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $cdn90/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 40% du marché du segment C2 |

**C26: bi-énergie pompes à chaleur électriques et fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 32,92 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,45 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $cdn90/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |

**C24: pompes à chaleur électriques air-air**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 140% |
| 5. coût d'investissement: | 32,92 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,45 $cdn90 par mètre carré |
| 7. parc existant en 1995: | 270 000 mètres carrés |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2010 et est nulle par la suite |

**C25: bi-énergie électricité et fournaises améliorées**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,53 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 6,93 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,05 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 7. parc existant en 1995: | 60 000 mètres carrés |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite |

**C4: Espaces institutionnels construits après 1991**

**C43: plinthes électriques**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 30 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 4,64 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | nul |
| 7. parc existant en 1995: | 733 000 mètres carrés |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2020 et est nulle par la suite |

**C41: fournaises améliorées au gaz naturel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 6,72 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,055 $cdn90/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | 510 000 mètres carrés |
| 9. remarques particulières: | la cap. résid. demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite; potentiel limité à 50% du segment C4 |

**C4U: fournaises améliorées au gaz naturel (U)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 6,72 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,074 $cdn90/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment C4 |

**C4V: fournaises améliorées au gaz naturel (V)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 6,72 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,093 $cdn90/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 15% du marché du segment C4 |

**C4W: fournaises améliorées au gaz naturel (W)**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 6,72 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,02 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison du gaz: | 0,190 $cdn90/mètre cube |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 20% du marché du segment C4 |

**C42: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 7,14 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $cdn90/litre |
| 8. parc existant en 1995: | 90 000 mètres carrés |
| 9. remarques particulières: | la cap. résid. demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite; potentiel limité à 60% du segment C4 |

**C4X: fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 80% |
| 5. coût d'investissement: | 7,14 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,025 $cdn90/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |
| 9. remarque particulière: | potentiel limité à 40% du marché du segment C4 |

**C46: bi-énergie pompes à chaleur électriques et fournaises améliorées à l'huile**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 63,84 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,23 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $cdn90/litre |
| 8. parc existant en 1995: | nul |

**C44: pompes à chaleur électriques air-air**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 20 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré |
| 4. efficacité: | 140% |
| 5. coût d'investissement: | 63,84 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,72 $cdn90 par mètre carré |
| 7. parc existant en 1995: | 30 000 mètres carrés |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2010 et est nulle par la suite |

**C45: bi-énergie électricité et fournaises améliorées**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 25 ans |
| 3. consommation: | 0,851 GJ par mètre carré dont 89% électrique |
| 4. efficacité: | 100% |
| 5. coût d'investissement: | 6,72 $cdn90 par mètre carré |
| 6. coût fixe d'entretien annuel: | 0,08 $cdn90 par mètre carré |
| 7. coût de livraison de l'huile: | 0,014 $/litre |
| 7. parc existant en 1995: | 80 000 mètres carrés |
| 8. remarque particulière: | la capacité résiduelle demeure constante jusqu'en 2015 et est nulle par la suite |

# Notes sur le secteur des Transports

# DESCRIPTION DE LA DEMANDE DU SECTEUR DES TRANSPORTS ROUTIERS

## TA: automobiles urbaines: demande de kilomètres

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 945 000 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 19 200 km |
| 3. demande en 1995: | 18,14 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2000: 10% |
| | 2000-2035: 0,5% annuellement |

## TV: automobiles inter-urbaines: demande de kilomètres

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 1 755 000 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 21 200 km |
| 3. demande en 1995: | 37,21 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2000: 10% |
| | 2000-2035: 0,5% annuellement |

## TT: taxis: demande de kilomètres

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 8 000 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 80 000 km |
| 3. demande en 1995: | 0,64 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2035: 0,1% annuellement |

## TL: camions légers: demande de kilomètres

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 665 000 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 22 000 km |
| 3. demande en 1995: | 14,63 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2000: 9% |
| | 2000-2010: 28% |
| | 2010-2035: 51% |

**TM: camions moyens: demande de kilomètres**

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 108 000 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 45 000 km |
| 3. demande en 1995: | 4,86 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2000: 13% |
| | 2000-2010: 30% |
| | 2010-2035: 51% |

**TH: camions lourds: demande de kilomètres**

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 10 800 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 115 000 km |
| 3. demande en 1995: | 1,24 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2035: 2% annuellement |

**TB: autobus scolaires: demande de kilomètres**

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 9 550 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 18 000 km |
| 3. demande en 1995: | 0,17 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2035: 0,5% annuellement |

**TI: autobus inter-urbains: demande de kilomètres**

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 775 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 120 000 km |
| 3. demande en 1995: | 0,09 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2035: 0,5% annuellement |

**TU: autobus urbains: demande de kilomètres**

| | |
|---|---|
| 1. parc existant en 1995: | 3 200 |
| 2. distance parcourue annuellement: | 50 000 km |
| 3. demande en 1995: | 0,16 $10^9$km |
| 4. augmentation de la demande: | 1995-2035: 0,7% annuellement |

## DESCRIPTION DES TECHNOLOGIES DU SECTEUR DES TRANSPORTS

**TA4: automobiles urbaines au gaz naturel comprimé**
(relativement à l'automobile à essense TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1995: 16% plus cher |
| | 2000-2035: 6% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | 1995: 74,3 M$cdn90 |
| | 2000-2035: proport. au coût d'investissement |
| 6. parc existant en 1995: | 0,13 $10^9$km par année |
| 7. consommation: | identique |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 8% |
| | 1995-2010: 15% |
| | 1995-2035: 20% |

**TA5: automobiles urbaines au propane**
(relativement à l'automobile à essense TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 12% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 2% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TA6: automobiles urbaines au méthanol 90%**
(relativement à l'automobile à essense TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 10% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TA7: automobiles urbaines au gasohol**
(relativement à l'automobile à essense TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 3% de plus (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TA8: automobiles urbaines à l'éthanol**
(relativement à l'automobile à essense TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 2% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 13% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TA9: automobiles urbaines à l'électricité**
(relativement à l'automobile à essense TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 2000: 40% plus cher |
| | 2010: 20% plus cher |
| | 2035: 10% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | 2000: 4% moins cher |
| | 2010: 21% moins cher |
| | 2035: 30% moins cher |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 2000: 1,360 PJ/$10^9$km (i.e. 0,377 kWh/km) |
| | 2010: 1,088 PJ/$10^9$km (i.e. 0,236 kWh/km) |
| | 2035: 0,952 PJ/$10^9$km (i.e. 0,164 kWh/km) |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2010: 20% |
| | 2000-2035: 30% |

**TAA: automobiles urbaines à essence**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 19 200 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1 073 M$cdn90 |
| 5. coût fixe annuel: | 1995: 1 359 $cdn90 / 19 200 km, donc 70,8 M$cdn90 / $10^9$km |
| | 2000-2035: proportionnel au coût d'investissement |
| 6. parc existant en 1995: | 928 500 automobiles urbaines à essence à 19 200 km par année, i.e. 17,83 $10^9$km par année |
| 7. consommation: | 11,78 litres pour 100 km, i.e. 117 800 000 litres pour $10^9$km, soit 3,81 PJ pour $10^9$km ($10^6$litres équivaut à 32,34 TJ) |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2010: 11% |
| | 1995-2035: 20% |

**TAB: automobiles urbaines au diesel**
(relativement à l'automobile à essence TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 10% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | 19% plus cher |
| 6. parc existant en 1995: | 0,18 $10^9$km par année |
| 7. consommation: | 20% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TAC: automobiles urbaines à l'hydrogène (Moteur à Combustion Interne)**
(relativement à l'automobile à essence TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 275 M$cdn90 de plus |
| 5. coût fixe annuel: | 72,7 M$cdn en 1995 et proportionnel au coût d'investissement de TAA par la suite |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 10% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2010: 8%<br>2000-2035: 20% |

**TAE: automobiles urbaines hybrides électrique-essence**
(relativement à l'automobile à essence TAA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2005 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | basé sur l'automobile électrique TA9;<br>coût de l'hybride = coût de TA9 - 1/3 coût des batteries + coût du moteur à essence;<br>2005: 26 385 - (5 000/3) + 1 500 = 26 220, i.e. 1 457 M$cdn90<br>2035: 24 610 - (3 000/3) + 1 500 = 25 110, i.e. 1 395 M$cdn90 |
| 5. coût fixe annuel: | 65,0 M$cdn en 1995<br>57,6 M$cdn en 2035 |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2005: | 72% de la consommation électrique de TA9 et<br>20% de 39,5% de la consomm. d'essence de TAA |
| 8. diminution de la consommation: | essence: 2005-2035: 20%<br>électricité:2005-2035: 30% |

**TAF: automobiles urbaines à l'hydrogène (pile à combustible)**
(relativement à l'automobile à essence TA9)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | coût de TA9 - piles électrique + pile à combustible + réservoir d'hydrogène;<br>2000: 2 018 M$cdn90<br>2010: 1 561 M$cdn90<br>2035: 1 594 M$cdn90 |
| 5. coût fixe annuel: | identique à TA9 |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 51% de moins que TAA (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2010: 8%<br>2010-2035: 20% |

**TV4: automobiles inter-urbaines au gaz naturel comprimé**
(relativement à l'automobile à essence TVA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1995: 16% plus cher |
| | 2000-2035: 10% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | 1995: 73,3 M$cdn90 |
| | 2000-2035: proportionnel au coût d'invest. |
| 6. parc existant en 1995: | 0,45 $10^9$km par année |
| 7. consommation: | identique |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 4% |
| | 1995-2010: 12% |
| | 1995-2035: 20% |

**TV5: automobiles inter-urbaines au propane**
(relativement à l'automobile à essence TVA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 12% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 2% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TV6: automobiles inter-urbaines au méthanol 90%**
(relativement à l'automobile à essence TVA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 10% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TV7: automobiles inter-urbaines au gasohol**
(relativement à l'automobile à essence TVA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 3% de plus (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TV8: automobiles inter-urbaines à l'éthanol**
(relativement à l'automobile à essence TVA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 2% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 13% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TVA: automobiles inter-urbaines à essence**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 21 200 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 966 M$cdn90 |
| 5. coût fixe annuel: | identique à TAA |
| 6. parc existant en 1995: | 1 716 500 automobiles inter-urbaines à essence à 21 200 km par année, i.e. 36,39 $10^9$km par année |
| 7. consommation: | 9,42 litres pour 100 km, i.e. 94 200 000 litres pour $10^9$km, soit 3,05 PJ pour $10^9$km ($10^6$ litres équivaut à 32,34 TJ) |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2010: 11%<br>1995-2035: 20% |

**TVB: automobiles inter-urbaines au diesel**
(relativement à l'automobile à essence TVA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 10% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique à TAB |
| 6. parc existant en 1995: | 0,37 $10^9$km par année |
| 7. consommation: | 20% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TVC: automobiles inter-urbaines à l'hydrogène (Moteur à Combustion Interne)**
(relativement à l'automobile à essence TVA)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 10% de moins que TAC (même coût du véhicule mais distance parcourue différente de TAC) |
| 5. coût fixe annuel: | identique à TAC |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 10% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2010: 8%<br>2000-2035: 20% |

**TVE: automobiles inter-urbaines hybrides électrique-essence**
(relativement à l'automobile à essence TAE)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2005 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique à TVA |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 10% de moins (même coût du véhicule mais distance parcourue différente) |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2005: | 45% de la consommation électrique de TA9 et 50% de 39,5% de la consommation de TAA |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TVF: automobiles inter-urbaines à l'hydrogène (pile à combustible)**
(relativement à l'automobile à essence TAF)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique à TVA |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 10% de moins (même coût du véhicule mais distance parcourue différente) |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | identique |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TT1: taxis à essence**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 80 000 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 358 M$cdn95, i.e. 322 M$cdn90 |
| 5. coût fixe annuel: | 8 400 $can95 pour 80 000 km, donc 105 M$cdn95 pour $10^9$km, i.e. 94,4 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | 100% de la demande TT |
| 7. consommation: | 14,1 litres pour 100 km, donc 4,57 PJ /$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2010: 11%<br>1995-2035: 36% |

**TT4: taxis au gaz naturel comprimé**
(relativement au taxi à essence TT1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 373,0 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 5. coût fixe annuel: | 97,7 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | identique |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TT5: taxis au propane**
(relativement au taxi à essence TT1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 10% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 2% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TT6: taxis au méthanol 90%**
(relativement au taxi à essence TT1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 10% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TT8: taxis à l'éthanol**
(relativement au taxi à essence TT1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 13% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TT9: taxis au gasohol**
(relativement au taxi à essence TT1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 3% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TTB: taxis au diesel**
(relativement au taxi à essence TT1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 354,0 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 5. coût fixe annuel: | 112,0 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 20% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TTD: taxis à l'hydrogène**
(relativement au taxi à essence TT1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 60 M$cdn90 de plus |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 10% de moins (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TTE: taxis hybrides électrique-essence**
(relativement au taxi à essence TT1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2005 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 437 M$cdn90 pour $10^9$km en 2005 |
| 5. coût fixe annuel: | 86,7 M$cdn90 pour $10^9$km en 2005 |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2005: | essence: 1,25 PJ pour $10^9$km<br>électricité:0,33 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | essence: 2005-2035: 30%<br>électricité:2005-2035: 57% |

**TTF: taxis à l'hydrogène (pile à combustible)**
(relativement à l'automobile à l'hydrogène TAF)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 5 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 80 000 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 605,0 M$cdn90 pour $10^9$km en 2010 |
| 5. coût fixe annuel: | 92,8 M$cdn90 pour $10^9$km en 2010 |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 20% de plus (en PJ/$10^9$km) |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2010: 8%<br>2000-2035: 34% |

**TL1: camions légers à essence**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 22 000 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1 600 M$cdn95, i.e. 1 440 M$cdn90 (35 000 $cdn95 par camion) |
| 5. coût fixe annuel: | 45 000 $cdn95 pour 22 000 km (inclut le salaire du chauffeur), donc 2 045 M$cdn95 pour $10^9$km, i.e. 1 840 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | 513 000 camions légers à essence à 22 000 km par année, i.e. 11,30 $10^9$km par année |
| 7. consommation: | 25,7 litres pour 100 km, soit 5,08 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5%<br>1995-2010: 10%<br>1995-2035: 16% |

**TL2: camions légers au diesel**
(relativement au camion léger à essence TL1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 20% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | 152 000 camions légers au diesel à 22 000 km par année, i.e. 3,34 $10^9$km par année |
| 7. consommation: | 19,3 litres pour 100 km, soit 4,06 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TL3: camions légers au gaz naturel comprimé**
(relativement au camion léger à essence TL1 et au diesel TL2)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 15% plus cher que TL2 |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 5% de moins que TL1 |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TL4: camions légers au propane**
(relativement au camion léger à essence TL1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 11% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 3% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TL5: camions légers au méthanol 90%**
(relativement au camion léger à essence TL1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 5% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 4% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TL6: camions légers au méthanol 100%**
(relativement au camion léger à essence TL1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 29% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 15% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TL8: camions légers à l'éthanol**
(relativement au camion léger à essence TL1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 16% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TL9: camions légers au gasohol**
(relativement au camion léger à essence TL1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 3% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TM2: camions moyens au diesel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 45 000 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1 110 M$cdn95, i.e. 1 000 M$cdn90 (50 000 $cdn95 par camion) |
| 5. coût fixe annuel: | 50 000 M$cdn95 pour 45 000 km (inclut le salaire du chauff.), donc 1110 M$cdn95/ $10^9$km, i.e. 1 000 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | 108 000 camions moyens au diesel à 45 000 km par année, i.e. 4,86 $10^9$km par année (i.e. 100% de la demande TM) |
| 7. consommation: | 28,4 litres pour 100 km, soit 9,6 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 1%<br>1995-2010: 4%<br>1995-2035: 10% |

**TM3: camions moyens au propane**
(relativement au camion moyen au diesel TM2)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 15% moins cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 15% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TM5: camions moyens au méthanol 100%**
(relativement au camion moyen au diesel TM2)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 5% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 18% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TM8: camions moyens à l'éthanol**
(relativement au camion moyen au diesel TM2)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 20% moins cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 6% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TM9: camions moyens au gasohol**
(relativement au camion moyen au diesel TM2)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 20% moins cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 23% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TH1: camions lourds au diesel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 115 000 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 520 M$cdn95, i.e. 470 M$cdn90 (60 000 $cdn95 par camion) |
| 5. coût fixe annuel: | 60 000 $cdn95 pour 115 000 km (inclut le salaire du chauffeur), donc 520 M$cdn95 / $10^9$km, i.e. 470 M$cdn90 / $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | 10 800 camions lourds au diesel à 115 000 km par année, i.e. 1,24 $10^9$km par année (i.e. 100% de la demande TH) |
| 7. consommation: | 44,6 litres pour 100 km, soit 16,2 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 1%<br>1995-2010: 4%<br>1995-2035: 10% |

**TH4: camions lourds au méthanol 100%**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 2% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 2% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TH8: camions lourds à l'éthanol**
(relativement au camion lourd au diesel TH1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 2% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TB1: autobus scolaires à essence**
(relativement à l'autobus scolaire au diesel TB4)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | 40% de la demande TB |
| 7. consommation: | 52,0 litres pour 100 km, i.e. 18,0 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 6% |
| | 1995-2005: 15% |
| | 1995-2010: 20% |
| | 1995-2035: 25% |

**TB2: autobus scolaires au propane**
(relativement à l'autobus scolaire à essence TB1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 10% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 6% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5% |
| | 1995-2005: 11% |
| | 1995-2010: 15% |
| | 1995-2035: 20% |

**TB3: autobus scolaires au gaz naturel comprimé**
(relativement à l'autobus scolaire à essence TB1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 15% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 9% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5%<br>identique pour les années suivantes |

**TB4: autobus scolaires au diesel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 18 000 km (environ 186 jours à 95 km par jour) |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 3 333 M$cdn95, i.e. 3 000 M$cdn90<br>(60 000 $cdn95 par autobus) |
| 5. coût fixe annuel: | 25 000 $cdn95 pour 18 000 km (inclut le salaire du chauffeur), donc 1 390 M$cdn95 pour $10^9$km, i.e. 1 250 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | 60% de la demande TB |
| 7. consommation: | 30,0 litres pour 100 km, i.e. 11,6 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 10%<br>1995-2005: 16%<br>1995-2010: 21%<br>1995-2035: 27% |

**TB7: autobus scolaires au méthanol 100%**
(relativement à l'autobus scolaire à essence TB1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 3% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5% |
| | identique pour les années suivantes |

**TB8: autobus scolaires à l'éthanol**
(relativement à l'autobus scolaire à essence TB1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 13% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5% |
| | identique pour les années suivantes |

**TB9: autobus scolaires au méthanol 100%**
(relativement à l'autobus scolaire à essence TB1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 10% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5% |
| | identique pour les années suivantes |

**TU1: autobus urbains au diesel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 50 000 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 5 000 M$cdn95, i.e. 4 500 M$cdn90 (250 000 $cdn95 par autobus) [6] |
| 5. coût fixe annuel: | 100 000 $cdn95 pour 50 000 km (inclut le salaire du chauffeur), donc 2 000 M$cdn95 pour $10^9$km, i.e. 1 800 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | 100% de la demande TU |
| 7. consommation: | 60,0 litres pour 100 km, i.e. 23,2 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5%<br>1995-2005: 15%<br>1995-2010: 20%<br>1995-2035: 25% |

**TU2: autobus urbains au propane**
(relativement à l'autobus urbain TU1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 16% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TU3: autobus urbains au méthanol 90%**
(relativement à l'autobus urbain TU1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 17% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2005: 11% |
| | 2000-2010: 16% |
| | 2000-2035: 21% |

**TU6: autobus urbains au méthanol 100%**
(relativement à l'autobus urbain TU1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 2% de moins |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2005: 11% |
| | 2000-2010: 0% |
| | 2000-2035: 6% |

**TU8: autobus urbains à l'éthanol**
(relativement à l'autobus urbain TU1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | identique |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 5% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | identique |

**TUH: autobus urbains à l'hydrogène**
(relativement à l'autobus urbain TU1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 15 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 7 700 M$cdn95, i.e. 6 930 M$cdn90 (385 000 $cdn95 par autobus; diminution de 15% sur l'horizon 1995-2035) |
| 5. coût fixe annuel: | 2 900 M$cdn90 |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 50% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2035: 25% |

**TI1: autobus inter-urbains au diesel**

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | 120 000 km |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 2 915 M$cdn95, i.e. 2 625 M$cdn90 (350 000 $cdn95 par autobus) |
| 5. coût fixe annuel: | 100 000 $cdn95 pour 120 000 km (inclut le salaire du chauffeur), donc 835 M$cdn95 pour $10^9$km, i.e. 750 M$cdn90 pour $10^9$km |
| 6. parc existant en 1995: | 100% de la demande TI |
| 7. consommation: | 50,0 litres pour 100 km, i.e. 19,3 PJ pour $10^9$km |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 10%<br>1995-2005: 13%<br>1995-2010: 19%<br>1995-2035: 24% |

**TI2: autobus inter-urbains au propane**
(relativement à l'autobus inter-urbain au diesel TI1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 15% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5% |
| | 1995-2005: 15% |
| | 1995-2010: 18% |
| | 1995-2035: 23% |

**TI3: autobus inter-urbains au méthanol 90%**
(relativement à l'autobus inter-urbain au diesel TI1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 2000 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation en 2000: | 22% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | 2000-2005: 10% |
| | 2000-2010: 14% |
| | 2000-2035: 23% |

**TI8: autobus inter-urbains à l'éthanol**
(relativement à l'autobus inter-urbain au diesel TI1)

| | |
|---|---|
| 1. date de disponibilité: | 1995 |
| 2. durée de vie: | 10 ans |
| 3. distance parcourue annuellement: | identique |
| 4. coût d'investissement par $10^9$km: | 1% plus cher |
| 5. coût fixe annuel: | identique |
| 6. parc existant en 1995: | nul |
| 7. consommation: | 3% de plus |
| 8. diminution de la consommation: | 1995-2000: 5% |
| | 1995-2005: 15% |
| | 1995-2010: 18% |
| | 1995-2035: 23% |