

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL

L'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION ET DE LA PRIVATISATION SUR
L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ

MÉMOIRE

PRÉSENTÉ

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN ÉCONOMIQUE

PAR

PIERRE-GUY SYLVESTRE

SEPTEMBRE 2009

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL
Service des bibliothèques

Avertissement

La diffusion de ce mémoire se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire *Autorisation de reproduire et de diffuser un travail de recherche de cycles supérieurs* (SDU-522 – Rév.01-2006). Cette autorisation stipule que «conformément à l'article 11 du Règlement no 8 des études de cycles supérieurs, [l'auteur] concède à l'Université du Québec à Montréal une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de [son] travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, [l'auteur] autorise l'Université du Québec à Montréal à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de [son] travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de [la] part [de l'auteur] à [ses] droits moraux ni à [ses] droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, [l'auteur] conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont [il] possède un exemplaire.»

REMERCIEMENTS

J'aimerais d'abord remercier mes deux directeurs de recherche, Nicolas Marceau et Alain Guay, pour leur confiance et pour tout ce qu'ils m'ont appris.

Je remercie également mes parents, ma soeur, mon frère et ma conjointe Synthia, pour leur support inconditionnel et leur grande patience. Ils m'ont aidé à persévérer dans mes études et je leur en suis grandement reconnaissant. Sans eux, il m'aurait été très difficile de terminer ce travail.

Je tiens à remercier les professeurs et chargés de cours du département des sciences économiques et mes collègues aux premier et deuxième cycles, qui ont contribué à rendre mes études à l'UQAM des plus agréables.

Finalement, je veux remercier mes amis avec qui j'ai toujours du bon temps.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES FIGURES	vi
LISTE DES TABLEAUX	vii
RÉSUMÉ	ix
INTRODUCTION	1
CHAPITRE I	
CONTEXTE THÉORIQUE ET PROBLÉMATIQUE	3
1.1 Synthèse des principaux aspects théoriques de la problématique	3
1.1.1 Volatilité des prix de l'électricité	6
1.1.2 Nombre et taille des firmes	7
1.2 Contexte intenational	7
1.2.1 Canada	8
1.2.2 États-Unis	9
1.2.3 Pays scandinaves	12
1.2.4 Europe du Nord	13
1.2.5 Europe de l'Ouest	15
1.2.6 Europe du Sud	17
1.2.7 Océanie	18
1.2.8 Japon	19
CHAPITRE II	
TARIFICATION ET COÛTS DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC	20
2.1 Tarification domestique de petite, de moyenne et de grande puissance	22
2.2 Coûts moyens	23
2.2.1 Les charges d'Hydro-Québec, de 1961 à 2008	23
2.3 Coût marginal de long terme	23
2.3.1 Modèle de Bernard et Chatel (1985)	23
2.3.2 Coût du prochain parc de production	29

2.3.3	Centrales hydroélectriques et éoliennes	30
2.3.4	Coût unitaire	31
2.3.5	Prix des importations à la pointe	33
2.4	Coût marginal de court terme	35
2.5	Coût économique	40
2.6	Caractère régressif de la tarification résidentielle	40
2.7	Les contrats à partage de risque aux alumineries du Québec	41
2.8	Coût d'opportunité à consommer l'électricité	43
2.9	Mesures d'élasticités	44
2.9.1	Modèle de Robert (2005)	44
2.9.2	Modèle de Bernard (2000)	48
2.9.3	Modèle de Lijesen (2007)	49
2.10	Résultats et conclusion	50
CHAPITRE III		
MODÈLE ÉCONOMÉTRIQUE SUR LA RÉGLEMENTATION ET LA PRIVA-		
TISATION DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ		
3.1	Description des variables	54
3.2	Données	56
3.2.1	Prix en \$US de 2000 en parité de pouvoir d'achat (PPA)	57
3.3	Régressions linéaires avec données de panel	59
3.3.1	Effets fixes	61
3.3.2	Effets aléatoires	62
3.3.3	Test de Hausman	65
3.3.4	Test de Breusch-Pagan	66
3.3.5	Test de Wooldridge pour l'autocorrélation	66
3.3.6	Modèle avec variables de réglementation et de privatisation	67
3.4	Résultats	67
3.5	Analyse et discussion	68
CONCLUSION		
76		
APPENDICE A		

UNITÉS DE MESURE	79
APPENDICE B STATISTIQUES DESCRIPTIVES	81
BIBLIOGRAPHIE	86

LISTE DES FIGURES

1.1	Offre et demande d'électricité	6
1.2	Déplacement de la demande d'électricité	7
2.1	Charges moyennes	24
2.2	Courbe de puissance classée	26

LISTE DES TABLEAUX

1.1	Comparaison des prix de l'électricité en 2006	5
1.2	Prix moyens au 1er avril 2007 en ¢CA/kWh	5
1.3	Prix moyens en temps réel de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre en \$US/MWh	11
2.1	Projets futurs d'Hydro-Québec 2007-2012	32
2.2	Projets futurs d'Hydro-Québec 2012-2020	32
2.3	Coûts en \$/kWh des équipements de période hors-pointe	32
2.4	Coûts en \$/kWh par catégorie de consommateurs du parc de production 2006-2020	32
2.5	Coûts des différents parcs de production de période hors-pointe en \$/kWh par catégorie de consommateurs	33
2.6	Coûts des prochains kWh importés en période de pointe par catégorie de consommateurs en \$2006	33
2.7	Achats et ventes d'électricité hors Québec, de 1995 à 2008	35
2.8	Coûts en \$/kWh des équipements de période de pointe	35
2.9	Prix moyens de l'électricité au Québec par catégorie de consommateurs en \$/kWh	35
2.10	Rendement en % des capitaux propres d'Hydro-Québec et des Bons du Trésor de 3 mois	40

2.11	Consommation et facture d'électricité par classe de revenu (1989)	41
2.12	Ventes totales au Québec et hors-Québec, de 2004 à 2008	44
2.13	Variables Bernard (2000)	49
2.14	Élasticité-prix de la demande totale d'énergie	49
2.15	Élasticité-prix de long terme et de court terme	50
2.16	Élasticité-prix «Time of Use» (TOU)	51
2.17	Recettes supplémentaires suite à une augmentation des tarifs au coût marginal de court terme en période de pointe	52
3.1	Régression sur le prix industriel (effets fixes)	68
3.2	Régression sur le prix résidentiel (effets fixes)	69
3.3	Régression sur le ratio prix industriel / prix résidentiel (effets aléatoires)	69
3.4	Régression sur le prix industriel (effets fixes et variance corrigée)	70
3.5	Régression sur le prix résidentiel (effets fixes et variance corrigée)	70
3.6	Régression sur le ratio prix industriel / prix résidentiel (effets aléatoires et variance corrigée)	71
B.1	Statistiques	81
B.2	Dépaquetage	82
B.3	Concurrence détail	83
B.4	Marché court terme	84
B.5	Privatisation	85

RÉSUMÉ

Ce mémoire vise à mesurer l'impact de la réglementation et de la privatisation sur l'industrie de l'électricité dans 19 pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Un modèle économétrique a été construit à partir de données de panel de 1987 à 2006 et on trouve que la concurrence dans le marché de détail a un effet négatif sur les prix industriels et résidentiels. La séparation légale et comptable du secteur de la génération et de la transmission a quant à elle un effet positif sur le prix résidentiel.

On cherche également à établir un lien entre ces résultats et l'industrie de l'électricité au Québec. Suite à une analyse des coûts marginaux de court et de long terme de la production d'électricité, nous trouvons que la tarification devrait être plus élevée en période de pointe, afin d'envoyer un signal cohérent aux consommateurs.

En 1980, la majorité des pays membres de l'OCDE avait une industrie de l'électricité dominée par un monopole verticalement intégré. En 1990, le Royaume-Uni entreprenait une vaste opération de libéralisation et de privatisation de son industrie dans le but d'améliorer l'efficacité de celle-ci. Plusieurs autres pays ont par la suite entrepris des réformes similaires. Au Québec, Hydro-Québec Transénergie a été créée en 1997 et la Régie de l'énergie en 1996. Depuis quelques années, un débat public est engagé sur la privatisation d'Hydro-Québec et ce mémoire a comme objectif de mesurer empiriquement l'effet de ces réformes.

Mots-clés : réglementation électricité, privatisation électricité, modèle linéaire données de panel, coût marginal électricité, tarification électricité, Hydro-Québec.

INTRODUCTION

L'énergie électrique est indispensable pour soutenir les niveaux de vie des individus et la production industrielle. Elle est une condition *sine qua non* au développement et à la croissance économiques. Les énergies thermique, nucléaire, hydraulique et éolienne sont les principales formes de production. Il y a aussi différents types d'organisation de l'industrie : verticalement intégrée, monopolistique, réglementée ou non, publique ou privée. Selon le mode de production et l'organisation de l'industrie, les agents économiques auront accès ou non à la ressource et ce, à différents prix. L'électricité en tant que tel n'est pas une ressource rare, puisque c'est une force intarissable. Or, les intrants pour la produire le sont. Comme la science économique s'intéresse à la redistribution des ressources dans un contexte de rareté, il est donc adéquat de traiter de ce sujet.

Depuis une vingtaine d'années, une libéralisation des services publics a été entamée dans plusieurs pays industrialisés ayant pour objectif d'augmenter l'efficacité des différentes industries. Le secteur de l'électricité n'a pas échappé à cette tendance et les résultats de la déréglementation diffèrent selon les pays. Au Canada, l'Ontario et l'Alberta ont mis de l'avant des politiques de déréglementation qui ont eu des succès mitigés. Quant au Québec, c'est Hydro-Québec, société d'État, qui génère, transmet et distribue l'électricité et le prix est fixé par la Régie de l'énergie. Hydro-Québec est constituée de quatre entreprises légalement distinctes : Hydro-Québec Distribution, Transénergie, Production et Équipement. Le bloc patrimonial assure à Hydro-Québec Distribution 165 TWh d'électricité par année, à 0.0279 \$/kWh, produite par Hydro-Québec Production.

Si le Québec restructurait son industrie, de quelle manière devrait-il le faire et quels sont les risques auxquels il fera face? Au Canada, l'Ontario a déjà déréglementé et entrepris un processus de privatisation de son industrie de l'électricité, entraînant de fortes hausses de prix et une grande volatilité. Les résultats en Californie après plus

de dix ans de déréglementation sont mitigés. Certains auteurs comme Paul L. Joskow prétendent qu'il s'agit d'une question de temps et que les bénéfices pourront être retirés dans quelques années. La littérature économique sur ce sujet insiste sur l'importance de la structure du marché et de la justesse des prévisions de la demande pour qu'une déréglementation et une privatisation du secteur de l'électricité soient une réussite.

Le premier chapitre sera une mise en contexte et la problématique y sera amenée. De plus, les cas des 19 pays de l'OCDE seront examinés, ce qui nous éclairera sur les principaux types de réformes possibles. Une description détaillée de l'industrie au Québec sera faite au chapitre 2, ainsi qu'une analyse des coûts. La présentation du modèle économétrique et des résultats est au chapitre 3.

CHAPITRE I

CONTEXTE THÉORIQUE ET PROBLÉMATIQUE

1.1 Synthèse des principaux aspects théoriques de la problématique

C'est dans les années 70 que la déréglementation devient en vogue aux États-Unis. Les principaux économistes à en vanter les vertues sont Friedrich von Hayek et Milton Friedman, de l'Université de Chicago. Par déréglementation («deregulation»), il est entendu d'alléger les lois ou les règles encadrant les différentes industries afin d'induire une plus grande concurrence, de faire des gains en productivité et en efficacité, tout en abaissant les prix payés par les consommateurs.

Plusieurs réformes ont été entreprises dans ce sens à cette époque. Certaines ont réussi mieux que d'autres. Pour l'industrie de l'électricité, les résultats en Californie ont été de rendre les prix plus volatiles, de même qu'en Nouvelle-Angleterre. Dans le reste du monde, la déréglementation s'est effectuée plus ou moins récemment. Pour ce qui est de l'Europe, c'est le Royaume-Uni qui a initié le mouvement. Par la suite, l'Union Européenne a imposé des directives aux pays membres. Au Canada, l'Ontario a déréglementé et entamé une privatisation de son industrie de l'électricité mais est revenu avec un système de réglementation après que les prix eurent augmenté de façon significative, il y a de ça quelques années.

La théorie économique suppose qu'une industrie monopolisée par une seule entreprise ne permet pas une allocation optimale des ressources, notamment à cause d'un prix n'étant pas égal au coût marginal et de quantités échangées non optimales, créant de plus une

perte sèche. Aux États-unis, la Californie et la Nouvelle-Angleterre ont entrepris de déréglementer l'industrie de l'électricité afin d'en renforcer la concurrence et d'approcher les prix du coût marginal. Des moyens semblables ont été pris par les gouvernements du Royaume-Uni, de l'Ontario et de l'Alberta. Après une dizaine d'années, il est possible d'évaluer l'impact de telles politiques sur le prix payé par les agents économiques et de comparer avec l'industrie québécoise. Cette étude a donc comme objectif de comparer l'industrie d'électricité du Québec, par rapport à 19 pays de l'OCDE. Cette question est importante puisque la demande en énergie électrique est grandissante et sa production limitée. Afin de s'assurer que l'allocation soit optimale, il est primordial de connaître les avantages et désavantages des différentes structures industrielles.

Pour tout ce qui traite de la réglementation des services publics, Paul L. Joskow est une référence majeure et un leader dans la littérature économique. Il a écrit de nombreux articles et quelques livres sur le sujet. Il a utilisé plusieurs méthodes afin d'évaluer la performance de l'industrie de l'électricité aux États-Unis. Tout chercheur voulant analyser l'impact de la déréglementation en Californie ou en Nouvelle-Angleterre étudiera les travaux de Joskow. Pour le Québec, Jean-Thomas Bernard est quant à lui la référence majeure lorsqu'il est question de l'industrie de l'électricité et il a créé plusieurs modèles théoriques et empiriques couvrant différents aspects. Plus de détails sur les travaux de ces auteurs seront donnés dans les prochains chapitres.

Prix de l'électricité, privatisation et réglementation

D'après le groupe NUS Consulting (2006), il y aurait des écarts significatifs au niveau des coûts de l'électricité selon qu'un pays ait déréglementé ou non son industrie de l'électricité. Le tableau 1.1 montre les prix au Royaume-Uni et aux États-Unis, qui ont une industrie libéralisée, et ceux de la portion déréglementée de la France. Les prix au Canada, avec une industrie réglementée, seraient plus bas et auraient moins augmenté. Le groupe de consultants avance que la déréglementation serait responsable de tels écarts.

Tableau 1.1 Comparaison des prix de l'électricité en 2006

Rang	Pays	Prix US¢/kWh	Augmentation % (5 ans)
3	Royaume-Uni	11,03	80,7
5	France	10,53	75,6
9	États-Unis	8,82	22,5
12	Canada	5,87	8,3

Source : NUS Consulting Group (2006)

Tableau 1.2 Prix moyens au 1er avril 2007 en ¢CA/kWh

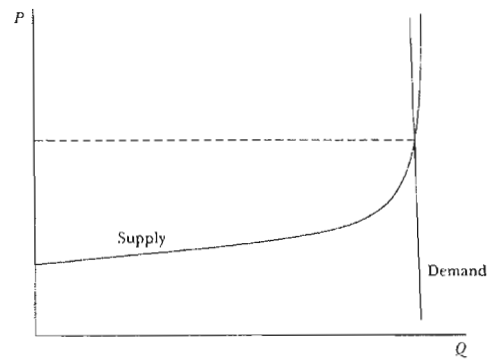
Villes	Résidentiel	Industriel
Montréal	7,62	4,95
Toronto	12,14	8,20
Vancouver	7,25	4,13
Boston	21,67	15,92
New York	25,13	19,71
San Francisco	21,32	9,72
Moyenne	15,86	10,44

Source : Hydro-Québec (2008)

Avec plus de précision, Hydro-Québec (2008) publie chaque année un rapport sur le prix payé par les consommateurs résidentiels et industriels qui compare les différentes villes américaines. En considérant San Francisco et New-York sur le tableau 1.2. on constate que le prix est nettement supérieur à celui de Montréal.

Ces faits suggèrent que la déréglementation et la privatisation pourraient avoir eu un impact sur les prix et les coûts de l'électricité et que les industries réglementées comme celle au Québec auraient mieux fait que celles qui ont été déréglementées. Par contre. il faut utiliser un échantillon de pays plus large afin de déterminer l'impact de la réglementation et de la privatisation sur le prix de l'électricité. Pour répondre à cette question. un modèle économétrique a été utilisé pour mesurer l'impact des réformes entreprises par 19 pays de l'OCDE.

Figure 1.1 Offre et demande d'électricité



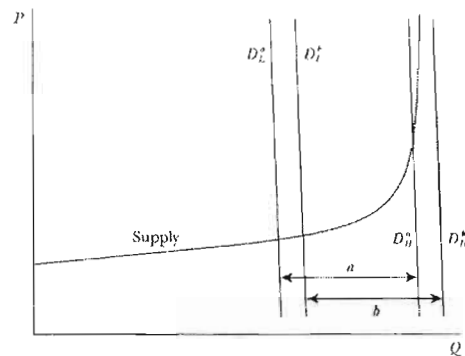
Source : Borenstein (2002, fig. [1], p.197)

1.1.1 Volatilité des prix de l'électricité

Selon Borenstein (2002), la grande volatilité des prix de l'électricité est due au fait que l'électricité ne peut être stockée qu'à des coûts prohibitifs, rendant l'offre inélastique lorsque la demande approche la limite de capacité et que la demande est inélastique. L'auteur illustre ces caractéristiques du marché à l'aide d'un graphique ayant le prix en ordonnée et la quantité en abscisse, représenté par la figure 1.1.

De plus, comme cette dernière est difficilement prévisible, lorsque la demande est sur la portion inélastique de l'offre, par exemple lors des périodes de pointe, une petite augmentation de la quantité demandée impliquera une hausse des prix très grande, tel que représenté par la figure 1.2. Dans un marché réglementé comme celui du Québec, un changement de la demande sur la portion inélastique de l'offre occasionnerait des pertes considérables pour le service public, alors que dans un marché déréglementé les prix de détails reflèteraient les prix de gros et ce serait les consommateurs qui paieraient la différence de prix. C'est pourquoi l'analyse de la structure de marché est importante ici. Selon le niveau de libéralisation des différents secteurs de l'électricité (production, commerce de gros et de détail), les résultats d'un changement de la demande pourraient varier.

Figure 1.2 Déplacement de la demande d'électricité



Source : Borenstein (2002, fig. [2], p.198)

1.1.2 Nombre et taille des firmes

Selon la théorie, plus il y aura de firmes dans une industrie, moins la concentration sera élevée et plus elle sera compétitive. Bushnell (2007) montre à l'aide d'un modèle basé sur celui de Cournot qu'en présence de coûts marginaux croissants, l'impact de la taille d'une entreprise est moindre mais est tout de même un facteur important dans la détermination des prix. Les résultats du modèle sont que lorsque les prix sont fixes grâce à des contrats de type «forward», de petites réductions dans la concentration des firmes peuvent générer de larges bénéfices. Dans la pratique, il s'est avéré difficile d'augmenter le nombre de firmes de par la nature de la production. Comme la génération d'électricité nécessite d'énormes infrastructures, la probabilité d'entrer sur un marché déjà saturé est faible.

1.2 Contexte intenational

Une base de données a été constituée à partir des rapports de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur 19 pays de l'OCDE. Ces pays ont été choisis car ils présentaient des caractéristiques communes au niveau socio-économique. Une littérature abondante existe sur plusieurs pays car nombreux sont les chercheurs qui se sont intéressés au sujet. De plus, les méthodes utilisées sont différentes d'un auteur à l'autre. Une revue de la

littérature et un portrait de l'industrie sont présentés dans cette partie. On s'intéresse à 4 points importants : la séparation de la génération et de la transmission, l'existence d'un marché de court terme, la privatisation ou non des entreprises de génération et la concurrence dans le marché du détail. Ces caractéristiques forment les variables de réglementation du modèle économétrique présenté au Chapitre 3.

1.2.1 Canada

L'industrie canadienne de l'électricité est caractérisée par une forte production hydroélectrique et par des monopoles publics réglementés par les provinces. Certains secteurs de génération et de transmission sont séparés légalement ou d'une manière comptable. Seul le marché de détail de l'Alberta permet à ses consommateurs de choisir son entreprise. Des marchés de gros existent dans la plupart des provinces et ils permettent l'échange entre provinces et avec les États-Unis (AIE, 1997a, 2000 et 2005a). On voit le cas du Québec en détail au Chapitre 2.

Ontario

En mai 2002, l'Ontario a ouvert son marché de gros et de détail à la concurrence afin d'augmenter l'efficacité de son industrie d'électricité. Le résultat a été une explosion des prix de 25% à l'été 2002 et un retour à la réglementation en décembre 2002. Lorsque le gouvernement ontarien décida de geler les prix de l'électricité au détail. En novembre 2003, le gouvernement renonça à son prix plafond et augmenta ses tarifs afin qu'ils reflètent les coûts de production.

Trebilcock et Hrab (2005) proposent deux catégories de facteurs explicatifs : le design du marché (les règles) et la structure du marché (le niveau de compétition et problèmes politiques). Le second facteur rejoint les travaux de Bernard (1999) sur le fait qu'il n'y a pas de volonté politique de voir les prix de détail refléter les prix de gros, ni en Ontario, ni au Québec. D'une part, l'Ontario fermait des usines désuètes au nucléaire et au charbon, ce qui faisait reculer l'offre et d'autre part elle déréglementait son industrie.

au début d'un été qui allait s'avérer caniculaire. Lorsque la demande a explosé, l'offre n'a pas suffi, accentuant la rareté et le résultat fut des hausses de prix vertigineuses.

Alberta

En Alberta, la transmission et les systèmes de distribution locaux sont toujours réglementés. Ces mesures ont été prises par le gouvernement albertain afin de s'assurer de l'intégrité et de la fiabilité du réseau. Les installations de génération construites après le 1er janvier 1996 ne sont pas réglementées et vendent leur énergie sur des marchés compétitifs (EPCOR, 2008). Les autres centrales sont sujettes à des «Power Purchase Agreements» (PPA), système assurant aux nouveaux détaillants un accès à l'électricité produite par les installations déjà construites. Le 1er janvier 2001, l'industrie a été restructurée en entier pour que les détaillants et les consommateurs puissent choisir leur compagnie d'électricité. Les impacts de la déréglementation ont été une augmentation des prix et une offre plus instable, tout le contraire de ce qui était attendu. D'après Wallace (2001), le prix de l'électricité est passé de 5 à 25 ¢/kWh, ce qui se serait transformé en une augmentation de 500% n'eut été des subventions du gouvernement. La mise en chantier de nouvelles centrales aurait tardé, ce qui aurait diminué l'offre et ainsi provoqué une grande volatilité des prix, particulièrement pendant les périodes de pointe.

1.2.2 États-Unis

La principale source de combustible utilisée aux États-Unis par les centrales de génération d'électricité est le charbon. Il existe plusieurs entreprises privées et publiques qui sont pour la plupart intégrées verticalement. La «Federal Energy Regulatory Commission» (FERC) a émis des ordonnances pour que les États restructurent leurs marchés de gros en 1996. Certains États permettent aux consommateurs de choisir leur distributeur et des marchés de gros communs entre les États existent, ainsi qu'avec le Canada. La majorité de l'électricité générée provient d'entreprises privées, «Investor Owned Utilities» (IOU) (AIE, 1999e, 2003d et 2008d).

Californie

Suite au «Public Utility Regulatory Policies Act» (PURPA) en 1978, les services publics devaient acheter leur électricité à de nouvelles entreprises privées génératrices appelées «qualifying facilities». Au cours des années se sont constitués des «Independent Power Producer» (IPP), reconnus dans l'«Energy Policy Act» de 1992. Les États américains étaient libres d'appliquer différentes politiques de libéralisation. Pour la Californie, ce fut un désastre. À l'été 2000, la faible quantité de précipitations ainsi qu'une demande d'électricité accrue donnèrent un pouvoir de marché plus grand aux compagnies génératrices qui chargèrent des prix très élevés, bénéficiant ainsi d'une marge de profits importante. Or, comme le secteur de la distribution était toujours réglementé et le prix de détail fixé, les services publics durent faire face à des pertes considérables. Les prix redescendirent lorsque le gouvernement fixa un prix pour l'ensemble du marché, après que la Californie eut connu des pannes de courant sur une période de 3 mois en 2001 (A. Al-Sunaidy et R. Green, 2006).

Ce cas montre que la structure du marché est une question primordiale lorsqu'il est question de déréglementation. Joskow (2001) avance que si la déréglementation en Californie a mené à des prix très élevés, c'est en partie dû au fait que le marché de gros a été libéralisé mais que la réglementation du marché de détail n'a pas été adaptée. Lorsque les prix du marché de gros ont explosé, les entreprises du marché de détail sont devenues insolubles. Wolak (2003) propose que la FERC, agence chargée de surveiller les prix de l'énergie, crée des protocoles pro-actifs lui permettant d'agir rapidement lorsqu'elle observe des prix trop élevés pour des raisons non justifiées dans le marché de gros. En renforçant les mécanismes de régulation de la FERC, les compagnies pourraient être limitées dans leur pouvoir de marché et elles auraient moins d'incitatifs à contourner les règles du marché.

Un aspect intéressant avec l'analyse comparative nous permet de constater à quel point une industrie dominée par l'hydraulique est différente des industries utilisant majoritairement l'énergie thermique, comme c'est le cas en Californie. Étant donné

Tableau 1.3 Prix moyens en temps réel de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre en \$US/MWh

Année	Courants	Ajustés au prix du combustible
2000	45,95	45,95
2001	48,60	43,03
2002	46,55	37,52
2003	53,40	43,51
2004	54,44	43,33

Source : Joskow (2006, tab.[4], p.13)

les coûts variables faibles avec l'hydroélectricité, l'analyse marginale ne donne pas les mêmes résultats. Il semble davantage important pour une industrie fonctionnant avec des énergies thermiques de pouvoir vendre à un prix égal au coût marginal, afin de faire reculer la demande lors des périodes de pointe. Cela s'explique par un rendement marginal du combustible qui est décroissant. L'inefficacité est donc grande si le prix est fixe. Avec l'hydraulique, il n'y a pas cette contrainte et une tarification fixe n'entraîne pas forcément de perte d'efficacité.

Nouvelle-Angleterre

Le Rhode Island et le Massachusetts furent parmi les premiers états en 1998 à déréglementer leur industrie de l'électricité. De nouvelles entreprises se sont créées dans le secteur de la transmission et de la distribution. Les consommateurs pouvaient choisir leurs fournisseurs d'électricité ayant des forfaits différents. Dans Joskow (2006), l'auteur affirme que les prix moyens en temps réel pour l'électricité ont baissé depuis que le marché a été déréglementé, si l'effet du prix du gaz naturel est isolé, tel que montré dans le tableau 1.3. Ceci est exactement l'objectif qui était recherché puisque la déréglementation était supposée augmenter l'efficacité de l'industrie de l'électricité en permettant aux entreprises de charger à des prix représentatifs des coûts. Or, comme le coût du gaz naturel a augmenté significativement dans les années 90, les prix de gros et de détail ont eux aussi augmenté.

Selon Bushnell et Saravia (2002), les prix de l'électricité en Nouvelle-Angleterre auraient été ajustés plus efficacement qu'en Californie. Ils arrivent à estimer une différence de prix par rapport au niveau compétitif de 4 à 12% supérieur. Les auteurs avancent que les conditions météorologiques auraient pu donner un avantage à la région du nord-est des États-Unis mais insistent sur les structures de marché comme éléments explicatifs.

1.2.3 Pays scandinaves

Norvège

La Norvège produit 99% de son électricité avec l'énergie hydraulique. L'industrie de l'électricité a été déréglementée et libéralisée à partir de 1991, ce qui a ouvert la voie au marché d'électricité nordique, incluant la Suède, le Danemark et la Finlande. Les compagnies verticalement intégrées furent divisées et un marché de produits dérivés a été ouvert afin de se protéger face à l'incertitude. Selon Bye et Hope (2005), il semble que la déréglementation fut une réussite car les prix ont baissé et des gains significatifs en efficacité ont été obtenus. La différence entre une industrie monopolisée et une industrie concurrentielle serait due à une fonction de profit non-concave pour un producteur fixant les prix dans le cas d'une production hydraulique (Forsund et Hoel, 2004). La génération est séparée de la transmission depuis 1991. Les compagnies génératrices sont majoritairement la propriété de l'État ou des municipalités. Le marché du détail est complètement libéralisé et il y a un marché de gros de court terme depuis 1991 (AIE, 1998d, 2001 et 2006d).

Danemark

Le Danemark a séparé la génération de la transmission en 1999. a introduit la concurrence dans le marché de détail en 1999 et tous les consommateurs ont eu le choix de leur détaillant à partir de 2003. Le Danemark a rejoint le marché commun «Nord Pool» en 1999. La génération d'électricité provient principalement d'entreprises publiques et aussi de coopératives dont les membres sont les consommateurs. Les principales ressources

utilisées pour la génération sont le charbon, le gaz et l'éolien¹ (AIE, 1999a, 2003a et 2006c).

Finlande

Plusieurs réformes ont été mises de l'avant pour l'industrie de l'électricité finlandaise. Une série de privatisations de 1996 à 2002 a amené les producteurs Imatran Voima Oy (IVO) et Neste à créer Fortum. Celle-ci est à 61% publique et produit 40% de l'électricité. Entre 1995 et 1997, la transmission a été séparée de la génération et le marché de détail complètement libéralisé. La Finlande fait également partie du «Nord Pool» depuis 1996 (AIE, 2000a, 2004a et 2008a).

Suède

L'entreprise publique qui possédait le monopole en Suède, Vattenfall, a été séparée en deux compagnies en 1992, menant au dépaquetage de la transmission et de la génération. En 2006, elle génère 45% de l'électricité. Des entreprises européennes produisaient le reste, soit E.ON Sweden pour 21% et Fortum pour 19%. Tout comme la Finlande, la Suède a joint le «Nord Pool» en 1996. Le marché de détail est libéralisé depuis 1996 également (AIE, 2000a, 2004a et 2009b).

1.2.4 Europe du Nord

Royaume-Uni

C'est en 1990 que l'Angleterre et le Pays de Galles dérèglementent le secteur de la génération d'électricité afin d'introduire une concurrence entre les entreprises en permettant aux consommateurs de choisir leur fournisseur d'électricité. C'est le «Central Electricity Generating Board» (CEGB) qui s'occupait de la génération et de la transmission. Alors propriété du gouvernement, son secteur de génération fut divisé

¹ http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=DK

en trois compagnies. La restructuration devait être terminée en 1998 mais plusieurs problèmes survinrent notamment à cause du pouvoir de marché des nouvelles entreprises de génération qui fixaient le prix à un niveau plus élevé que le coût marginal. La structure était un «pool» auquel les entreprises générant l'électricité vendaient, ce qui permettait de répondre à la demande des consommateurs. Cependant, la transmission et la distribution demeuraient des monopoles. Le «pool» fonctionnait de la sorte : le générateur plaçait son offre («bid») à chaque 30 minutes, basée sur la demande de la journée précédente (A. Al-Sunaidy et R. Green, 2006).

Les prix de l'électricité en Angleterre sont très volatils et aussi très élevés par rapport à d'autres pays de l'OCDE (NUS Consulting, 2006). Selon Wolak et Patrick (2001), l'introduction de la compétition dans le secteur de la génération sera avantageuse que si la structure du marché et que les règles l'entourant sont adéquates. De petites différences peuvent faire en sorte qu'une entreprise de génération obtienne un pouvoir de marché lui permettant de dégager des bénéfices importants, au détriment de l'efficacité. Pour l'Angleterre et le Pays de Galles, il serait difficile d'évaluer la situation étant donné les problèmes de détection. Or, la grande volatilité des prix pourrait indiquer que les principales entreprises de génération chargent à un prix au-dessus des coûts marginal et moyen.

Newbery et Pollitt (1997) montrent que les consommateurs et le gouvernement auraient perdu avec la restructuration du secteur de génération mais que les producteurs ont gagné, ce qui fait qu'en analysant en termes de coûts bénéfiques au niveau de l'ensemble, la libéralisation aurait été avantageuse. Ainsi, le secteur aurait obtenu des gains significatifs en termes d'efficacité. Cependant, les auteurs précisent aussi qu'une partie des gains a été transférée vers Électricité de France (EDF), ce qui d'un point de vue strictement économique n'est qu'un détail mais que d'un point de vue politique pourrait être un échec puisque les gains ne retournent pas au pays concerné. Globalement, les coûts de génération auraient été réduits de 5% alors que le rendement sur l'actif aurait gagné 40%.

Le Royaume-Uni a séparé la transmission de la génération d'électricité, libéralisé le marché de détail et créé le «Electricity Pool of England & Wales» en 1990.² Le CEGB a été privatisé en 1990 également (AIE, 1999d, 2003c et 2007c).

Irlande

L'Irlande a mis en place un «Single Electricity Market» en 2007. L'électricité est principalement produite par ESB, entreprise publique. La séparation de la transmission et de la génération a été complétée en 2006 lorsque le «Transmission System Operator» (TSO) EirGrid a été séparé de ESB. Le marché de détail est partiellement libéralisé depuis 2000 (AIE, 2000b, 2004b et 2008c).

1.2.5 Europe de l'Ouest

France

Électricité de France (EDF), est un monopole public, intégré verticalement, principal producteur d'électricité du pays. La principale source de production est le nucléaire, avec 450 191 GWh en 2006³. EDF est devenue une société anonyme en 2004 et une certaine partie de l'entreprise a été privatisée en 2005. Le commerce de détail a été partiellement libéralisé à partir de 2000 et «PowerNext». le marché commun de gros, a été créé en 2001. De tous les pays étudiés, la France est celui qui a le moins restructuré son industrie à ce jour (AIE 1997b et 2005b).

Allemagne

L'industrie de l'électricité allemande est complexe et décentralisée. Quatre compagnies dominant le marché, E.ON, EnBW, Vattenfall et RWE. Le marché du détail a été libéralisé en 1998 et le «Leipzig Power Exchange» (LPE) a commencé ses opérations

2. Le marché de détail a été libéralisé complètement en 1998

3. http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=FR

en 2000. Par la suite, LPE été fusionné au «European Energy Exchange» (EEX). La séparation de la transmission de la génération a été complétée en 2005 (AIE, 1999b, 2002c et 2008b).

Belgique

Electrabel génère plus de 85% de l'électricité en Belgique. Cette entreprise a été créée en 1990, suite à la fusion de 3 entreprises privées. Les principales sources de production sont le gaz et le nucléaire⁴. Le secteur de la génération a été séparé de la transmission en 2000, en même temps que la libéralisation du marché de détail a été effectuée. Le marché de court terme, Belpex, échange avec le «Amsterdam Power Exchange» (APX) des Pays-Bas et Powernext de la France, depuis 2006 (AIE 1998b, 2002b et 2006b).

Pays-Bas

Une privatisation des services publics de génération d'électricité a été effectuée aux Pays-Bas, à partir de 2000. Le marché «centralisé» était composé de 4 entreprises : EPON, EZH, EPZ et UNA. Trois d'entre elles ont été acquises par des entreprises étrangères, soit Reliant Energy (États-Unis), E.ON Benelux (Allemagne) et Electrabel. En 1998, la séparation de la génération et de la transmission était complétée et le APX, marché de court terme, a commencé ses opérations en 1999. La libéralisation du marché de détail a été effectuée graduellement de 1999 à 2004. Les deux sources principales de production d'électricité sont le gaz et le charbon⁵ (AIE, 1997f, 2001d et 2005e).

4. http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=BE

5. http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=NL

1.2.6 Europe du Sud

Grèce

L'industrie de l'électricité en Grèce est dominée par l'entreprise publique Public Power Corporation (PPC) qui était intégrée dans la génération et la transmission d'électricité mais également dans les mines de lignite jusqu'en 2006. La principale source de production est le charbon de lignite. En 2001, le marché du détail est partiellement libéralisé et en 2002, 25% de l'entreprise PPC est privatisée. Un marché de gros a été mis en place et opérationnel en 2005 (AIE, 1999c, 2003b et 2007a).

Portugal

Electricidade de Portugal (EDP) était le monopole public, verticalement intégré depuis 1976. Il a graduellement été privatisé à partir des années 1990 jusqu'aux années 2000. Une séparation de la transmission et de la génération a été effectuée en 1994, et le marché de détail a progressivement été libéralisé, de 1995 à 2004. Un marché de court terme, en commun avec l'Espagne, est en opération depuis 2004. Les trois principales sources de génération sont le charbon, le gaz et l'hydraulique⁶ (AIE, 1997c, 2001b et 2005c).

Espagne

L'électricité en Espagne provient principalement d'entreprises privées. Le monopole public, Endesa, avait été créé en 1944 pour développer le réseau électrique et il a été privatisé en 1998. L'opérateur du système de transmission, Red Electrica, est indépendant depuis 1985. Le marché du détail a été libéralisé progressivement à partir de 1998 et tous les consommateurs ont pu choisir leur distributeur à partir de 2003. Le marché de gros, Operador del Mercado Ibérico de Energia (OMEL), est en opération également depuis 1998 (AIE, 1997d, 2002f et 2006e).

6. http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=PT

Italie

En Italie, l'entreprise Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL) était le monopole public verticalement intégré, jusqu'à ce qu'il soit privatisé à partir de 1999. Cette même année, des réformes furent mises de l'avant pour séparer la transmission de la génération, avec la création d'un opérateur indépendant du système de transmission, Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). Le marché de détail a également été libéralisé à partir de 1999. Un marché de gros, le Italian Power Exchange (IPEX), a commencé ses opérations en 2004 (AIE, 2000c et 2004c).

1.2.7 Océanie

Australie

En Australie, les activités de Western Power Generation ont été «dépaquetées» en 1995. Les entreprises des autres régions l'ont été graduellement. Le marché de détail a été libéralisé en partie en 1994 et le marché de gros, NEMMCO, a été créé en 1996. Certains États ont des entreprises publiques et certains autres privées. L'État est propriétaire d'Hydro Tasmania et de Western Power Corp. Les entreprises de l'État de Victoria et du South Australia sont quant à elles privées. (AIE, 1998a, 2002a et 2006a). La principale ressource utilisée pour la génération d'électricité est le charbon⁷.

Nouvelle-Zélande

Plus de 50% de la génération d'électricité en Nouvelle-Zélande provient de la puissance hydraulique. La transmission a été séparée de la génération en 1994 et le marché de détail a été libéralisé la même année. Le marché de gros a débuté ses opérations en 1996. Le principal producteur d'électricité, Electricity Corporation of New Zealand (ECNZ), a été séparé en trois entreprises distinctes en 1999 mais elles sont demeurées publiques. Une autre entreprise, Contact, a cependant été privatisée (AIE, 1998c, 2002d et 2007b).

7. http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=AU

1.2.8 Japon

Le seul pays d'Asie dans l'échantillon est le Japon. Les prix de l'électricité pour ce pays sont les plus élevés du groupe. Les principales ressources utilisées pour produire l'électricité sont le charbon, le nucléaire et le gaz. L'industrie est caractérisée par des entreprises privées, verticalement intégrées, en oligopole ou en monopole régional. La génération n'a pas été séparée de la transmission. Le marché de détail a partiellement été libéralisé en 1999. Le Japan Electric Power Exchange (JEPX) a commencé ses opérations en 2005 (AIE 2000d et 2004d).

CHAPITRE II

TARIFICATION ET COÛTS DE L'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

Plusieurs commentateurs de l'actualité économique prétendent que le prix chargé par Hydro-Québec serait trop bas et que des pertes importantes seraient encourues. Certains groupes de lobbyisme et un parti politique du Québec recommandent une restructuration ainsi qu'une privatisation partielle ou totale de l'industrie afin que les tarifs reflètent le coût d'opportunité de consommer l'électricité au lieu de l'exporter. Certains économistes, comme Jean-Thomas Bernard, proposent une tarification qui refléterait le coût marginal de production, grâce à une tarification différenciée dans le temps.

Dans ce chapitre, nous vérifions si la tarification d'Hydro-Québec est optimale à partir du coût marginal de production. Ainsi, il sera possible de déterminer si le prix est effectivement trop bas. Ensuite, à l'aide de mesures d'élasticités-prix, nous mesurons les changements dans les quantités et dans les recettes totales, suite à une modification de la tarification. Cette analyse nous permet d'identifier quels sont les aspects de l'industrie qui sont des sources d'inefficacité et quels pourraient être les moyens pour les éliminer.

Si on considère une fonction de coût typique d'une entreprise, le minimum de la fonction de coût total moyen est égal au coût marginal. Le prix chargé doit également être égal à ce coût marginal pour que l'optimum soit atteint. Nous utiliserons donc cette notion pour évaluer si la tarification d'Hydro-Québec est optimale. La consommation résidentielle et commerciale d'électricité ne sont pas constantes, elles varient en fonction de la température et du temps, entre autres. Ceci implique que la quantité demandée est

parfois inférieure à la quantité d'équilibre et parfois supérieure. Hydro-Québec ne donne pas l'information nécessaire pour calculer les prix de revient de toutes ses centrales. L'entreprise ne donne pas non plus l'information précise pour ses achats d'électricité sur le marché de court terme et sur la demande d'électricité par heure et par catégorie de clients. De plus, certaines grandes entreprises privées ont des ententes bilatérales avec Hydro-Québec et il n'est pas possible d'accéder aux données détaillées sur les prix payés par celles-ci. Les dépenses précises et ventilées d'Hydro-Québec Distribution et d'Hydro-Québec TransÉnergie ne sont pas toutes accessibles, ce qui rend l'estimation du coût marginal de court terme de l'électricité pour chaque heure impossible. Par contre, nous disposons de suffisamment d'informations pour pouvoir calculer le coût marginal pour la période de pointe.

Selon la théorie économique classique, un marché n'est efficace que lorsque le prix chargé est égal au coût marginal. Si une entreprise charge à des prix qui ne sont pas égaux aux coûts marginaux, la répartition des ressources n'est pas optimale. En utilisant des mesures d'élasticité prix et en les combinant aux mesures de la demande, Bernard et Chatel (1985) ont estimé que la perte encourue par Hydro-Québec va de 270 à 530 millions \$CA de 1980. La tarification d'Hydro-Québec de l'époque ne permettait pas de refléter les coûts marginaux particulièrement lors des périodes de pointe.

Une solution pour régler cette situation serait une tarification changeant d'heure en heure. Bernard (2001) avance que les coûts de transactions augmenteraient advenant une tarification stricte au coût marginal, pouvant même aller jusqu'à excéder les bénéfices retirés de prix concurrentiels. Comme la demande et l'offre fluctuent aléatoirement et qu'il n'est pas possible d'entreposer l'énergie électrique, les coûts marginaux changent constamment, nécessitant ainsi un ajustement constant des prix ce qui induit des coûts pour le calcul et la prévision. De plus, le consommateur doit passer plus de temps à vérifier les prix.

Bernard et Chatel (1985) ont développé une méthodologie à partir des coûts marginaux de long terme que nous présentons ici. Cette méthodologie nous a semblé adéquate pour

calculer le coût des derniers kWh produits pour chacune des périodes respectives. Par contre, appliquer ce tarif à toutes les heures de l'année ne représente pas le coût marginal de court terme et c'est pour cette raison que d'un point de vue théorique, la tarification au coût marginal de long terme nous semble contre-intuitive.

Finalement, nous verrons pourquoi le Bloc patrimonial, le caractère régressif de la tarification et les contrats spéciaux aux alumineries sont des sources d'inefficacité.

2.1 Tarification domestique de petite, de moyenne et de grande puissance

Selon le document «Tarifs et conditions du distributeur» en vigueur le 1er avril 2008¹, la structure du tarif D établie pour la demande domestique est une redevance de 40,64¢ d'abonnement par jour, plus 5,40¢/kWh pour les 30 premiers kWh par jour et 7,33¢/kWh pour l'excédent. Deux autres tarifs, DT et DM, ont des structures semblables au tarif D.

Le tarif G est appliqué pour la clientèle commerciale et industrielle de petite puissance. La redevance d'abonnement est de 12,33 \$ par mois, plus 8,72¢/kWh pour les 15 090 premiers kWh par mois et 4,48¢/kWh pour le reste. Cette structure de tarif mensuel G est appliquée aux puissances de moins de 100 kW. Pour les moyennes puissances, de 100 kW à 5000 kW, le tarif M a la structure suivante : 13,44\$ le kW de puissance plus 4,48¢/kWh pour les 210 000 premiers kWh par mois et 2,93 cents/kWh pour le reste. Finalement, pour les grandes puissances de plus de 5000 kW, le tarif L s'applique : 12,18 \$/kW de puissance plus 2,91¢/kWh. On ajoute une prime de dépassement quotidienne de 7,11\$ et une prime de dépassement mensuelle de 21,33\$.

¹ http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/pdf/grille_tarifaire.pdf

2.2 Coûts moyens

Selon Hydro-Québec, pour 2005, 2006, 2007 et 2008, les coûts moyens de production ont été respectivement de 1,9¢/kWh, 1,9¢/kWh, 2,1¢/kWh et de 2,2¢/kWh en dollars courants. Selon le document «Demande R-3526-2004» (Régie de l'énergie, 2004, p.3), le coût moyen du transport en 2003, si la demande d'électricité avait été de 165 TWh, aurait été de 1,4¢/kWh. Ce coût varie en fonction des pertes encourues selon la tension demandée.

2.2.1 Les charges d'Hydro-Québec, de 1961 à 2008

Afin de mesurer les charges moyennes d'Hydro-Québec, de 1961 à 2008, nous avons utilisé les données des rapports annuels de l'entreprise. L'indice des prix à la consommation (Statistique Canada, 2009) a servi à trouver le prix réel. Les charges moyennes, de 1961 à 2007, auront été de 0,0455 \$/ kWh si on utilise la quantité vendue en TWh. La figure 2.1 présente les résultats graphiquement. Il appert qu'en termes réels, les charges moyennes augmentent, ce qui confirme que les projets hydro-électriques à faibles coûts ont déjà été réalisés.

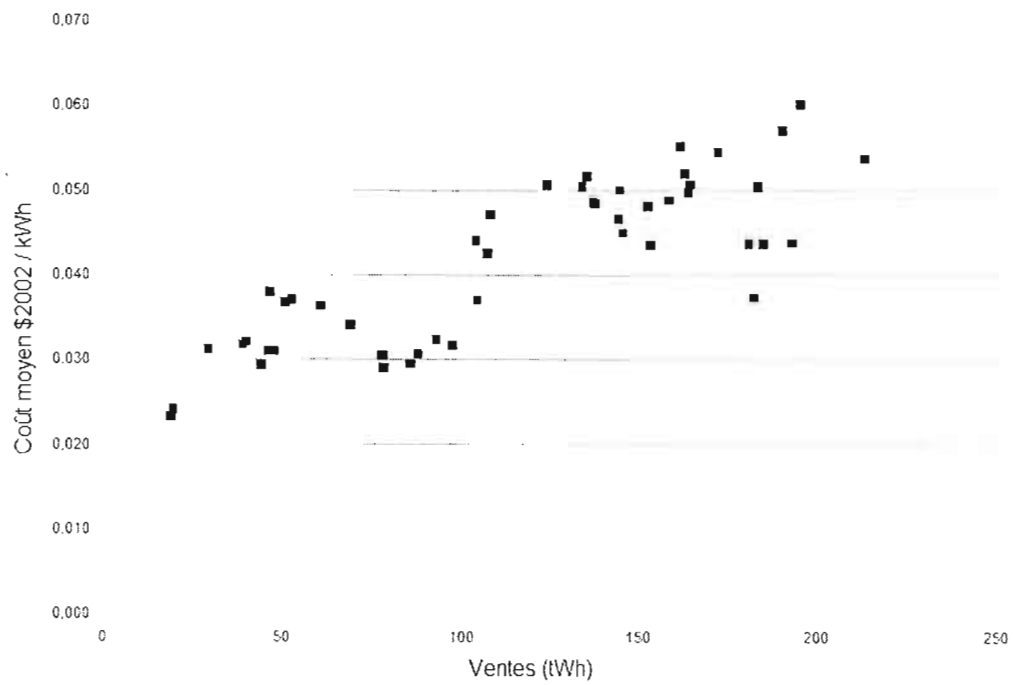
2.3 Coût marginal de long terme

Peu de chercheurs ont publié sur la tarification de l'électricité au coût marginal au Québec. Bernard et Chatel (1985) ont développé une méthodologie à partir du coût marginal de long terme, qui a été reprise par Paquin (1994). Nous abordons donc le sujet avec une synthèse de leurs recherches.

2.3.1 Modèle de Bernard et Chatel (1985)

À l'époque, Bernard et Chatel (1985) ont trouvé quatre éléments majeurs à la tarification basée sur le coût marginal. Premièrement, si le prix chargé par Hydro-Québec était égal au coût marginal de long terme, celui-ci serait 15 fois plus élevé dans les périodes pointes.

Figure 2.1 Charges moyennes



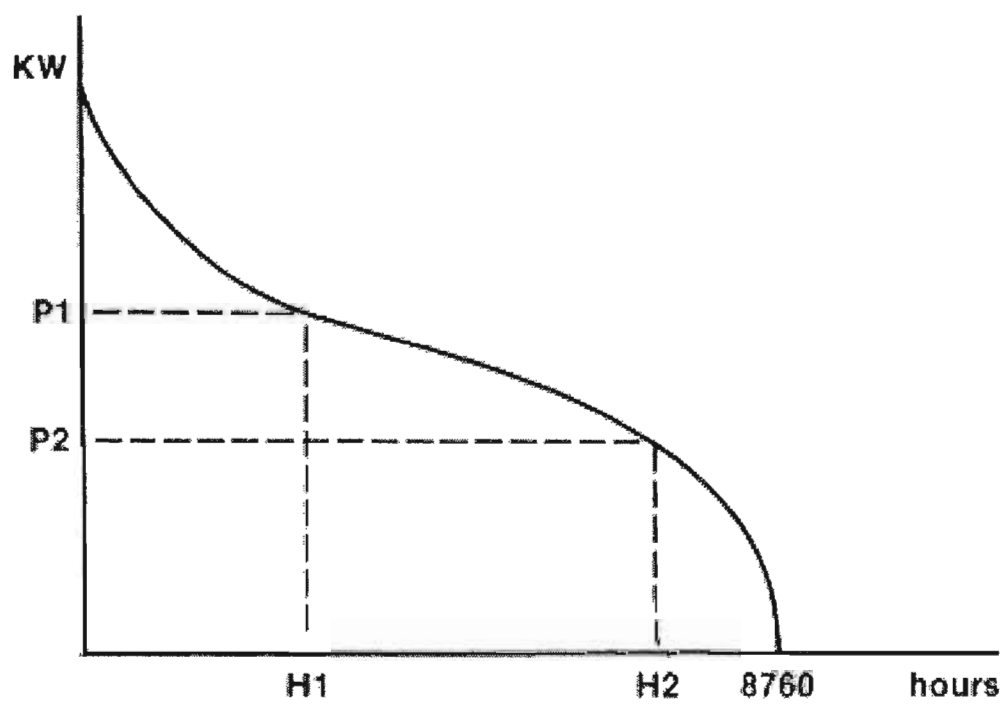
Deuxièmement, les prix actuels seraient au-dessus du coût marginal dans les périodes hors-pointe mais seraient en-dessous dans les périodes de pointe, et ce, pour toutes les classes de consommateurs. Troisièmement, une tarification au coût marginal pourrait générer des profits additionnels de plus d'un milliard \$1980. Finalement, les gains en bien-être social sont estimés de 270 à 530 millions \$1980 par année, sans toutefois prendre en compte les dépenses encourues par le consommateur pour calculer le coût marginal, qui change fréquemment.

L'offre est divisée en trois catégories : la génération, la transmission et la distribution, formant le réseau électrique dans lequel on trouve des transformateurs qui modifient le voltage selon le type de consommateurs recevant l'électricité. La demande résidentielle, commerciale et de la petite énergie reçoivent une énergie d'une tension allant des 120 aux 750 V et la moyenne industrie de 4 à 69 kV. Ce système d'approvisionnement est celui de distribution. La grande industrie reçoit son électricité à une intensité allant de 115 à 230 kV. La demande d'électricité change d'heure en heure et les auteurs en tiennent compte en divisant le temps en trois périodes : de pointe, intermédiaire et de base. Ce modèle est ainsi conçu afin de mesurer un coût marginal variable, selon le voltage et la période à laquelle est demandée l'électricité.

Pour illustrer la demande d'électricité, Bernard et Chatel utilisent une courbe de puissance classée qui représente les kW sur l'axe des y et les heures sur l'axe des x , formant ainsi une fonction de distribution de laquelle on obtient la demande totale pour une année en prenant l'aire sous la courbe. Nous avons reproduit le graphique à la figure 2.2. La fonction donne le nombre d'heures où la demande a été égale ou supérieure au niveau P en kW (Bernard, 1989). Une telle fonction de distribution est monotone et continue. Elle peut donc être inversée, ce qui donne le nombre d'heures à un niveau P . Le coût marginal s'obtient en mesurant ce qu'un kWh de plus coûterait pour n'importe quelle heure de l'année.

Les auteurs utilisent des données allant de 1970 à 1990, sur des projets de trois catégories : réalisés, en construction et planifiés. Afin de calculer les coûts de génération d'électricité,

Figure 2.2 Courbe de puissance classée



Source : Bernard (1989. fig. [1]. p.332)

les auteurs utilisent les chiffres rapportés dans les rapports annuels d'Hydro-Québec allant de 1971 à 1982 pour les projets déjà construits et les plans stratégiques d'Hydro-Québec de 1980 et de 1982 pour les projets à réaliser de 1981 à 1990.

Les coûts de génération d'électricité sont calculés en assumant que la combinaison des turbines au gaz et hydrauliques de l'époque est optimale. À partir de ces estimations, le calcul du coût marginal peut s'effectuer : quel serait le coût additionnel pour Hydro-Québec d'altérer sa combinaison optimale gaz/hydro afin d'augmenter sa production d'un kWh à n'importe quelle heure de l'année ? Pour la génération, les auteurs utilisent sept variables sur cinq projets générateurs d'électricité. Il y a donc la période où a été construite l'installation, le coût en valeur présente exprimé en \$1980, la capacité en MW, la durée de vie économique en génération et en transmission, le coût annualisé par kW, le coût variable et les pertes de la transmission.

Les auteurs séparent la courbe de puissance classée en trois parties. De 0 à 297, de 298 à 3733 et de 3734 à 8760. À l'époque, trois types de centrales étaient en construction : les centrales à gaz, les centrales hydrauliques à énergie limitée et celles à énergie de base. Ces trois types ont un avantage sur l'une ou l'autre des périodes. Bernard et Chatel (1985) développent un modèle à partir duquel ils retrouvent les intervalles d'heures sur lesquels les différents types de centrales ont un avantage. Le modèle est supporté par des hypothèses fortes et découle de règles de décisions à la marge. Les résultats sont conformes à ce qu'Hydro-Québec donne dans ses rapports annuels et plans stratégiques. Les centrales à gaz ont un avantage en termes de coûts sur la période de pointe, allant de 0 à 297 heures. Les centrales hydro-électriques à énergie limitée ont un avantage sur la période allant de 298 à 3733 heures et les centrales hydroélectriques à énergie de base ont un avantage sur la période allant de 3733 à 8760 heures. À partir des règles de minimisation de coûts, il leur est possible de retrouver une composition optimale des différents types de centrales. Les auteurs calculent également le coût marginal de l'altérer suite à une augmentation de la quantité demandée d'un kWh additionnel, sur une ou l'autre de ces périodes.

Pour la transmission et la distribution, les auteurs prennent en compte que les coûts des premières lignes de transmission à haut voltage (315 kV à 735 kV), utilisées par les installations de génération afin de transporter l'électricité vers le réseau principal de transmission sont déjà inclus dans les coûts de génération. Les coûts des lignes de 115 kV à 230 kV qui transmettent au réseau de distribution sont ceux pris en compte par le modèle. Les auteurs ajoutent aussi les pertes qui varient selon la demande et le niveau de tension. L'objectif est de trouver le coût marginal par heure, d'agrandir le réseau de transmission et de distribution. La procédure est la suivante : on obtient le coût supplémentaire par kW de capacité installée en divisant l'investissement annualisé en lignes de transmission en dollars constants, de 1971 à 1981, par l'augmentation de la capacité de génération. La durée de vie des lignes de transmission est estimée à 35 ans et les lignes prises en compte sont celles ayant une tension autre que 735 kV. Les résultats pour le coût marginal sont de 18\$ par kW pour la transmission et 28\$ par kW pour la distribution. Les auteurs calculent ensuite le coût marginal par catégorie d'heures (période basse, intermédiaire et de pointe) et par voltage (69 kV et plus, 2,4 kV à 69 kV et 120, 220 et 750 V).

Pour mesurer l'impact d'une tarification au coût marginal de long terme, les auteurs utilisent les élasticités de Protti et McRae (1980), la consommation annuelle d'électricité par classe de consommateurs et la tarification d'Hydro-Québec en 1980. Les périodes de pointe sont de 10h à 12h et de 16h à 2h du 1^{er} décembre au 15 février, intermédiaires du 1^{er} novembre au 30 avril, à l'exception des heures de pointe et de la période basse du premier mai au 31 octobre.

Leur méthodologie leur permet ensuite de mesurer les gains en termes de recettes et de bien-être social. En prenant P_m = prix moyen (\$1980) et P^* = coût marginal (\$1980). Q_a = quantité d'électricité consommée par période en GWh. Q^* = quantité d'électricité consommée par période avec une tarification au coût marginal en GWh, ils obtiennent $\Delta P = P^* - P_m$. $\Delta Q = Q^* - Q_a$. ΔR = différence dans les recettes (\$1980) = $P^*Q^* - P_mQ_m$ et ΔW = différence dans le bien-être social = $-\frac{1}{2}\Delta Q\Delta P$ (\$1980).

Les profits supplémentaires sont estimés entre 1,211 et 1,275 milliard \$(1980) et le gain en bien-être social entre 270 et 530 millions \$ par année.

Le problème majeur avec cette méthodologie est que les auteurs appliquent une tarification au coût marginal de long terme pour toutes les heures des 3 périodes. Si on considère la période de base, le coût marginal de court terme est presque nul puisqu'il n'y a pas de coûts variables pour les centrales hydroélectriques (Bernard et Chatel, 1985). Ils arrivent à des résultats cohérents car les centrales hydroélectriques de l'époque étaient construites à un coût de revient très bas. Par contre, dans le contexte actuel, même pour la période hors-pointe, la tarification augmenterait drastiquement. Nous conservons tout de même certains aspects de la méthodologie, d'où l'intérêt d'en avoir fait la synthèse.

2.3.2 Coût du prochain parc de production

Dans cette section, on calcule le coût des kWh produits par les prochains parcs de production. Les dépenses d'investissements des projets planifiés et en construction ont été répertoriées au tableau 2.1. Une période de 14 ans est couverte, de 2006 à 2020. Une augmentation de la demande est faite sur deux périodes : hors-pointe et de pointe. Dans les rapports annuels d'Hydro-Québec et sur le site de la Régie de l'énergie, on trouve suffisamment d'informations pour conclure qu'il y a 300 heures de pointe par année. Dans le document «R-3568-2005» (Régie de l'énergie, 2005d, p.8)², un extrait d'un rapport³ d'Hydro-Québec explique qu'il y a 300 heures de pointe :

Cette période de 300 heures représente la période de pointe du Distributeur. Elle survient habituellement durant les jours les plus froids en raison de la forte présence du chauffage électrique. Ces journées se caractérisent par une demande élevée où la pointe peut survenir à toute heure durant cette

2. Disponible sur le site Internet : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3573-05/DDR3573/RepDDR3573/HQD-03-01_RepDDR_vs_Regie_3573_08nov05.pdf

3. Régie de l'énergie «HD-3», document 1, p. 9, disponible sur le site Internet : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RapportsAnnuels_DistribTransp.html

période. Cette période de pointe, durant laquelle la probabilité de défaillance du réseau est la plus élevée, correspond au moment où Hydro-Québec Production est le plus susceptible d'utiliser des équipements de pointe coûteux. En outre, l'utilisation d'une période de pointe de 300 heures est en continuité avec les méthodes de coûts à Hydro-Québec depuis les années 1970.

Sur une courbe de puissance classée (figure 2.2), l'intervalle allant de 0 à 300 heures correspond à la période de pointe et l'intervalle allant de 301 à 8760 heures correspond à la période hors-pointe. Dans le rapport du Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs (2004, p.26), de la Fédération des chambres de commerce du Québec (2006, p.8) et dans les rapports annuels d'Hydro-Québec (2006, 2007 et 2008), il est mentionné que les centrales thermiques et les importations sont principalement utilisées pour combler les besoins à la pointe et que les centrales hydroélectriques et les éoliennes sont utilisées pour la période hors-pointe. L'énergie éolienne n'est pas utilisée pour répondre à la demande de pointe car elle est produite en fonction du vent, qui est une force très variable, difficilement prévisible et instable. On considère qu'Hydro-Québec Production minimise les coûts dans le choix de l'activation des centrales.

2.3.3 Centrales hydroélectriques et éoliennes

Pour la période hors-pointe, un coût unitaire par kWh est estimé en annualisant le coût total du projet avec un taux d'intérêt réel de 7,5%, sur une période de 50 ans, soit la durée de vie d'une centrale hydraulique. À ceci, on ajoute un coût fixe d'opération de 2,2% du coût du projet. Pour le taux d'intérêt et le coût fixe d'opération, les données proviennent de Bernard (2005). Lors d'une communication privée, un employé du département de comptabilité et finances a confirmé que les coûts totaux des centrales hydrauliques étaient effectivement amortis sur la durée de vie de 50 ans et que le % pour le coût fixe d'opération était réaliste. Pour l'éolien, les prix de revient en \$/kWh publiés par Hydro-Québec Distribution (2009)⁴ sont utilisés.

4. Disponible sur le site Internet : http://www.hydroquebec.com/publications/fr/autres/pdf/depliant_eolienne_distribution.pdf. 2009

2.3.4 Coût unitaire

La formule utilisée pour calculer une annuité constante, en \$ de 2006 est la suivante :

$$a = V_0 \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}}$$

où a = annuité constante en \$2006, V_0 = montant total investi, r = taux d'intérêt réel et n = le nombre d'années. Suite à une communication privée avec Hydro-Québec, un employé du département des finances et de la comptabilité nous a confirmé que le coût total publié tenait compte de l'inflation et des intérêts pendant la période de construction. Ce montant est ensuite amorti sur la durée de vie de la centrale hydro-électrique de 50 ans. Nos résultats présentés au tableau 2.3 sont semblables à ceux obtenus par Bernard (2005) et Garcia (2009). Le coût du projet de la Romaine provient du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) (2008) et ceux des projets éoliens d'Hydro-Québec Distribution (2009).

On calcule un coût unitaire pour trois catégories de clients : résidentielle, commerciale et industrielle. On considère que la différence entre ces trois catégories sont les dépenses pour le transport de haut ou de bas voltage et celles de distribution. Selon Bernard et Chatel (1985), 100% de la consommation résidentielle et 75% de la consommation commerciale passaient par le réseau de distribution. Le coût résidentiel est donc plus élevé que le coût commercial qui est plus élevé que le coût industriel. Bernard et Chatel (1985) avaient obtenu des dépenses d'investissement pour le transport et pour la distribution, ce que nous n'avons pas pu avoir avec précision. Les auteurs parvenaient à calculer une moyenne par kW pour les dépenses de transport et de distribution. Nous utilisons plutôt les ratios des coûts marginaux des différentes catégories de consommateurs, provenant d'un tableau tiré de Bélanger et Bernard (1994, p.73, tab[1]) sur des données à l'époque publiées par Hydro-Québec mais qui ne sont plus disponibles. On utilise le ratio $\frac{\text{coût résidentiel}}{\text{coût industriel}}$ ainsi que le ratio $\frac{\text{coût commercial}}{\text{coût industriel}}$ pour faire une extrapolation. Les résultats sont présentés au tableau 2.5.

Tableau 2.1 Projets futurs d'Hydro-Québec 2007-2012

Projet	Quantité (TWh)	Mise en service	Coût (M\$)
Eastmain-1	2,70	2007	2300
Mercier	0,30	2007	176
Péribonka	2,20	2008	1400
Chute-Allard Rapides-des-coeurs	0,9	2009	960
Eastmain-1-A Sarcelle Rupert	8,5	2012	5000

Source : Hydro-Québec (2004, 2006a, 2006b, 2007, 2008)

Tableau 2.2 Projets futurs d'Hydro-Québec 2012-2020

Projet	Capacité (MW)	Quantité (TWh)	Mise en service
Romaine	1500	8,00	2020
Appel d'offre 1 (Éolien)	900	3,20	2012
Appel d'offre 2 (Éolien)	2004	6,40	2015

Source : Hydro-Québec (2009)

Tableau 2.3 Coûts en \$/kWh des équipements de période hors-pointe

Projet	Mise en service	Coût (\$/kWh)
Eastmain-1	2007	0,067
Mercier	2007	0,046
Péribonka	2008	0,050
Chute-Allard Rapides-des-coeurs	2009	0,084
Eastmain-1-A Sarcelle Rupert	2012	0,046
Romaine	2020	0,077
Appel d'offre 1 (Éolien)	2012	0,083
Appel d'offre 2 (Éolien)	2015	0,105

Tableau 2.4 Coûts en \$/kWh par catégorie de consommateurs du parc de production 2006-2020

Catégorie	Coût (\$/kWh)
Industriel	0.07231
Commercial	0.1048
Résidentiel	0.1244

Tableau 2.5 Coûts des différents parcs de production de période hors-pointe en \$/kWh par catégorie de consommateurs

	2006-2009	2010 - 2013	Après 2014
Industriel	0,062	0,056	0,089
Commercial	0,091	0,082	0,130
Résidentiel	0,107	0,097	0,154

Tableau 2.6 Coûts des prochains kWh importés en période de pointe par catégorie de consommateurs en \$2006

Catégorie	2006-2010
Industriel	0,082
Commercial	0,1189
Résidentiel	0,14104

2.3.5 Prix des importations à la pointe

Pour la période de pointe, les centrales thermiques ne peuvent être considérées puisque les travaux à la centrale Bécancour sont présentement en suspens étant donné la fermeture de celle-ci (Régie de l'énergie, 2009a)⁵. On utilise plutôt un projet d'interconnexion avec l'Ontario pour calculer un coût marginal à la pointe. Hydro-Québec importe de l'électricité pendant toute l'année, principalement en période hors-pointe. Elle profite des bas prix sur le marché commun nord-américain principalement de 23h à 7h. Par contre, lorsque des pointes de consommation sont atteintes et que la capacité demandée approche ou excède sa capacité totale, Hydro-Québec n'a d'autres choix que d'importer. C'est pour cette raison qu'on choisit le projet d'interconnexion avec l'Ontario pour le coût de période de pointe. Lorsqu'il y a une grande demande sur le marché commun, le prix peut devenir très élevé. Hydro-Québec a récemment communiqué à un journaliste⁶

5. Voir : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3704-09/CorrespInterv_3704-09/C-1-1_TCE_DemConfid_3704_3juillrt09.pdf

6. Croteau, Martin. «Hydro-Québec forcée d'importer de l'électricité». La Presse, 17 janvier 2009, disponible sur le site Internet : <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/200901/25/01-694209-hydro-quebec-force-d-importer-de-lelectricite.php>

que lorsque la consommation d'électricité a récemment battu un record en 2009, le prix payé au kWh a été de 0,12\$ pendant 10 heures. Le prix «Day-Ahead Market» (DAM) de la zone M du «New-York Independant System Operator» (NYISO), n'a pas dépassé 0,30 \$/kWh, de 2005 à 2008 (Régie de l'énergie, 2009b)⁷. C'est pourtant 0,30 \$/kWh qui a été payé aux consommateurs industriels, pour interrompre leur consommation en 2009 (Régie de l'énergie, 2009c)⁸, alors que le prix DAM aurait varié entre 27,92 \$/MWh et 169,98 \$/MWh (Régie de l'énergie, 2009c)⁹.

La méthode de Dagenais (2007) est celle qui a été retenue et on obtient une moyenne de 0,082 \$2006/kWh pour les importations en période de pointe. Le calcul de l'auteur se base sur le prix des exportations de 2000 à 2003, qu'on retrouve dans les rapports annuels d'Hydro-Québec. Nous avons plutôt utilisé la période allant de 1995 à 2008¹⁰ et l'indice des prix à la consommation¹¹ pour calculer la moyenne en \$2006/kWh. Le résultat est de 0,068\$/kWh. La justification est la suivante : Hydro-Québec exporte lorsque les prix sont élevés sur le marché, lorsqu'il y a des pointes de consommation dans les autres provinces ou aux États-Unis. Ce prix étant fixé par le marché, il doit être le même lorsque Hydro-Québec achète lors de pointes dans la consommation. On ajoute ensuite le coût de transport précédemment utilisé de 0,014 \$2006/kWh.

Comme les coûts des centrales hydroélectriques ont grandement augmenté ces dernières années, nous trouvons un coût marginal de long terme supérieur à la tarification hors-pointe. Charger au coût marginal de long terme ne serait donc pas efficace pour toutes

7. Voir : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3689-09/RepDDRHQD_3689-09/B-8_HQD-3Doc2_Rep-vsDDR-ACEF_3689_30avr09.pdf

8. Voir : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3689-09/CommInterv_3689-09/C-5-3_UMQ_Comm_3689_12mai09.pdf

9. Les calculs de l'UMQ proviennent du document «Pièce B3 HQD Relevé des livraisons réalisées 2008».

10. Voir Hydro-Québec (2004,2005,2006,2007 et 2008). Les données sont reproduites au tableau 2.7

11. L'indice des prix à la consommation pour le Québec, publié par Statistiques Canada (2009), avec l'année de base 2002.

Tableau 2.7 Achats et ventes d'électricité hors Québec, de 1995 à 2008

		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Ventes (EX)	TWh	23,9	18,9	15,2	18,5	22,9	22	15,5	15,9	9,6	14,4	15,3	14,5	17,5	21,1
	M\$	637	588	596	810	953	1287	1132	1094	849	1084	1464	1149	1483	1897
	\$ courants \$2006	0,027	0,031	0,039	0,044	0,042	0,058	0,073	0,069	0,088	0,075	0,096	0,079	0,085	0,090
	\$/kWh	0,033	0,038	0,047	0,052	0,049	0,066	0,081	0,075	0,093	0,078	0,097	0,079	0,083	0,087
Achats (IM)	TWh	2,1	2,4	2,5	4,6	4,3	4,7	4,9	3,3	5,6	12,9	8,6	7,5	6,8	5,9
	M\$	30	42	54	179	171	294	286	122	253	700	634	335	379	413
	\$ courants \$2006	0,015	0,018	0,021	0,039	0,039	0,062	0,058	0,037	0,045	0,054	0,074	0,045	0,056	0,070
	\$/kWh	0,019	0,022	0,025	0,046	0,045	0,070	0,064	0,040	0,048	0,056	0,075	0,045	0,055	0,068
Sortie nette réservoirs	TWh	21,9	16,5	12,7	13,9	18,5	17,3	10,6	12,6	4	1,5	6,7	7	10,7	15,2
	M\$	607	546	542	631	783	993	847	972	596	384	830	814	1104	1484
	\$ courants \$2006	0,028	0,033	0,043	0,045	0,042	0,057	0,080	0,077	0,151	0,256	0,124	0,116	0,103	0,098
	\$/kWh	0,035	0,040	0,051	0,053	0,049	0,065	0,089	0,084	0,160	0,266	0,126	0,116	0,102	0,094

Sources : Hydro-Québec (2004,2005,2006,2007 et 2008)

Tableau 2.8 Coûts en \$/kWh des équipements de période de pointe

Projet	Mise en service	Coût (\$/kWh)
Inter-connexion avec l'Ontario	2010	0,082

les heures puisqu'il représente le coût du kWh de centrales qui ne sont pas encore construites et n'est pas justifié par la théorie économique. Le tableau 2.9 montre les prix moyens par catégorie de clients. Les produits par catégorie ont été divisés par les ventes, à partir des données d'Hydro-Québec (2008).

2.4 Coût marginal de court terme

Comme Hydro-Québec produit plus de 90% de son électricité à partir de centrales hydro-électriques et que celles-ci sont caractérisées par des coûts marginaux presque nuls, le coût marginal de court terme des premiers kWh doit être très près de 0\$. D'ailleurs.

Tableau 2.9 Prix moyens de l'électricité au Québec par catégorie de consommateurs en \$/kWh

Catégorie	2006	2007	2008
Industrielle	0,041	0,046	0,046
Générale et institutionnelle	0,073	0,075	0,076
Domestique et agricole	0,067	0,069	0,071

Source : Hydro-Québec (2009)

comme les futurs parcs de production d'Hydro-Québec coûteront beaucoup plus chers en termes réels que les précédents, la tarification au coût marginal de long terme avec les données sur les centrales en construction ou planifiées est très élevé. L'appliquer à toutes les 8760 heures de l'année serait dévoyer le sens du coût marginal.

En 2001, le Professeur Robert Gagné de l'École des Hautes Études Commerciales a été mandaté par l'Association de l'industrie électrique du Québec (AIÉQ) afin d'évaluer la méthode de calcul des tarifs de transport d'électricité. On peut dresser un parallèle entre les projets hydroélectriques et les systèmes de transport : ils nécessitent des coûts fixes importants mais leurs coûts variables sont presque nuls. Selon Gagné (2001, pp. 4-5) :

Du strict point de vue de l'efficacité économique, un tarif optimal est un tarif correspondant au coût marginal de production, soit le coût supplémentaire de production engendré par la dernière unité produite. On dit d'une tarification au coût marginal qu'elle est optimale parce qu'elle permet une correspondance directe entre la volonté de payer des consommateurs, mesurée par le prix ou le tarif, et le coût en ressources sacrifiées pour la production du bien ou la prestation du service à la marge. Lorsque le tarif est supérieur au coût marginal, la quantité demandée du bien est inférieure à la quantité socialement désirable alors que lorsque le tarif est inférieur au coût marginal, il y a surconsommation relativement à ce qui est socialement désirable. Dans les deux cas, les consommateurs sont mal informés du coût réel en ressources du bien qu'ils consomment ou du service qu'ils reçoivent. Cette situation entraîne des distorsions sur les marchés. Les marchés ne sont plus efficaces et on ne peut plus parler d'allocation optimale des ressources. C'est dans ce contexte que toute forme de réglementation économique doit, dans la mesure du possible, chercher à établir l'égalité entre le prix et le coût marginal de production.

Cependant, lorsque la plupart des coûts de production sont fixes, une tarification au coût marginal peut entraîner une opération déficitaire. Les coûts supportés par Hydro-Québec pour ses activités de transport d'énergie sont en grande partie fixes, c'est-à-dire qu'ils dépendent peu de la quantité d'énergie transportée tant et aussi longtemps que la capacité maximale du réseau n'est pas atteinte. En ce sens, pour une capacité de transport donnée, les activités de transport d'Hydro-Québec s'apparentent à un monopole naturel pour lequel le coût marginal de production décroît continuellement et est donc toujours inférieur au coût moyen. Bien que cette structure de coût soit avantageuse pour un monopoleur puisqu'elle lui procure une barrière à

l'entrée le protégeant de la concurrence, elle entraîne un déficit d'opération si une tarification au coût marginal est imposée puisque le tarif ne suffit pas à couvrir le coût moyen.

Le parc de production étant à plus de 90% hydroélectrique, on en conclut que la fonction de coût moyen des kW produits par ces centrales est également strictement décroissante et que le coût marginal est toujours en-dessous du coût moyen. Le coût marginal passe au-dessus du coût moyen à partir des dernières heures de la période hors-pointe et il augmente ensuite pendant la période de pointe. Une tarification au coût marginal, différenciée dans le temps impliquerait donc que pour plus de 8 000 heures, le prix chargé serait inférieur au coût moyen, occasionnant des pertes et pour plus de 300 heures, le prix serait supérieur au coût moyen, occasionnant ainsi des surplus.

Afin de pouvoir calculer le coût marginal de court terme, nous avons besoin de la consommation par heure et par catégorie de client (résidentiel, commercial et industriel). À ceci, il faudrait également détailler à quel niveau est payé le kWh. Par exemple, la tarification domestique comporte deux niveaux, un pour les premiers 30 kWh et un autre pour le reste des kWh consommés. De plus, il faudrait pouvoir connaître la capacité à partir de laquelle les centrales thermiques sont mises en marche pour pouvoir combler la demande de pointe, des fonctions de coûts de ces centrales et les heures exactes pendant lesquelles elles fonctionnent. Finalement, il faudrait les données sur les prix des achats d'électricité sur le marché commun de court terme, à chaque heure. Pour la consommation par heure, une courbe de charge ou encore une courbe de puissance classée pourraient donner l'information nécessaire. Hydro-Québec ne donne pas ces détails. et voici pourquoi (Régie de l'énergie, 2006, p.8) :

Le dépôt des données horaires de la courbe de puissance classée prévisionnelle pour 2007 et 2008 pourrait avoir pour effet de dévoiler les tactiques d'approvisionnement mises de l'avant par le Distributeur. En ce sens, pour ne pas affecter ses futures transactions, le Distributeur ne souhaite pas transmettre ces informations.

Par contre, nous avons réussi à trouver une courbe de charge pour l'année 1997 ainsi

qu'une courbe de puissance classée pour l'année 2008 (Lafrance, 2007, p.73-74, fig[1] et fig[2]). Celles-ci nous renseignent sur la variation de la consommation d'électricité pour chaque catégorie de client ainsi que sur la proportion de la consommation totale de chaque catégorie. Premièrement, c'est la consommation résidentielle et commerciale qui varient lors des périodes d'hiver ou d'été. La consommation industrielle reste passablement stable pendant toute l'année. Le chauffage électrique est donc en grande partie responsable des grandes pointes de demande d'électricité lors des périodes d'hiver. Comme la consommation résidentielle et commerciale n'est pas linéaire, on doit poser des hypothèses réalistes afin de pouvoir estimer la consommation lors de ces périodes de pointe.

En utilisant les informations données par Lafrance (2007), on peut poser l'hypothèse que pendant 300 heures, la demande excède 30 000 MW et plafonne à 35 000 MW. En moyenne, c'est donc 32 500 MW pendant 300 heures, ce qui donne 9,75 TWh. Comme la variation de consommation est imputable au secteur commercial et résidentiel, on enlève la clientèle industrielle. En 2006, la consommation industrielle a été de 73,3 TWh. Pour 300 heures, ceci représente donc 2,51 TWh. La consommation résidentielle a été 75% plus élevée que la consommation commerciale en 2006. En conservant ce même ratio, on peut estimer la consommation en TWh de la catégorie résidentielle et commerciale. Des 9,75 TWh consommés à la pointe, il en reste 7,24 TWh. On peut trouver que la consommation commerciale a été de 2,63 TWh et la consommation résidentielle de 4,61 TWh. On peut vérifier cette hypothèse à partir d'un document qui a été présenté à la Régie de l'énergie par Hydro-Québec (Régie de l'énergie, 2005c)¹² sur la consommation mensuelle moyenne. On constate que la moyenne du mois avec la consommation la plus forte, soit janvier en 2006, a été 1,9 fois plus élevée que celle des autres mois de l'année. Si on compare le mois de janvier avec le mois de juin, c'est 2,88 fois plus élevé. Pour la consommation résidentielle que nous avons calculée, on trouve qu'elle est 2,37 fois plus élevée, ce qui est plausible.

12. Voir : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQT2004/HQT-02-11_PointesObservees2004_2005-05-27.pdf

Maintenant, on doit déterminer quel est le prix payé par les différentes classes de consommateurs. Pour la clientèle résidentielle, il y a un tarif pour les 30 premiers kWh ainsi qu'un tarif pour l'excédent. En janvier 2006, la consommation mensuelle moyenne a été de 2 357 kWh, ce qui est plus de deux fois la consommation moyenne de 30 kWh par jours. On peut donc poser comme hypothèse que 100% de la consommation lors de cette pointe est chargée au prix de la tranche supérieure. Il y a également une redevance d'abonnement qui est fixe, à 0,4064 \$ par jour. En 2007, Hydro-Québec déclarait qu'elle desservait 2,8 millions de clients résidentiels. En prenant la redevance, en la multipliant par le nombre de jours par année et par le nombre de clients, qu'on divise ensuite par la consommation annuelle de 56,7 TWh, on obtient un montant de 0,0073 \$/kWh. En ajoutant ce résultat au prix de la tranche supérieure du tarif D, on obtient $0,0683 + 0,0073 = 0,0756$ \$/kWh.

Pour le secteur commercial, c'est la tarification G qui est utilisée pour 90% de la clientèle d'affaire d'Hydro-Québec. Il y a une redevance d'abonnement mensuelle de 12,33 \$ par mois et les 15 100 premiers kWh par mois sont chargés à 0,083\$. La différence avec le secteur résidentiel est que les kWh restants sont chargés à 0,042 \$. Par contre, aucune information sur le nombre de clients ainsi que sur la consommation moyenne mensuelle n'est disponible. Nous utilisons donc le prix moyen, tout comme pour la clientèle industrielle.

Hydro-Québec utilise ses centrales thermiques afin de répondre aux besoins de pointe. Le coût variable de celles-ci est estimé à 0,0749 \$2006/kWh. (Régie de l'énergie, 2005a)¹³. Il y a également les importations auxquelles Hydro-Québec a recours, en achetant sur le marché commun. Les coûts fixes de transport de 0.014\$/kWh sont soustraits du prix aux importations de 0,082\$/kWh et on obtient 0,068 \$/kWh. Étant donné que la capacité d'importation maximale annuelle est de 15 TWh, on obtient 0,51 TWh pour

13. Voir : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3563-05/Memoires3563/Benhaddadi-Olivier_Memoire_3563_18avr05.pdf. Les coûts de distribution et l'augmentation de 25% au prix initial de 0.0537 \$/kWh ne sont pas ajoutés afin de ne pas inclure les coûts fixes et de trouver un prix pour la clientèle industrielle qui ne passe pas par le système de distribution. On transforme les prix de 2005 en \$2006, avec l'IPC pour le Québec (Statistique Canada, 2009).

Tableau 2.10 Rendement en % des capitaux propres d'Hydro-Québec et des Bons du Trésor de 3 mois

	2006	2007	2008
Capitaux propres d'Hydro-Québec	20,7	15,0	15,4
Bons du Trésor de 3 mois	4,04	4,12	2,3

Sources : Hydro-Québec (2006, 2007, 2008) et Banque du Canada (2009)

300 heures de pointe. La moyenne pondérée par kWh est de 0,0745\$/kWh. Ce montant représente le coût marginal de production de la période de pointe en 2006, pour la clientèle industrielle.

2.5 Coût économique

Le coût d'opportunité des capitaux propres investis dans Hydro-Québec par l'État québécois peut être estimé à partir du rendement sur l'avoir propre d'Hydro-Québec, publié dans ses rapports annuels et en le comparant au rendement des Bons du Trésor de trois mois. Dans Bélanger et Bernard (1994, p.183), on déplorait le faible rendement de l'avoir-propre par rapport à celui des Bons du Trésor. Aujourd'hui, Hydro-Québec semble avoir augmenté considérablement son rendement sur ses capitaux propres et celui des Bons du Trésor est maintenant inférieur, tel que montré dans le tableau 2.10. Les profits comptables d'Hydro-Québec pourraient donc être des profits économiques. Par contre, en prenant la moyenne du rendement de l'avoir-propre d'Hydro-Québec sur plusieurs années, c'est plutôt la situation inverse.

2.6 Caractère régressif de la tarification résidentielle

Une redevance fixe d'abonnement est chargée quotidiennement à la clientèle résidentielle. Bernard et Genest-Laplante (1995) avancent qu'étant donné que les consommateurs à revenus élevés consomment plus d'électricité que les consommateurs à revenus faibles, il y a donc un caractère régressif à la tarification actuelle d'Hydro-Québec. Bien que le tarif D soit constitué de deux paliers, les effets de la redevance fixe seraient plus forts et

Tableau 2.11 Consommation et facture d'électricité par classe de revenu (1989)

Classe de revenu (\$)	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture annuelle moyenne (\$)	Clients (%)
moins de 10 000	12 406	623	11
10 000 - 14 999	13 707	692	10
15 000 - 19 999	15 265	758	9
20 000 - 24 999	15 650	778	10
25 000 - 29 999	16 624	838	10
30 000 - 34 999	17 783	883	10
35 000 - 39 999	18 359	912	8
40 000 - 49 999	19 225	960	12
50 000 - 59 999	20 915	1 017	8
60 000 et plus	23 291	1 156	12

Source : Bernard et Genest-Laplante (1995, p.404, tab.[1])

le consommateur à faible revenu paierait donc plus cher en moyenne. Nous reproduisons ici au tableau 2.11, sur la consommation d'électricité selon le revenu. Selon Bernard et Genest-Laplante (1995, p.404) :

Il apparaît que la consommation d'électricité est un bien normal, c'est-à-dire qu'elle augmente avec le revenu ; par contre, l'élasticité-revenu est beaucoup plus faible que l'unité. Il s'ensuit que la facture d'électricité présente un caractère nettement régressif. Deux éléments de la structure tarifaire ont des effets opposés sur la régressivité : d'abord, il y a la redevance d'abonnement qui est la même pour tous indépendamment du revenu et, ensuite, il y a le prix plus élevé de la seconde tranche. Ces deux aspects combinés avec la faible élasticité-revenu donnent un caractère régressif à la structure tarifaire actuelle.

Les auteurs démontrent également que la tarification au coût marginal de long terme n'accentuerait pas le caractère régressif de la tarification, à condition que la redevance d'abonnement soit diminuée.

2.7 Les contrats à partage de risque aux alumineries du Québec

Une autre source d'inefficacité d'Hydro-Québec serait les contrats d'approvisionnement d'électricité avec les alumineries du Québec, comme Alcoa et Alouette. Fortier (2008)

procède à une analyse avantage-coût du non renouvellement de ces contrats qui seront échus en 2014 et 2016, sur une période de 25 ans. L'auteure conclut (Fortier, 2008, p.32)

Il en découle que le fait d'octroyer un bloc d'énergie de 5 TWh sous un contrat à partage de risques à une aluminerie pour 25 ans, au lieu d'exporter cette énergie, coûte à la population québécoise entre 3 et 7 milliards de dollars.

De plus, Hydro-Québec se trouve à subventionner en quelque sorte les alumineries du Québec, car elles paient un tarif plus bas que le tarif L, de la catégorie industrielle. Selon Fortier (2008, pp.12-13) :

En 2005, le prix moyen reçu pour ces contrats était de 2,89 ¢/kWh, tandis que le tarif L a permis de récolter un prix moyen de 4,02 ¢/kWh, une différence de 1,13 ¢. Si on multiplie cette différence de prix par les 16,7 TWh consommés par les quatre alumineries faisant l'objet de ce mémoire (Alcoa BaieComeau, Alcoa Deschambault, Bécancour et Alouette), on voit que la subvention totale d'Hydro-Québec aux entreprises bénéficiaires relativement au tarif L était de : $0,0113 \$ \times 16\,700\,000\,000 = 188\,710\,000 \$$. Comme ces usines employaient au total 3 790 personnes, la subvention par emploi en 2005 était de : $188\,710\,000 \$ / 3\,790 = 49\,792 \$$. Nul doute que la subvention par rapport au tarif industriel couvrait une bonne partie de la masse salariale des quatre alumineries en 2005. le salaire annuel moyen canadien ayant atteint 67 057 \$ en 2003 selon l'Enquête annuelle sur les manufactures.

Ces entreprises soutiennent que les retombées économiques obtenues grâce à ces subventions sont avantageuses pour le Québec. Même si les impacts économiques étaient supérieurs aux subventions versées par Hydro-Québec, il n'en demeure pas moins que d'un point de vue purement théorique, ce n'est pas à l'entreprise de veiller à la redistribution équitable de la richesse, mais bien à l'État.

On retient de Fortier (2008) que les entreprises d'aluminium du Québec bénéficient d'une subvention pour leur électricité. Par contre, les gains supplémentaires grâce aux exportations sont calculés à partir d'un prix constant, alors qu'il devrait être fonction négative de la quantité exportée.

2.8 Coût d'opportunité à consommer l'électricité

Selon Bernard et Bélanger(2008, p.1) : «[...] l'industrie de l'aluminium primaire utilise 50 TWh par année, soit 25% de la consommation totale d'électricité de la province». Une augmentation d'un bloc de 5 TWh représenterait une augmentation de 30 à 40% de la quantité exportée (tableau 2.12). Si toutes les alumineries cessaient leurs activités, la quantité exportée ferait plus que tripler, causant une augmentation de l'offre sur le marché commun. La consommation de ces usines de transformation est régulière, ce qui implique que l'électricité est disponible en tout temps.

Par contre, il serait plus pertinent de voir le coût d'opportunité de toutes les catégories de consommateurs. Si Hydro-Québec pouvait exporter 165 TWh, ceci impliquerait que tous les kWh produits pourraient être vendus à un prix supérieur sur d'autres marchés. Charger l'électricité au prix du marché commun refléterait ainsi le coût d'opportunité. Par contre, si la capacité à exporter est inférieure, charger l'électricité à ce prix serait supérieur au coût d'opportunité. C'est pour cette raison que charger au «prix du marché»¹⁴ est difficilement justifiable d'un point de vue économique.

La capacité à exporter d'Hydro-Québec serait de 6000 MW et de 30 TWh par année.¹⁵ En 2006, les exportations furent de 14,5 TWh. Il aurait été possible d'en exporter 15,5 TWh de plus. En utilisant le prix moyen aux exportations en \$2006, de 1995 à 2008, on obtient des recettes totales de 1,054 milliard \$2006. Cette même année, les produits pour la clientèle résidentielle, commerciale et industrielle ont été de 9,153 milliards \$2006, pour une moyenne de 0,056 \$/kWh. Si tous les kWh étaient chargés au coût d'opportunité, dans le cas où on pourrait en exporter 165 TWh, les recettes s'élèveraient à 11,043 milliards \$2006. Toutefois, comme les exportations sont limitées, en 2006, le coût d'opportunité est plus faible. Pour le calculer, on divise la différence entre les recettes provenant des 15,5 TWh au prix moyen des exportations, des 15,5

14. Tel que proposé par Garcia (2009)

15. Voir Office national de l'énergie (2008). On utilise la capacité maximale annuelle.

Tableau 2.12 Ventes totales au Québec et hors-Québec, de 2004 à 2008

Clientèle et ventes	2008	2007	2006	2005	2004
Nombre total d'abonnements au Québec (M)	3,913	3,869	3,815	3,753	3,701
Ventes d'électricité au Québec (TWh)	170,4	173,2	167,3	169,2	165,9
Ventes d'électricité hors Québec (TWh)	21,3	19,6	14,5	15,3	14,4

Sources : Hydro-Québec (2008)

TWh au revenu moyen par kWh en 2006, par les ventes totales. On obtient ainsi 0,001 \$/kWh. On ajoute ce montant au prix moyen et on retrouve le coût d'opportunité.

2.9 Mesures d'élasticités

Le prix de l'électricité chargé aux consommateurs du Québec en période de pointe est donc inférieur au coût marginal, ce qui entraîne un gaspillage de la ressource. Afin de mesurer quels pourraient être les gains potentiels d'une augmentation de la tarification actuelle, nous utilisons des mesures d'élasticités développées par divers auteurs.

2.9.1 Modèle de Robert (2005)

Spécification

L'auteure utilise le modèle de dépense de Stone (1954) pour mesurer l'élasticité-prix de la demande résidentielle d'électricité. On reprend ici l'origine du modèle, afin de montrer comment Robert (2005) parvient à une équation à estimer (Robert, 2005, p. 13-17). Pour commencer,

$$x = \sum_{i=1}^n p_i q_i,$$

où x est la dépense totale, p_i le prix du bien i et q_i la quantité du bien i . On peut obtenir la fonction de demande marshallienne et remplacer q_i :

$$x = \sum_{i=1}^n p_i g_i(x, p).$$

Par les propriétés d'agrégation d'Engel et Cournot, on obtient :

$$\sum_{i=1}^n p_i \frac{\partial g_i(x, p)}{\partial x} = 1,$$

$$\sum_{i=1}^n p_i \frac{\partial g_i(x, p)}{\partial p_i} + q_i = 0.$$

Par la restriction de l'homogénéité de degré 0, on a :

$$\sum_{i=1}^n p_i \frac{\partial g_i(x, p)}{\partial p_i} + \frac{x \partial g_i(x, p)}{\partial x} = 0.$$

Supposons w_i , la part de la dépense totale du bien i :

$$w_i = \frac{p_i q_i}{x}.$$

Selon Mas-Colell, Whinston et Green (1995), l'élasticité de la dépense totale du bien i est donnée par :

$$e_i = \frac{\frac{\partial g_i(x, p)}{g_i(x, p)}}{\frac{\partial x}{x}} = \frac{\partial g_i(x, p)}{g_i(x, p)} \frac{x}{\partial x} = \frac{\partial \log g_i(x, p)}{\partial \log x}.$$

et avec la même démarche on trouve l'élasticité-prix :

$$e_{ij} = \frac{\partial \log g_i(x, p)}{\partial \log p_j}.$$

où e_{ij} est l'élasticité-prix croisée entre le bien i et le bien j lorsque $i \neq j$ et l'élasticité-prix

propre du bien i lorsque $i = j$.

Après quelques manipulations qu'on ne présente pas ici, Robert (2005, p.14) parvient ensuite à une équation qui est couramment estimée avec des données chronologiques sur les dépenses et les prix, où α représente la constante du modèle et u_i le terme d'erreur :

$$\log q_i = \alpha_i + e_i \log x + \sum_{j=1}^n e_{ij} \log p_j + u_i.$$

Les coefficients de cette équation sont estimés par la méthode des moindres carrés ordinaires. L'équation estimée se trouve à être celle de départ du modèle de Stone (1954) :

$$\log q_i = \alpha_i + e_i \log x + \sum_{j=1}^n e_{ij} \log p_j.$$

Robert (2005) réécrit l'équation en décomposant les élasticités-prix croisées avec l'équation de Slutsky et pose que $\sum_{i=1}^n w_i \log p_i$ est égal au logarithme des indices des prix P . On remplace donc cette expression par $\log P$ et l'équation devient :

$$\log q_i = \alpha_i + e_i \log\left(\frac{x}{P}\right) + \sum_{j=1}^n e_{ij}^* \log p_j,$$

où e_{ij}^* est l'élasticité-prix compensée.

Comme les prix sont compensés, la contrainte d'homogénéité peut être réécrite comme suit :

$$\sum_{j=1}^n e_{ij}^* = 0.$$

ce qui nous permet d'obtenir l'équation suivante :

$$\log q_i = \alpha_i + e_i \log\left(\frac{x}{P}\right) + \sum_{j=1}^n e_{ij}^* \log\left(\frac{p_j}{P}\right).$$

Cette dernière équation est la base du modèle de Stone (1954). Il est possible d'évaluer empiriquement cette équation à partir de méthodes économétriques telles que les moindres carrés ordinaires ou le maximum de vraisemblance. L'auteure utilise les moindres carrés ordinaires.

On arrive au modèle pour estimer la variation de la quantité d'électricité suite à une variation du prix. Robert (2005) pose que : Dépense électricité = Prix * Quantité, et donc,

$$\log\left(\frac{\text{Électricité}}{P}\right) = \log(\text{Prix électricité} * \text{Quantité}).$$

Les variables choisies par l'auteur afin d'expliquer la dépense en électricité sont les suivantes : le revenu du ménage, la situation rurale ou urbaine (variable binaire), le nombre de personnes dans le ménage, le nombre d'enfants, le type de chauffage pour l'espace (variable binaire), les degrés-jours de chauffage, les prix du gaz et du mazout. Après quelques manipulations algébriques simples, Robert (2005) obtient :

$$\begin{aligned} \log(\text{Quantité}) = & \beta_0 + \beta_1 \text{Urbain} + \beta_2 \text{Chauffage électricité} + \beta_3 \log \text{Degrés jours chauffage} \\ & + \beta_4 \text{Membres} + \beta_5 \text{Enfants} + \beta_6 \log\left(\frac{\text{Revenu}}{P}\right) + \beta_7 \log(\text{Prix gaz}) \\ & + \beta_8 \log(\text{Prix mazout}) - (1 + \beta_7 + \beta_8) \log(\text{Prix électricité}) + \mu, \end{aligned}$$

qui est l'équation à estimer (où μ représente le terme d'erreur). Le coefficient en log pour l'élasticité est le suivant : $-(1 + 0.404721 - 0.592277) = -0.812444$. ce qui indique qu'une augmentation de 1% du prix de l'électricité réduit de 0.812444% la quantité consommée. Le prochain modèle, celui de Bernard (2000) présente des élasticités beau-

coup plus faibles. Robert (2005) avance que Bernard a utilisé des données allant de 1970 à 1997, ce qui pourrait expliquer la différence.

2.9.2 Modèle de Bernard (2000)

Dans Bernard (2000), un modèle intégré de demande totale d'énergie est utilisé pour mesurer les élasticités-prix et les élasticités-revenu, appliqué au Québec. Les variables utilisées sont présentées au tableau 2.13 et les équations suivantes sont estimées :

$$MS\phi_t = f(MS\phi_{t-1}, PC_t, PEL_t, PGN_t, PP_t), \quad (2.1)$$

$$PEN_t = \sum \phi_t \times P\phi_t,$$

$$EN_t = h(EN_{t-1}, PEN_t/IP_t, Y_t, DJ_t), \quad (2.2)$$

$$Q\phi_t = MS\phi_t \times EN_t,$$

$$\epsilon_{EN: PEN} = \frac{PEN}{EN} \times \frac{dEN}{dPEN}.$$

Selon Bernard (2000) :

Ce modèle intégré à deux niveaux fournit un outil simple d'usage pour fin de simulation ou de prévision où les effets de substitution entre les sources d'énergie (systèmes d'équations (1) [éq. 2.1]) et entre l'énergie totale et l'ensemble des autres biens (équation (3) [éq. 2.2]) sont pris en compte explicitement.

Les données utilisées pour l'estimation sont des séries chronologiques annuelles allant de

Tableau 2.13 Variables Bernard (2000)

Variables	Définition
$C =$	Charbon
$EL =$	Électricité
$GN =$	Gaz naturel
$P =$	Pétrole
$\phi =$	C, EL, GN ou P
$MS\phi =$	part de marché en % détenue par la source d'énergie ϕ à l'année t
$PEN_t =$	prix (\$/joule) de l'énergie totale à l'année t
$P\phi_t =$	prix (\$/joule) de la source d'énergie ϕ à l'année t
$EN_t =$	consommation d'énergie totale (joules) à l'année t
$IP_t =$	indice général des prix à l'année t
$Y_t =$	revenu réel à l'année t
$DJ_t =$	degrés-jours de chauffage à l'année t
$Q\phi_t =$	consommation d'énergie (joules) de ϕ à l'année t

Source : Bernard (2000)

Tableau 2.14 Élasticité-prix de la demande totale d'énergie

	Court terme	Long terme
Résidentiel	-0,25	-0,73
Commercial	-0,33	-0,53
Industriel	-0,07	-0,10

Source : Bernard (2000)

1970 à 1997, par source d'énergie et pour le secteur industriel, commercial et résidentiel. La méthode des moindres carrés ordinaires a été utilisée pour estimer l'équation (3) [éq. 2.2] et la méthode des équations liées par les erreurs («Seemingly Unrelated Regression») pour l'équation (1) [éq. 2.1]. Les résultats pour les élasticités-prix sont présentés au tableau 2.14.

2.9.3 Modèle de Lijesen (2007)

Dans Lijesen (2007), une estimation de l'élasticité en temps réel est réalisée. L'auteur trouve une élasticité de -0.0014 avec un modèle linéaire et de -0.0043 avec un modèle log-linéaire. Lorsqu'il tient compte des clients qui observent les prix sur le marché de

Tableau 2.15 Élasticité-prix de long terme et de court terme

Source	Modèle	Données	Long terme	Court terme
Al Faris (2002)	Modèle à correction d'erreur	Séries temporelles annuelles. 1970 à 1997	-0.82/3.39	-0.04/0.18
Beenstock et al. (1999)	Modèle à correction d'erreur	Séries temporelles trimestrielles. 1973-1994	ménages : -0.579 industrie : -0.311	ménages : -0.124 industrie : -0.123
Caloghirou et al. (1997)	Translog	Panel. 1980 à 1991	industrie : -0.77	industrie : -0.51
Elkhaff (1992)	Log linéaire	Séries temporelles annuelles. 1963 à 1990	-0.697	-0.147
Jones (1995)	Log linéaire	Séries temporelles annuelles. 1960 à 1992	-0.207	-0.05
Taheri (1994). Urga and Walters (2003)	Translog	Panel. 1974 à 1981	-0.201	-0.276
	Translog		-0.845	-0.888
	Log linéaire	Séries temporelles annuelles. 1960 à 1992b	-0.2609	-0.071
	Translog		-0.1042	-0.101

Source : Lijesen (2007)

court terme, l'auteur obtient -0,029. L'article comporte une revue de littérature ainsi qu'une synthèse qui sont en partie reproduits ici dans les tableaux 2.15 et 2.16. Selon ces estimations, la demande serait inélastique.

2.10 Résultats et conclusion

Le tableau 2.17 présente les résultats des gains suite à une tarification de pointe, selon la mesure d'élasticité choisie, pour les catégories résidentielle, commerciale et industrielle. À partir des mesures d'élasticité de Robert (2005), Bernard (2000) et Lijesen (2007), on trouve la quantité qui ne sera plus consommée suite à la hausse du prix. On trouve ensuite le gain en terme de recettes supplémentaires pendant cette période. Pour savoir si Hydro-Québec devrait exporter cette énergie. on ajoute les coûts de transport au coût de production des kWh produits par les centrales thermiques et on obtient

Tableau 2.16 Élasticité-prix «Time of Use» (TOU)

Source	Modèle	Élasticité
Aigner et al. (1994)	Leontief généralisé	hors-pointe : -0.013/0.049 pointe : -0.054/0.158
Boisvert et al. (2004)	Leontief généralisé	pointe : -0.05/0.0675
Filippini (1995)	Modèle à équilibre partiel. de- mande log linéaire	hors-pointe : -2.30/2.57 pointe : -1.25/1.41
Ham et al. (1997)	Log linéaire	hors-pointe : -0.038/0.050 pointe : -0.069/0.091
Mountain and Lawson (1992)	Log linéaire	hors-pointe : -0.003/0.036 pointe : -0.002/0.138

Source : Lijesen (2007)

que le bénéfice net obtenu pourrait être nul, selon les prix sur le marché commun. De plus, si on considère que la période de pointe hivernale au Québec n'est pas la même que celle des États-Unis, qui eux connaissent une pointe en été, le prix sur le marché commun serait plus bas que celui de la pointe. Hydro-Québec fermait récemment la centrale de Bécancour car exporter son électricité n'aurait pas été rentable¹⁶. Il est rentable d'exporter l'électricité en période hors-pointe puisqu'elle provient de centrales hydroélectriques de base ou intermédiaire. À la pointe, ce sont les centrales thermiques qui fonctionnent et celles-ci ont des coûts variables élevés.

Les résultats montrent qu'il y a des gains à appliquer une tarification de pointe. Celle-ci reflèterait les coûts marginaux qui sont nettement plus élevés que le coût total moyen. La quantité consommée recule pour toutes les catégories de consommateurs, ce qui la rapproche de l'équilibre de court terme et limite le gaspillage.

Si une tarification de pointe était introduite, il faudrait nécessairement qu'une tarification hors-pointe le soit également. Deux scénarios pourraient être possibles : une tarification d'optimum de second rang, égale au coût moyen et une tarification d'optimum de premier rang, égale au coût marginal de production de court terme. Étant donné

16. Voir : Régie de l'énergie (2008). Énergie Brookfield et la FCEI contestent la version d'Hydro-Québec car ils avancent que c'est le coût de moyen de production qu'il faut considérer. On utilise, comme Hydro-Québec, le raisonnement à la marge.

Tableau 2.17 Recettes supplémentaires suite à une augmentation des tarifs au coût marginal de court terme en période de pointe

Auteur	Secteur	ϵ	P (\$)	P* (\$)	Q (TWh)	Q* (TWh)	ΔR (M\$)
Bernard (2000) Court terme	Résidentiel	-0,25	0,076	0,128	4,500	3,955	166,6
	Commercial	-0,33	0,073	0,108	1,110	0,976	24,7
	Industriel	-0,07	0,041	0,075	2,510	2,411	76,1
Bernard (2000) Long terme	Résidentiel	-0,73	0,076	0,128	4,500	3,074	53,7
	Commercial	-0,53	0,073	0,108	1,110	0,902	16,7
	Industriel	-0,1	0,041	0,075	2,510	2,370	73,1
Robert (2005)	Résidentiel	-0,81	0,076	0,128	4,500	2,944	36,6
Lijesen (2007)	Résidentiel	-0,03	0,076	0,128	4,500	4,433	227,3

la production hydroélectrique, la courbe de coût moyen des premiers kWh produits est décroissante, ce qui implique que le coût marginal serait inférieur au coût moyen, créant ainsi des pertes pour le producteur. Si on considère qu'Hydro-Québec devrait charger au coût moyen de production, on en déduit qu'elle devrait quand même diminuer sa tarification pour la clientèle résidentielle et commerciale, mais l'augmenter pour certains de ses clients industriels. Deux autres sources d'inefficacité ont été identifiées, soit la redevance fixe de la tarification, tel que rapporté dans Bernard et Genest-Laplante (1995) ainsi que les contrats à certains grands clients industriels, tel que démontré par Fortier (2008).

Finalement, les estimations des coûts marginaux sont semblables à celles présentées par Hydro-Québec : 0,0856 \$/kWh à court terme et 0,0960 \$/kWh à long terme¹⁷.

17. Voir : Régie de l'énergie (2005b). Ce coût marginal représente l'ensemble de la production.

CHAPITRE III

MODÈLE ÉCONOMÉTRIQUE SUR LA RÉGLEMENTATION ET LA PRIVATISATION DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ

Pour mesurer l'effet de la réglementation et de la privatisation sur le prix industriel de l'électricité, un échantillon de 19 pays de l'OCDE a été constitué. Il s'agit des pays suivants : Allemagne, Australie, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Irlande, Italie, Japon, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni et Suède. Ces pays ont été choisis pour leur niveau de vie et leur indice de développement humain (IDH) élevés. Ils partagent plusieurs caractéristiques communes sur le plan socio-économique et sont liés entre-eux par diverses ententes économiques ou politiques (Commonwealth, ALENA, Union européenne). Cet échantillon est le même que celui utilisé par Steiner (2000) et Hattori et Tsutsui (2004). La période couverte va de 1987 à 2006, alors que Hattori et Tsutsui (2004) couvrait de 1987 à 1999 et Steiner (2000) de 1986 à 1996.

On ajoute donc dix années de plus à l'analyse de Steiner et sept années à celui de Hattori et Tsutsui (2004), ce qui est majeur puisque plusieurs pays ont modifié leur structure de réglementation et certains ont entrepris la privatisation d'entreprises de l'industrie de la génération d'électricité. depuis 2000.

3.1 Description des variables

Les variables à expliquer des modèles sont le prix de l'électricité pour le secteur industriel, pour le secteur résidentiel et le ratio de ces prix. Puisque la grande industrie est généralement située près des centrales de génération d'électricité, le prix industriel est le plus près des coûts de production que nous puissions trouver. Le prix résidentiel reflète quant à lui les coûts de transport et de distribution.

La première variable explicative est le dépaquetage (« unbundling »). Cette variable dichotomique prend la valeur de zéro si le secteur de la génération est intégré aux secteurs de la transmission et de la distribution. Elle prend la valeur de un si le secteur de la génération est séparé des autres secteurs. La séparation légale et comptable est considérée.

Ensuite, une variable catégorielle représentant le type de propriété privée ou publique des entreprises de génération d'électricité a également été créée. C'est ce qu'on utilise pour mesurer l'impact de la privatisation. On classe les pays selon le niveau de propriété privée de ou des entreprises de génération d'électricité. Il y a quatre catégories : zéro : 0-25%, un : 25-50%, deux : 50-75% et trois : 75-100%. S'il y a une seule entreprise de génération, le niveau de financement privé est considéré. S'il y a plusieurs entreprises, on trouve d'abord la quantité produite en TWh par rapport à la quantité produite totale du pays et on multiplie par la part de financement privé. Au Canada, on prend toutes les compagnies de génération d'électricité, on trouve lesquelles ont du financement privé et on multiplie cette fraction par la part produite chaque année. Comme moins de 25% de l'électricité produite au Canada provient de centrales en partie ou totalement privées, ce pays se retrouve dans la catégorie zéro.

La concurrence dans le marché de détail sur le prix de l'électricité sera également prise en compte dans une variable prenant une valeur de zéro si le consommateur n'a aucun choix, de un si une partie des consommateurs a un choix et de deux si tous les consommateurs ont le choix de leur détaillant. Dans les pays dans lesquels il y a plusieurs états ou

provinces, si un seul de ceux-ci donne le choix aux consommateurs, la variable prend la valeur de un.

Finalement, la dernière variable liée aux réformes sera celle pour le marché de gros de court terme (marché «spot»). Cette variable prend la valeur de zéro si aucun marché de court terme n'existe dans le pays et prend la valeur de un, si au moins un état ou province d'un pays possède un marché de court-terme. Certains pays ont des marchés communs, comme pour le Canada et les États-Unis. Par contre, d'autres comme le Japon ou l'Australie sont les seuls utilisateurs de leur marché de court terme. Aucune distinction n'est faite pour ces cas.

Deux variables sont construites pour mesurer le caractère incitatif des réformes. La première représente le temps avant la libéralisation du secteur de la génération ou de la création d'un marché de court-terme. Les variables sont tronquées pour les pays qui n'ont pas libéralisé leur industrie au nombre d'années total (20). Après que le pays ait libéralisé son secteur, la variable prend la valeur de zéro. Cette variable mesure l'effet des anticipations sur le prix.

La deuxième variable mesure le temps avant la privatisation de ou des entreprises de génération d'électricité du pays concerné. On considère qu'il y a privatisation lorsque plus de 25% de l'entreprise ou des entreprises sont possédées par des investisseurs privés. La variable prend les valeurs sur l'intervalle $[0,20]$, comme la variable « Temps avant la libéralisation ». On cherche également à mesurer l'effet des anticipations sur le prix.

Comme la production d'électricité peut provenir de plusieurs sources, on en tient compte dans le modèle en incluant les trois principales formes. On utilise la capacité en MW pour la production thermique, hydraulique et nucléaire. puis on construit un ratio à partir de la capacité totale. La production hydroélectrique est la moins coûteuse des formes d'énergie. Plus un pays produira d'électricité à partir de cette technologie et plus le prix devrait être bas. Pour le nucléaire et le thermique, ces technologies pourraient avoir un effet positif sur le prix. Par exemple, la France est un grand utilisateur de l'énergie atomique alors que le Danemark ne produit aucune électricité provenant de

cette source. Les différences dans les prix de l'électricité pourraient être causées par les formes de production et c'est pourquoi on les ajoute au modèle.

Steiner (2000) et Hattori et Tsutsui (2004) avaient utilisé le PIB dans leur modèle. Comme cette variable n'est pas stationnaire, elle ne peut être incluse. De plus, il n'est pas clair pourquoi ces auteurs utilisent cette variable, qu'ils justifient pour calculer un effet revenu sur le prix. On utilise plutôt les taux de croissance réel des pays. L'utilisation de cette variable est appropriée dans le modèle pour mesurer l'impact d'une croissance économique forte ou encore d'une récession.

3.2 Données

Les données sur les prix proviennent de l'AIE, sont exprimés en \$US et ajustés pour obtenir une parité du pouvoir d'achat (PPA). Ensuite, ces prix sont divisés par l'indice des prix à la consommation des États-Unis (Bureau of Labor Statistics, 2009). L'année de référence est 2000. Certaines données sont manquantes et pour cette raison, le panel de données est déséquilibré¹. Comme les taxes étaient incluses pour tous les pays, sauf pour les États-Unis, elles ont été soustraites des prix (les données sur les taxes proviennent également de l'AIE).

Les données sur les variables de réglementation proviennent principalement des rapports de l'AIE, pour plusieurs pays et différentes années. En moyenne, trois rapports sont disponibles pour les 19 pays. Généralement, un rapport a été produit à la fin des années 1990, un dans les années 2000 et un publié récemment (entre 2006 et 2009). Pour le dépaquetage, la concurrence sur le marché de détail et le marché de gros, les rapports de l'AIE étaient suffisants pour créer les variables. Par contre, il a fallu compléter avec d'autres sources pour construire la variable «privatisation»². Le site Internet «Privati-

1. Le logiciel STATA considère toutefois que notre panel est fortement équilibré, permettant ainsi l'analyse des données. En guise de test, les pays pour lesquels il manquait certaines données ont été retirés de l'échantillon mais les résultats changeaient peu.

2. Voir Roggenkamp et Boisseleau (2005), Newbery (2002), Glachant et Finon (2003) et Guislain (1997)

zation barometer», référencé dans Pollit (1997), recense les ventes d'actifs d'entreprises de services publics à des intérêts privés pour la plupart des pays de l'échantillon.

Les capacités de production thermique, nucléaire et hydroélectrique ont été obtenues de l'AIE (2009a) et sont exprimées en MW. On a ensuite créé la variable en faisant le ratio de chaque type d'énergie sur le total. Afin qu'il n'y ait pas de problèmes de multicollinéarité, la capacité géothermique et éolienne n'a pas été ajoutée.

Les taux de croissance du PIB réel proviennent du Fonds monétaire international (FMI) (2009).

3.2.1 Prix en \$US de 2000 en parité de pouvoir d'achat (PPA)

Les prix en \$US, sont exprimés en parité de pouvoir d'achat (PPA), ce qui implique que les différences dans les niveaux de prix sont éliminées, entre les pays. La méthode Èltetö-Köves-Szulc (EKS) est utilisée par le programme Eurostat-OCDE PPP et repris par l'AIE pour le calcul de ces prix. On fait la synthèse de la méthode ici (OCDE, 2006, pp. 126-127). Il y a cinq propriétés des indices de prix et de volume utilisés pour calculer les parités de pouvoir d'achat : la commensurabilité, la transitivité, l'additivité, la caractéristicité et un pays de base invariant.

La première étape est de calculer une parité de pouvoir d'achat de type Laspeyres, où le pays de référence est A et où la pondération provient également de A . Il s'agit d'une moyenne géométrique. p_{iA} est le prix du produit i dans le pays A . p_{iB} le prix du produit i dans le pays B , n_A le nombre de produits représentatifs dans le pays A et n_B le nombre de produits représentatifs dans le pays B . Pour deux pays (A et B), on obtient ceci :

$$L_{AB} = \prod_{i \in R_A} \left[\frac{p_{iB}}{p_{iA}} \right]^{\frac{1}{n_A}} .$$

La deuxième étape est de calculer une parité de pouvoir d'achat de type Paasche, où le pays de référence est A mais où la pondération provient de B . La moyenne géométrique

suivante est obtenue :

$$P_{AB} = \prod_{i \in R_B} \left[\frac{p_{iB}}{p_{iA}} \right]^{\frac{1}{n_B}}.$$

La troisième étape est le calcul d'une parité de pouvoir d'achat de type Fisher, où L_{AB} et P_{AB} sont pondérés également, afin qu'un pays ayant plus de produits représentatifs ne soit pas surreprésentés. La formule pour le calculer est la suivante :

$$F_{AB} = \sqrt{L_{AB} P_{AB}}.$$

Une matrice est calculée à partir de cet index, pour chaque paire de pays. La formule EKS est appliquée pour rendre cette matrice transitive. Les parités de pouvoir d'achat indirects entre deux pays sont calculées à partir d'un troisième pays. Supposons trois pays, A , B et C , la parité de pouvoir d'achat de Fisher directe est notée F_{AC} et l'indirecte ${}_C F_{AB}$, défini comme suit :

$${}_C F_{AB} \equiv \frac{F_{AC}}{F_{BC}}.$$

De façon générale, pour un échantillon de pays $N = A, B, C, \dots$, la transitivité implique que les parités de pouvoir d'achat directes soient égales aux parités de pouvoir d'achat indirectes (${}_l PPA_{jk}(k, j, l \in N)$). La transitivité est une propriété nécessaire pour un ensemble de parités de pouvoir d'achat multilatérales, sinon, elles ne seraient pas mutuellement consistantes.

La parité de pouvoir d'achat EKS est une somme géométrique de la parité de pouvoir d'achat directe et de toutes les parités de pouvoir d'achat indirectes entre une paire de pays, où la parité de pouvoir d'achat directe a deux fois le poids de la parité de pouvoir indirecte. Par exemple, si trois pays A, B, C sont considérés, la parité de pouvoir d'achat EKS entre A et B est donnée par les formules suivantes :

$$EKS_{AB} = \left\{ F_{AB}^2 \times \frac{F_{AC}}{F_{BC}} \right\}^{\frac{1}{3}},$$

$$EKS_{AB} = \left\{ F_{AB}^2 \times_C F_{AB} \right\}^{\frac{1}{3}}.$$

La forme générale des parités de pouvoir d'achat EKS est :

$$EKS_{jk} = \left\{ F_{jk}^2 \cdot \prod_{l \neq j,k} \frac{F_{jl}}{F_{kl}} \right\}^{\frac{1}{n}},$$

$$EKS_{jk} = \left\{ F_{jk}^2 \cdot \prod_{l \neq j,k} {}_l F_{jk} \right\}^{\frac{1}{n}},$$

$$EKS_{jk} = j, k, l \in N.$$

3.3 Régressions linéaires avec données de panel

À partir d'un échantillon de pays, on cherche à trouver l'effet des différentes réformes sur le prix de l'électricité. La régression linéaire multiple nous permet d'isoler l'effet de chaque variable explicative sur la variable à expliquer. Un panel de données est un ensemble d'observations de i entités n et de T périodes t . Par exemple, un ensemble de données X et Y forment $(X_{it}, Y_{it}, i = 1, \dots, n \text{ et } t = 1, \dots, T)$. Afin d'étudier l'impact de la réglementation et de la privatisation sur le prix industriel de l'électricité, un panel de données de 19 pays sur 20 années a été constitué.

Tel que dans Wooldridge (2002, p.251), l'équation pour l'analyse de données de panel peut se réécrire comme suit :

$$y_{it} = \mathbf{x}_{it}\beta + u_i + \epsilon_{it}.$$

Dans ce modèle, \mathbf{x}_{it} est un vecteur d'observations $1 \times k$ et il y a deux variables inobservées : u_i et ϵ_{it} . La première est constante dans le temps mais la deuxième peut varier. La variable u_i porte plusieurs noms tels que : effet fixe, effet aléatoire et hétérogénéité inobservée. (Wooldridge, 2002). Le terme ϵ_{it} est appelé le terme d'erreur idiosyncratique (Wooldridge, 2002). Pour le terme u_i , plusieurs variables inobservées pourraient y correspondre : la culture générale, la culture managériale ou encore la motivation des habitants en sont des exemples. Ce terme d'erreur sera considéré comme aléatoire ou fixe. Dans le deuxième cas, ceci implique que l'on permet une corrélation entre le terme d'erreur u_i et les variables observées. Si on posait que $\eta_{it} = u_i + \epsilon_{it}$, il est fort probable que η_{it} soit autocorrélé et donc $Cov(\eta_{it}, \eta_{is}) \neq 0$ où $t \neq s$.

Pour une observation donnée, la structure suivante peut être considérée (Baum, 2006, p.220) :

$$y_{it} = \mathbf{x}_{it}\beta_k + \mathbf{z}_i\delta + u_i + \epsilon_{it},$$

où \mathbf{x}_{it} est un vecteur de dimension $1 \times k$ qui varie entre individus et dans le temps, β_k est un vecteur de coefficients $k \times 1$, \mathbf{z}_i est un vecteur $1 \times p$ de variables qui ne changent pas dans le temps, avec δ le vecteur de coefficients qui lui est associé (de dimension $p \times 1$).

Baum (2006) explique que u_i peut être soit corrélé avec les régresseurs \mathbf{x}_{it} ou \mathbf{z}_i . Il sera considéré comme un effet aléatoire si u_i n'est pas corrélé avec les régresseurs. Ce terme devient donc un terme d'erreur aléatoire. Par contre, si ce terme est corrélé avec quelconque régresseur, il sera traité comme un paramètre, un effet fixe. Les deux prochaines sections sont une synthèse des méthodes d'estimations avec ces deux effets, tel que présenté par Baum (2006).

3.3.1 Effets fixes

Le modèle utilisé avec les effets fixes est celui à sens unique. Le terme u_i de l'équation précédente est l'erreur spécifique par entité qui ne varie pas dans le temps. En prenant la moyenne temporelle des variables (par exemple, $\bar{y}_i = (\frac{1}{T}) \sum_{t=1}^T y_{it}$) et en soustrayant des deux côtés de l'équation, on obtient (Baum, 2006, p.221) :

$$y_{it} - \bar{y}_i = (\mathbf{x}_{it} - \bar{\mathbf{x}}_i)\beta + (\mathbf{z}_i - \mathbf{z}_i)\delta + u_i - u_i + \epsilon_{it} - \bar{\epsilon}_i,$$

ce qui implique (Baum, 2006, p.221) :

$$\tilde{y}_{it} = (\tilde{\mathbf{x}}_{it})\beta + \tilde{\epsilon}_{it}.$$

Une estimation de cette équation avec les moindres carrés ordinaires (MCO) donnera un $\hat{\beta}$ non biaisé et il est appelé $\hat{\beta}_{FE}$, l'estimateur MCO avec effets fixes. Baum (2006, p.221) donne également la matrice de variance-covariance qui est standard pour les MCO mais ajustée selon les degrés de liberté :

$$s^2 \left(\sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \tilde{\mathbf{x}}_{it} \tilde{\mathbf{x}}_{it}' \right)^{-1}$$

et

$$s^2 = \left\{ \frac{1}{(NT - N - k - 1)} \right\} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \hat{\epsilon}_{it}^2,$$

où $\hat{\epsilon}_{it}$ sont les résidus de la régression MCO de \tilde{y}_{it} sur $\tilde{\mathbf{x}}_{it}$ (Baum, 2006, p.221).

On utilise une matrice de variance-covariance qui sera robuste à l'hétéroscédasticité et à l'autocorrélation, ce qui donnera un estimateur convergent de cette matrice. Celle-ci

est présentée plus loin.

3.3.2 Effets aléatoires

On présente ici un autre modèle pour les données de panel, soit les effets aléatoire à sens unique, tel que présenté dans Baum (2006). Deux hypothèses sont posées pour les effets aléatoires, afin que les estimateurs soient valides (Wooldridge, 2002, p.257) :

$$(a) E(\epsilon_{it} | \mathbf{x}_i, u_i) = 0, t = 1, \dots, T,$$

$$(b) E(u_i | \mathbf{x}_i) = E(u_i) = 0,$$

où $\mathbf{x}_i \equiv (\mathbf{x}_{i1}, \mathbf{x}_{i2}, \dots, \mathbf{x}_{iT})$.

La deuxième hypothèse est forte car elle implique qu'il n'y a pas de corrélation entre les variables inobservées u_i et les variables observées \mathbf{x}_i . Comme notre échantillon est constitué de pays, cette hypothèse pourrait être rejetée.

Par contre, s'il est raisonnable de croire qu'il n'y a pas d'effet propre pour un pays et qu'il n'y a pas de paramètre fixe pour chacun d'entre eux, u_i est considéré comme aléatoire et non corrélé avec le terme d'erreur.

Donc, le terme d'erreur u_i peut être ajouté au terme d'erreur idiosyncratique pour former le terme d'erreur composite ($u_i + \epsilon_{it}$). On obtient l'équation suivante : (Baum, 2006, p.227) :

$$y_{it} = \mathbf{x}_{it}\beta + \mathbf{z}_i\delta + (u_i + \epsilon_{it}),$$

En reprenant les hypothèses de Wooldridge (2002), on obtient que les u_i ne sont pas corrélés ni avec les \mathbf{x}_{it} et ni avec les \mathbf{z}_i . Ceci impliquerait qu'une estimation avec MCO serait non biaisée mais non efficiente. Si l'hypothèse selon laquelle u_i n'est corrélé avec aucun des régresseurs est vérifiée, un estimateur plus efficient peut être construit. Par contre, si cette hypothèse est rejetée, cet estimateur sera biaisé (Baum, 2006, p.227).

On reproduit ici les équations et les étapes nécessaires pour construire l'estimateur $\hat{\beta}_{RE}$, à partir de Baum (2006, p.227) et Wooldridge (2002, p.258-260). Pour T observations d'une unité i du panel, l'erreur composite est :

$$\eta_{it} = u_i + \epsilon_{it},$$

ce qui donne le modèle d'erreur composite avec l'espérance conditionnelle suivante :

$$E(\eta_{it} | \mathbf{x}_i) = 0.$$

En reprenant le modèle linéaire pour toutes les T périodes, et en réécrivant $\boldsymbol{\eta}_i = u_i \mathbf{j}_T + \boldsymbol{\epsilon}_i$, où \mathbf{j}_T est un vecteur $T \times 1$ de un, il est possible de définir la variance de $\boldsymbol{\eta}_i$ comme suit :

$$\boldsymbol{\Omega} \equiv E(\boldsymbol{\eta}_i \boldsymbol{\eta}_i'),$$

où $\boldsymbol{\Omega}$ est une matrice de dimension $T \times T$, positive définie.

On pose ensuite deux hypothèses sur le terme ϵ_{it} : celui-ci est a une variance constante à travers le temps et qu'il n'est pas sériellement corrélé. À partir de ces deux conditions, il est possible de trouver les variances et les covariances du terme $\boldsymbol{\eta}_i$ comme suit, on a :

$$E(\eta_{it}^2) = E(u_i^2) + 2E(u_i \epsilon_{it}) + E(\epsilon_{it}^2) = \sigma_u^2 + \sigma_\epsilon^2,$$

où $\sigma_u^2 = E(u_i^2)$ et où pour tous les $t \neq s$:

$$E(\eta_{it} \eta_{is}) = E[(u_i + \epsilon_{it})(u_i + \epsilon_{is})] = E(u_i^2) = \sigma_u^2.$$

La matrice $\boldsymbol{\Omega}$ a une structure dite d'effets aléatoires, caractérisée par une diagonale

composée de $\sigma_u^2 + \sigma_\epsilon^2$ et d'éléments hors diagonale égaux à σ_u^2 (Wooldridge, 2002, p. 259). En posant une matrice $\mathbf{j}_T \mathbf{j}'_T$ composée de uns, on peut réécrire la matrice de variance-covariance $\mathbf{\Omega}$ comme suit :

$$\mathbf{\Omega} = \sigma_\epsilon^2 \mathbf{I}_T + \sigma_u^2 \mathbf{j}_T \mathbf{j}'_T.$$

En supposant des estimateurs consistants de σ_u^2 et de σ_ϵ^2 à partir de procédure qu'on ne décrit pas ici (voir Wooldridge 2002, pp. 261-262), on peut former la matrice de variance suivante :

$$\hat{\mathbf{\Omega}} \equiv \hat{\sigma}_\epsilon^2 \mathbf{I}_T + \hat{\sigma}_u^2 \mathbf{j}_T \mathbf{j}'_T,$$

utilisée pour calculer un estimateur de moindres carrés généralisés faisable, qui est l'estimateur avec effets aléatoires :

$$\hat{\beta}_{RE} = \left(\sum_{i=1}^N \mathbf{X}'_i \hat{\mathbf{\Omega}}^{-1} \mathbf{X}_i \right)^{-1} \left(\sum_{i=1}^N \mathbf{X}'_i \hat{\mathbf{\Omega}}^{-1} \mathbf{y}_i \right),$$

où \mathbf{X}_i est l'ensemble des observations pour les variables explicatives, pour les T périodes.

Le test de Breusch et Pagan (1979) est par la suite utilisé pour détecter si il y a présence d'hétéroscédasticité. Le test est présenté à la section 3.3.4. On utilise également des matrices de variances-covariances robustes à l'auto-corrélation et à l'hétéroscédasticité. La variance de l'estimateur est donnée par l'équation suivante, où \mathbf{X} est la matrice des observations des variables explicatives de tous les i sur les périodes T .

$$\hat{V}ar(\hat{\beta}) = (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1} \left(\sum_{j=1}^N \mathbf{v}'_j \mathbf{v}_j \right) (\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1},$$

où

$$\mathbf{v}_j = \sum_{t=1}^T e_{jt} x_{jt}.$$

Dans cette expression, x_{jt} = année, traitement et e_{jt} = résidu pour le pays j et l'année t .

3.3.3 Test de Hausman

Afin de déterminer lequel des estimateurs des modèles à effets fixes ou aléatoires doit être utilisé, un test de Hausman est effectué. L'hypothèse nulle pose que les deux estimateurs sont convergents mais que le β_{RE} a une plus petite variance asymptotique et qu'il est donc plus efficient. Plus précisément, l'hypothèse nulle pose que les effets individuels (u_i) ne sont pas corrélés avec les autres régresseurs du modèle. La statistique de Hausman suit une χ^2 avec un degré de liberté et on applique une règle de décision avec un niveau de 95%, pour rejeter ou non l'hypothèse nulle. L'hypothèse alternative pose que le β_{RE} n'est pas un estimateur convergent. La version algébrique et matricielle sont reproduites ici (Greene, 2004) :

$$H = \frac{(\hat{\beta}_{FE} - \hat{\beta}_{RE})^2}{(Var(\hat{\beta}_{FE}) - Var(\hat{\beta}_{RE}))} \sim \chi^2,$$

$$H = (\hat{\beta}_{FE} - \hat{\beta}_{RE})'(Var(\hat{\beta}_{FE}) - Var(\hat{\beta}_{RE}))^{-1}(\hat{\beta}_{FE} - \hat{\beta}_{RE}) \sim \chi^2,$$

où $Var(\hat{\beta}_{FE})$ et $Var(\hat{\beta}_{RE})$ sont des estimateurs de la variance des coefficients $\hat{\beta}_{FE}$ et $\hat{\beta}_{RE}$.

3.3.4 Test de Breusch-Pagan

Afin de tester si nous sommes en présence d'hétéroscédasticité, le test de Breusch-Pagan est utilisé. Le test pose comme hypothèse que (Greene, 2004, p.509) :

$$\sigma_i^2 = \sigma^2 f(\alpha_0 + \alpha' z_i)$$

où z_i est un vecteur de variables indépendantes. Le modèle sera homoscédastique si $\alpha = 0$. L'hypothèse nulle est qu'il y a présence d'homoscédasticité. Si on pose que \mathbf{Z} est la matrice $n \times (P + 1)$ d'observations sur $(1, z_i)$ et si \mathbf{g} est un vecteur d'observations de $g_i = \frac{e_i^2}{(e'e/n)^{-1}}$, alors le multiplicateur Lagrangien est :

$$LM = \frac{1}{2} [\mathbf{g}' \mathbf{Z} (\mathbf{Z}' \mathbf{Z})^{-1} \mathbf{Z}' \mathbf{g}]$$

Sous l'hypothèse nulle, LM est asymptotiquement distribuée comme une χ^2 avec des degrés de liberté égaux au nombre de variables dans z_i (Greene, 2004, p.510). Ce test permettra de considérer la régression comme robuste ou non.

3.3.5 Test de Wooldridge pour l'autocorrélation

Afin de tester s'il y a de l'autocorrélation dans le panel, la méthode de Wooldridge (2002) est utilisée. Wooldridge utilise les résidus d'une régression de première différence (Drukker, 2003, p.169).

$$y_{it} - y_{it-1} = (\mathbf{X}_{it} - \mathbf{X}_{it-1})\beta_1 + \epsilon_{it} - \epsilon_{it-1}$$

$$\Delta y_{it} = \Delta \mathbf{X}_{it} \beta_1 + \Delta \epsilon_{it}$$

L'opérateur de première différence est représenté par Δ . Le paramètre β_1 est estimé en

régressant Δy_{it} sur $\Delta \mathbf{X}_{jt}$ et en obtenant le résidu $\hat{\epsilon}_{it}$. Si les ϵ_{it} ne sont pas sériellement corrélés, la corrélation entre ϵ_{it} et ϵ_{it-1} est égale à -0,5. La procédure régresse le résidu sur les retards et un test est appliqué sur le coefficient (Drukker, 2003, p.169).

3.3.6 Modèle avec variables de réglementation et de privatisation

On reprend le modèle linéaire de départ :

$$y_{it} = c + \mathbf{X}'\beta + \mathbf{Z}'\gamma + u_i + \epsilon_{it}.$$

La variable dépendante y_{it} est déterminée par un ensemble de variables explicatives \mathbf{X} liées aux réformes et un ensemble \mathbf{Z} non-liés aux réformes. L'indice i représente les pays et l'indice t les périodes (années). u_i représente l'effet-pays inobservable, invariable dans le temps et ϵ_{it} est le terme d'erreur idiosyncratique. Pour l'effet-pays, un effet fixe à sens unique est utilisé, si on considère que c'est un paramètre fixe. Un effet aléatoire à sens unique est également utilisé si on considère ce paramètre comme étant aléatoire. Un test de Hausman détermine si les estimateurs sont significativement différents.

3.4 Résultats

On présente les résultats pour les variables dépendantes du prix industriel, du prix résidentiel et du ratio des prix industriels sur les prix résidentiels aux tableaux ci-dessous. Suite à un test de Breush et Pagan (1979), on trouve de l'hétéroscédasticité dans les modèles à effet fixe et à effet aléatoire, pour les trois variables dépendantes. De plus, avec le test de Wooldridge (2002), qui a été vérifié par Drukker (2003) pour Stata, les séries sont corrélées dans les panels. Les estimateurs des coefficients restent convergents mais ceux des variances sont biaisés. Afin de corriger les variances, les erreurs-types consistantes tenant compte de l'hétéroscédasticité et de l'autocorrélation doivent être utilisées, selon Stock et Watson (2007, p.366).

Afin de comparer nos résultats à ceux de Steiner (2000) et Hattori et Tsutsui (2004),

des régressions sans correction ont été effectuées et les résultats sont présentés aux tableaux 3.1, 3.2 et 3.3. On obtient des effets semblables à ceux obtenus par les deux recherches précédentes. Par contre, ces coefficients, bien que convergents, n'ont pas des variances corrigées pour l'autocorrélation et l'hétéroscédasticité. Les résultats pour ces régressions avec une variance corrigée sont aux tableaux 3.4, 3.5 et 3.6. Les tests de Hausman suggèrent d'utiliser le modèle à effets aléatoires seulement pour le ratio des prix industriels sur les prix résidentiels. La statistique de Hausman pour le modèle avec prix industriels est de 71,57, ce qui correspond à une *valeur p* de 0,0000 et de 39,75 pour les prix résidentiels, pour une *valeur p* de 0,0000. Par contre, pour les ratios de prix, on obtient une statistique de Hausman de 5,41 et une *valeur p* de 0,8618, ce qui ne permet pas de rejeter l'hypothèse nulle.

Tableau 3.1 Régression sur le prix industriel (effets fixes)

Variable	Coefficient	(Erreur-type)
dépaquetage	0.0099**	(0.0032)
concurrence détail	-0.0094**	(0.0023)
marché court terme	0.0018	(0.0032)
privatisation	-0.0065**	(0.0016)
temps libéralisation	0.0000	(0.0004)
temps privatisation	0.0008*	(0.0004)
hydraulique	0.0014*	(0.0007)
nucléaire	-0.0005	(0.0007)
thermique	0.0000	(0.0004)
croissance	0.0004	(0.0004)
constante	0.0475	(0.0392)
N		346
R ²		0.3618
F _(28,317)		17.9688
Seuils de risque : † : 10% * : 5% ** : 1%		

3.5 Analyse et discussion

Les résultats des régressions sans correction indiquent que le dépaquetage aurait eu un impact positif sur le prix résidentiel et industriel. De plus, l'écart des prix diminuerait, d'après le coefficient obtenu sur le ratio du prix. L'objectif des réformes pour le

Tableau 3.2 Régression sur le prix résidentiel (effets fixes)

Variable	Coefficient	(Erreur-type)
dépaquetage	0.0161**	(0.0033)
concurrence détail	-0.0076**	(0.0024)
marché court terme	-0.0029	(0.0033)
privatisation	-0.0023	(0.0016)
temps libéralisation	0.0004	(0.0004)
temps privatisation	0.0015**	(0.0004)
hydraulique	0.0034**	(0.0007)
nucléaire	0.0006	(0.0008)
thermique	-0.0002	(0.0004)
croissance	0.0001	(0.0004)
constante	0.0226	(0.0384)
<hr/>		
N		362
R ²		0.4206
F _(28,333)		24.1752
<hr/>		
Seuils de risque : † : 10% * : 5% ** : 1%		

Tableau 3.3 Régression sur le ratio prix industriel / prix résidentiel (effets aléatoires)

Variable	Coefficient	(Erreur-type)
dépaquetage	0.0203	(0.0138)
concurrence détail	-0.0454**	(0.0100)
marché court terme	0.0115	(0.0139)
privatisation	-0.0182**	(0.0066)
temps libéralisation	0.0014	(0.0016)
temps privatisation	-0.0045**	(0.0016)
hydraulique	-0.0024	(0.0017)
nucléaire	-0.0057**	(0.0020)
thermique	-0.0021	(0.0017)
croissance	-0.0024	(0.0019)
constante	0.9227**	(0.1641)
<hr/>		
N		346
$\chi^2_{(10)}$		70.1956
<hr/>		
Seuils de risque : † : 10% * : 5% ** : 1%		

Tableau 3.4 Régression sur le prix industriel (effets fixes et variance corrigée)

Variable	Coefficient	(Erreur-type)
dépaquetage	0.0099	(0.0091)
concurrence détail	-0.0094*	(0.0033)
marché court terme	0.0018	(0.0088)
privatisation	-0.0065	(0.0046)
temps libéralisation	0.0000	(0.0009)
temps privatisation	0.0008	(0.0013)
hydraulique	0.0014	(0.0010)
nucléaire	-0.0005	(0.0010)
thermique	0.0000	(0.0006)
croissance	0.0004	(0.0008)
constante	0.0475	(0.0474)
N		346
R ²		0.3618
F _(9,18)		12.7716
Seuils de risque : † : 10% * : 5% ** : 1%		

Tableau 3.5 Régression sur le prix résidentiel (effets fixes et variance corrigée)

Variable	Coefficient	(Erreur-type)
dépaquetage	0.0161*	(0.0077)
concurrence détail	-0.0076*	(0.0034)
marché court terme	-0.0029	(0.0069)
privatisation	-0.0023	(0.0035)
temps libéralisation	0.0004	(0.0013)
temps privatisation	0.0015	(0.0016)
hydraulique	0.0034*	(0.0014)
nucléaire	0.0006	(0.0023)
thermique	-0.0002	(0.0008)
croissance	0.0001	(0.0006)
constante	0.0226	(0.0849)
N		362
R ²		0.4206
F _(9,18)		3.7584
Seuils de risque : † : 10% * : 5% ** : 1%		

Tableau 3.6 Régression sur le ratio prix industriel / prix résidentiel (effets aléatoires et variance corrigée)

Variable	Coefficient	(Erreur-type)
dépaquetage	0.0203	(0.0358)
concurrence détail	-0.0454**	(0.0159)
marché court terme	0.0115	(0.0262)
privatisation	-0.0182	(0.0171)
temps libéralisation	0.0014	(0.0035)
temps privatisation	-0.0045	(0.0043)
hydraulique	-0.0024	(0.0025)
nucléaire	-0.0057*	(0.0026)
thermique	-0.0021	(0.0022)
croissance	-0.0024	(0.0031)
constante	0.9227**	(0.2183)
N		346
$\chi^2_{(10)}$		82.9177
Seuils de risque : † : 10% * : 5% ** : 1%		

dépaquetage est de scinder le monopole en entités distinctes, afin qu'il ne soit plus intégré verticalement. Dans la plupart des pays, une séparation légale et comptable est exigée. Il semble que cette réforme ne soit pas efficace car le prix augmente, ce qui pourrait indiquer que les monopoles se maintiennent et qu'ils chargent même des prix plus élevés. Ceci pourrait signifier que l'entreprise de transport, qui demeure un monopole naturel dans la plupart des pays, pourrait charger des prix plus élevés au distributeur, suite au dépaquetage. Hattori et Tsutsui (2004) trouvaient un coefficient positif mais Steiner (2000) un coefficient négatif. Les modèles avec une correction de l'autocorrélation et de l'hétéroscédasticité ne donnent pas de coefficient significatif pour le prix industriel mais donnent un coefficient positif et significatif pour le prix résidentiel. Les réformes au niveau du dépaquetage n'auraient donc pas atteint l'objectif visé.

L'entrée de nouvelles entreprises dans la génération ne semble pas avoir été facilité par le dépaquetage. La concurrence n'a donc pas nécessairement augmenté. Une entreprise qui était intégrée verticalement et qui exerçait un monopole sur la génération et la transmission peut se maintenir même si ces deux activités sont séparées. Tant que

l'entreprise n'est pas scindée à l'intérieur du secteur de la génération, des barrières à l'entrée de nouveaux concurrents pourraient être maintenues. Hattori et Tsutsui (2004) avancent également que les coûts de transaction sont plus élevés suite à la séparation des deux secteurs et que cette augmentation serait supportée par les consommateurs.

De toutes les variables de réglementation étudiées, il semble que la concurrence sur le marché du détail soit celle qui ait l'effet le plus significatif sur le prix. Une diminution du prix suite à l'entrée de concurrents pourrait indiquer un rapprochement au coût marginal, une baisse des coûts totaux ou les deux. Steiner (2000) et Hattori et Tsutsui (2004) trouvaient un effet négatif et significatif également. Avec les ratios de prix, on peut également déduire que le prix industriel diminuerait plus rapidement que le prix résidentiel. Ceci pourrait être dû aux coûts de transport qui sont plus importants pour la clientèle résidentielle, d'autant plus que ce secteur demeure dans la plupart des cas un monopole. Cette réforme permettrait donc une plus grande concurrence et un fonctionnement plus efficace de l'industrie. Ce résultat n'est pas surprenant puisque cette réforme est la seule qui vise directement la concurrence. Par contre, il faut préalablement avoir créé un marché de court terme pour permettre une concurrence sur le marché de détail.

L'introduction d'un marché de court terme pourrait avoir abaissé les prix pour la clientèle résidentielle mais pas pour la clientèle industrielle. Steiner (2000) trouvait un effet négatif pour la clientèle industrielle et Hattori et Tsutsui (2004) un effet positif. On trouve également un effet positif mais non significatif sur le ratio des prix. Tel que présenté au chapitre 2, l'introduction du marché de court terme pourrait être sensible au pouvoir de marché des entreprises dans la génération et celles-ci pourraient l'exercer, tel que démontré par Borenstein et Bushnell (1999) et Wolfram (1999). À cause du maintien d'un monopole dans la génération, les prix ne baisseraient pas nécessairement pour les consommateurs, un peu comme pour le dépaquetage. Ces réformes ne s'attaquent pas directement à la source du problème du monopole. Par contre, elles sont nécessaires pour l'introduction de la concurrence dans le marché de détail.

La privatisation aurait un effet négatif significatif sur le prix industriel mais pas sur le prix résidentiel. Cet effet n'est plus significatif avec le modèle corrigé. Steiner (2000) trouvait un effet positif et Hattori et Tsutsui (2004) un effet négatif. Pour le ratio de prix, l'effet serait négatif et significatif avec le modèle sans correction. Il n'est donc pas certain qu'une plus grande proportion d'électricité générée à partir d'entreprises privées puisse abaisser le prix. Un monopole public qui devient privé n'aurait aucun incitatif à diminuer sa rente. Les dirigeants de l'entreprise privée maximiseront leurs profits pour leurs actionnaires, de la même manière que l'État maximisait ses profits pour ses citoyens ou ses électeurs (dans le cas d'un parti politique). Un monopole public scindé en plusieurs entreprises privées en concurrence pourrait mener à des prix plus bas, près du coût marginal de production. Par contre, la privatisation en tant que telle ne fait pas nécessairement baisser les prix. Tel que rapporté dans Steiner (2000, p.23) le fait que le CEGB du Royaume-Uni soit séparé en trois entreprises privées n'a pas diminué leur pouvoir de marché. Il pourrait y avoir de la collusion ou des ententes entre ces entreprises, recréant les conditions précédant la privatisation. Le résultat significatif sur le prix industriel pourrait être expliqué par une meilleure gestion dans l'entreprise privée, causant une baisse des coûts et donc une baisse des prix. Par contre, le modèle avec correction ne permet pas de valider cette hypothèse.

Les deux variables mesurant le temps avant la privatisation et le dépaquetage donnent tous les deux des effets positifs et significatifs pour la privatisation. avec le modèle sans correction. Steiner (2000) et Hattori et Tsutsui (2004) trouvaient des coefficients semblables. On a également gardé ces variables pour mesurer leur impact sur le ratio de prix mais les résultats ne sont pas significatifs. Steiner (2000) avançait que ces effets pouvaient être causés par deux phénomènes contradictoires. Si on considère le cas d'un monopole public, celui-ci pourrait être incité à augmenter ses prix afin de faire augmenter la valeur de son entreprise pour pouvoir vendre les actifs de l'entreprise à un prix plus élevé. Pour le dépaquetage, cette même entreprise publique pourrait être incitée à profiter au maximum de son intégration verticale avant d'être séparée. L'autre explication serait qu'une augmentation des prix pourrait inciter à des réformes ou à une

privatisation et les deux variables indiqueraient que plus le prix devient élevé, plus il y aurait un incitatif à restructurer l'industrie.

Les coefficients des variables sur la capacité de génération selon la technologie utilisée ne donnent pas les effets attendus, sauf pour le modèle sur le prix industriel corrigé. La capacité hydraulique aurait dû donner un coefficient négatif puisque cette forme d'énergie serait la moins coûteuse. On obtient plutôt un coefficient positif et significatif avec le modèle corrigé. Le coefficient est faible mais le résultat reste problématique. Par contre, d'après les rapports de l'AIE sur les pays de l'échantillon, il en ressort que les sites où les centrales hydroélectriques sont construites sont plus difficiles à aménager et que le coût de production de ces centrales aurait tendance à augmenter. La Norvège et le Canada sont des pays avec une grande production hydro-électrique mais les meilleurs sites pour cette forme d'énergie auraient déjà été développés. Tel que montré au chapitre 2, c'est effectivement le cas au Québec. Pour ce qui est de la forme d'énergie nucléaire et thermique, on obtient des coefficients négatifs ou positifs mais qui ne sont pas significatifs. Hattori et Tsutsui (2004) et Steiner (2000) obtenaient des coefficients négatifs pour la capacité hydraulique. Par contre, certains modèles de Hattori et Tsutsui donnaient un coefficient négatif pour l'énergie nucléaire. Ces auteurs n'avaient pas inclus la variable de capacité thermique. Nous obtenons des résultats différents, ce qui pourrait aussi être dû aux différences dans la construction de la variable.

Finalement, la variable de croissance du PIB réel donne un coefficient positif mais non significatif. C'est le résultat qui était attendu car on suppose qu'une plus grande croissance pourrait créer une augmentation marquée de la demande d'énergie et résulter en des prix plus élevés, notamment à cause du caractère volatil des prix lorsque la quantité demandée approche de la capacité maximale. Le modèle de Steiner (2000) utilisait le PIB des pays pour mesurer cet effet et obtenait un coefficient positif. Quant à Hattori et Tsutsui (2004), certains de leurs modèles donnaient des coefficients négatifs, ce qui est contre-intuitif. Une baisse de la croissance économique va nécessairement avoir un impact négatif sur la demande d'énergie car les entreprises et la grande industrie fonctionnent en-dessous de leur potentiel. Avec ce qui a été vu au chapitre 2, il est clair

que lorsque la demande baisse sur le marché commun, par exemple sur celui du NYISO, le prix baisse. Certaines centrales thermiques ou nucléaires ne peuvent être arrêtées et doivent absolument vendre leur électricité produite, allant même jusqu'à permettre des prix négatifs. La valeur du coefficient obtenu est donc cohérente.

CONCLUSION

L'objectif de ce mémoire était de mesurer l'impact des différentes réformes sur le prix de l'électricité, pour certains pays de l'OCDE. Dans le premier chapitre, on a vu que les industries étaient structurées différemment d'un pays à l'autre et que les sources de production variaient considérablement. Alors que certains pays ont connu des ratés avec la privatisation ou la déréglementation de leur industrie, d'autres en ont retiré des bénéfices. Dans le cas de la Californie, la collusion entre les producteurs et les distributeurs privés fut une source d'inefficacité, allant jusqu'à des pannes de courants pour les abonnés.

Au deuxième chapitre, on a examiné en détail l'industrie du Québec et il en ressortait que les prix chargés lors de la pointe hivernale étaient sous le coût marginal et qu'une tarification reflétant celui-ci pourrait être efficace pour diminuer la quantité demandée. Par contre, les mesures d'élasticités que nous avons recensées montrent que les demandes sont inélastiques et qu'elles varient d'un auteur à l'autre. De plus, on a relevé qu'Hydro-Québec avait un rôle de redistributeur de richesses et que cet aspect de l'entreprise était une source d'inefficacité. On retiendra surtout de ce chapitre que les coûts moyens de l'électricité au Québec vont augmenter dans les 20 prochaines années et que la Régie de l'énergie et l'État québécois devront en tenir compte. Mais, on a démontré que les propositions de Garcia (2009) sur la tarification «aux prix du marché» étaient difficilement justifiables d'un point de vue théorique, en 2009. La tarification devrait refléter les coûts de l'industrie du Québec et non pas ceux des autres provinces ou des États-Unis. Actuellement, pour la période de pointe, une hausse de prix serait donc efficace. Par contre, lors de la période hors-pointe, le prix serait plus bas. De plus, comme Hydro-Québec enregistre des profits considérables et que ceux-ci pourraient être des profits économiques, les prix pourraient baisser pour s'approcher de l'optimum.

Avec le chapitre 3, on a montré que la réforme la plus efficace était l'introduction de la concurrence dans le marché de détail. On a également trouvé que la privatisation de l'industrie n'abaissait pas nécessairement les prix de l'électricité, tant au niveau résidentiel qu'industriel. Ceci pourrait suggérer que les entreprises privées ne font pas mieux que les entreprises publiques. Par contre, il faudrait être en mesure de déterminer si le prix avant la privatisation était au-dessus ou au-dessous de l'optimum. Si le prix était sous l'optimum, une hausse de prix serait efficace. Dans certains pays, il y a des entreprises publiques qui sont en concurrence dans le marché de la génération et du détail et ceci aurait un effet positif sur l'efficacité. Le modèle de régression linéaire avec des données de panel était une méthode adéquate pour traiter du sujet, tel qu'utilisé par Steiner (2000) et Hattori et Tsutsui (2004). On a amélioré le modèle en ajoutant la capacité thermique et en changeant le PIB en absolu pour sa croissance annuelle réelle. On a également apporté plus de robustesse au modèle en utilisant des variances corrigées pour l'autocorrélation et l'hétéroscédasticité. Finalement, on ajoute dix années de plus que Steiner (2000). Une critique que l'on apporte au modèle est que les variables de prix des combustibles pour les centrales thermiques (charbon, pétrole et gaz), auraient dû être incluses dans les variables explicatives. L'AIE possède des données qui sont fortement déséquilibrées, ce qui ne nous permettait pas de les inclure pour tous les pays. La principale raison invoquée par l'agence est la confidentialité. La plupart des centrales de génération d'électricité ne dévoilent pas les prix payés pour ces ressources. Utiliser les prix sur les marchés mondiaux n'est pas non plus possible car ceux-ci varient différemment d'un pays à l'autre, au cours d'une année.

Les statistiques descriptives présentées à l'appendice B montrent que la plupart des pays étudiés ont toujours une industrie principalement publique. De plus, on remarque qu'il y a une tendance à la création de marchés de gros et à l'ouverture à la concurrence dans le marché de détail. Pour le Québec, Hydro-Québec a été scindée en quatre entreprises distinctes mais l'indépendance de celles-ci n'est pas très forte. D'ailleurs, la Régie de l'énergie ne surveille qu'Hydro-Québec Distribution. Une plus grande transparence serait souhaitable. De plus, comme les réformes dans le marché de détail auraient signi-

ficativement abaissé le prix de l'électricité, il serait dans l'intérêt des consommateurs du Québec de pouvoir choisir leur détaillant d'électricité. Par contre, à la lumière des résultats que nous avons obtenus, il n'y a pas de baisse de prix significative suite à une privatisation de 25% des entreprises de génération.

La demande d'électricité va continuer de croître et il est primordial que l'industrie soit efficace. Les citoyens québécois sont très méfiants lorsqu'il est question de restructurer Hydro-Québec. Par contre, un regard sur les autres pays montre que des réformes bien ficelées peuvent donner de bons résultats en terme d'efficacité.

APPENDICE A

UNITÉS DE MESURE

W : Watt = unité de puissance pour l'électricité

kW : Kilowatt = 1000×1 watt

MW : Mégawatt = $10^6 \times 1$ watt

GW : Gigawatt = $10^9 \times 1$ watt

TW : Terawatt = $10^{12} \times 1$ watt

Wh : Watt-heure = une puissance d'un watt fonctionnant pendant une heure

kWh : Kilowatt-heure

GWh : Gigawatt-heure

TWh : Terawatt-heure

V : Volt = unité de différence de potentiel ou de tension

kV : Kilovolt = 1000×1 volt

M\$: Million de dollars

G\$: Milliard de dollars

\$CA : Dollars canadiens

\$US : Dollars américain (États-Unis)

¢CA : Cent canadien

¢US : Cent américain (États-Unis)

APPENDICE B

STATISTIQUES DESCRIPTIVES

Tableau B.1 Statistiques

Variable	Moyenne	Écart-type	N
dépaquetage	0.455	0.499	380
concurrence détail	0.708	0.8	380
marché court terme	0.389	0.488	380
privatisation	1.134	1.291	380
temps libéralisation	5.637	7.385	380
temps libéralisation	5.047	7.438	380
hydro	24.948	25.773	380
nucléaire	12.725	15.438	380
thermique	59.956	26.413	380
croissance	2.791	2.057	380
prix industriel	0.071	0.033	346
prix résidentiel	0.114	0.046	362
ratio	0.609	0.107	346

Tableau B.2 Dépaquetage

Pays	0	1	Total
Australia	8	12	20
Belgium	13	7	20
Canada	9	11	20
Denmark	12	8	20
Finland	10	10	20
France	20	0	20
Germany	18	2	20
Greece	20	0	20
Ireland	19	1	20
Italy	12	8	20
Japan	20	0	20
Netherlands	11	9	20
New Zealand	7	13	20
Norway	4	16	20
Portugal	7	13	20
Spain	0	20	20
Sweden	5	15	20
United Kingdom	3	17	20
United States	9	11	20

Tableau B.3 Concurrence détail

Pays	0	1	2	Total
Australia	7	13	0	20
Belgium	13	7	0	20
Canada	14	6	0	20
Denmark	12	4	4	20
Finland	8	2	10	20
France	13	7	0	20
Germany	11	0	9	20
Greece	14	6	0	20
Ireland	13	7	0	20
Italy	12	8	0	20
Japan	12	8	0	20
Netherlands	12	5	3	20
New Zealand	6	1	13	20
Norway	4	0	16	20
Portugal	8	9	3	20
Spain	11	5	4	20
Sweden	9	0	11	20
United Kingdom	3	8	9	20
United States	11	9	0	20

Tableau B.4 Marché court terme

Pays	0	1	Total
Australia	9	11	20
Belgium	19	1	20
Canada	9	11	20
Denmark	12	8	20
Finland	9	11	20
France	14	6	20
Germany	13	7	20
Greece	18	2	20
Ireland	20	0	20
Italy	17	3	20
Japan	16	4	20
Netherlands	12	8	20
New Zealand	9	11	20
Norway	4	16	20
Portugal	17	3	20
Spain	11	9	20
Sweden	9	11	20
United Kingdom	3	17	20
United States	11	9	20

Tableau B.5 Privatisation

Pays	0	1	2	3	Total
Australia	13	7	0	0	20
Belgium	0	0	0	20	20
Canada	20	0	0	0	20
Denmark	20	0	0	0	20
Finland	9	3	3	5	20
France	20	0	0	0	20
Germany	0	8	3	9	20
Greece	15	5	0	0	20
Ireland	17	3	0	0	20
Italy	12	4	4	0	20
Japan	0	0	0	20	20
Netherlands	13	0	0	7	20
New Zealand	12	8	0	0	20
Norway	20	0	0	0	20
Portugal	10	0	3	7	20
Spain	1	10	5	4	20
Sweden	0	20	0	0	20
United Kingdom	3	0	0	17	20
United States	0	0	0	20	20

BIBLIOGRAPHIE

- Agence internationale de l'énergie. 1997a. *Canada 1996 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 129 p.
- . 1997b. *France 1996 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 120 p.
- . 1997c. *Portugal 1996 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 79 p.
- . 1997d. *Spain 1996 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 106 p.
- . 1997e. *Sweden 1996 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 113 p.
- . 1997f. *The Netherlands 1996 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 102 p.
- . 1998a. *Australia 1997 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 145 p.
- . 1998b. *Belgium 1997 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 130 p.
- . 1998c. *New Zealand 1997 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 104 p.
- . 1998d. *Norway 1997 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 117 p.
- . 1999a. *Denmark 1998 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 128 p.
- . 1999b. *Germany 1998 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 151 p.
- . 1999c. *Greece 1998 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 126 p.

- . 1999d. *The United Kingdom 1998 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 114 p.
- . 1999e. *The United States 1998 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 152 p.
- . 2000a. *Finland 1999 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 123 p.
- . 2000b. *Ireland 1999 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 121 p.
- . 2000c. *Italy 1999 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 128 p.
- . 2000d. *Japan 1999 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 162 p.
- . 2001a. *Canada 2000 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 142 p.
- . 2001b. *Portugal 2000 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 126 p.
- . 2001c. *Sweden 2000 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 142 p.
- . 2001d. *The Netherlands 2000 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 116 p.
- . 2002a. *Australia 2001 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 167 p.
- . 2002b. *Belgium 2001 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 139 p.
- . 2002c. *Germany 2002 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 141 p.
- . 2002d. *New Zealand 2001 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 124 p.
- . 2002e. *Norway 2001 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 128 p.
- . 2002f. *Spain 2001 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 129 p.
- . 2003a. *Denmark 2002 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 132 p.

- . 2003b. *Greece 2002 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 114 p.
- . 2003c. *The United Kingdom 2002 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 154 p.
- . 2003d. *The United States 2002 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 148 p.
- . 2004a. *Finland 2003 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 116 p.
- . 2004b. *Ireland 2003 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 153 p.
- . 2004c. *Italy 2003 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 154 p.
- . 2004d. *Japan 2003 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 169 p.
- . 2005a. *Canada 2004 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 172 p.
- . 2005b. *France 2004 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 174 p.
- . 2005c. *Portugal 2004 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 113 p.
- . 2005d. *Sweden 2004 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 139 p.
- . 2005e. *The Netherlands 2004 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 145 p.
- . 2006a. *Australia 2005 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 193 p.
- . 2006b. *Belgium 2005 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 202 p.
- . 2006c. *Denmark 2006 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 176 p.
- . 2006d. *Norway 2005 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 201 p.
- . 2006e. *Spain 2005 Review*. Energy Policies of IEA Countries. Paris : IEA Publications. 182 p.

- . 2007a. *Greece 2006 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 161 p.
- . 2007b. *New Zealand 2006 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 168 p.
- . 2007c. *The United Kingdom 2006 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 189 p.
- . 2008a. *Finland 2007 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 139 p.
- . 2008b. *Germany 2007 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 181 p.
- . 2008c. *Ireland 2007 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 151 p.
- . 2008d. *The United States 2007 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 195 p.
- . 2009a. IEA Statistics, Electricity/Heat, 2006, Electricity Production (par pays). <http://www.iea.org/Textbase/stats/prodresult.asp?PRODUCT=Electricity/Heat> (site consulté le 5 mars 2009).
- . 2009b. *Sweden 2008 Review*. Energy Policies of IEA Countries, Paris : IEA Publications. 145 p.
- Aigner, D.J., J. Newman et A. Tishler. 1994. « The response of small and medium-size business customers to time-of-use (TOU) electricity rates in Israel », *Journal of Applied Econometrics*, vol. 9, p. 283–304.
- Al Faris, A.R.F. 2002. « The demand for electricity in the GCC countries », *Energy Policy*, vol. 30, p. 117–124.
- Al-Sunaidy, A. et R. Green. 2006. « Electricity Deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) Countries », *Energy. the International Journal*, vol. 31, p. 769–787.
- Baum, C. F. 2006. *An Introduction to Modern Econometrics Using Stata*. Stata Press. 341 p.
- Beenstock, M., E. Goldin et D. Nabot. 1999. « The demand for electricity in Israel », *Energy Economics*, vol. 21, p. 168–183.
- Bernard, J.-T. 1989. « A Ricardian Theory of Hydroelectric Power Development : Some Canadian Evidence », *The Canadian Journal of Economics / Revue canadienne d'Économie*, vol. 22, p. 328–339.
- . 1997. « Rent Dissipation Through Electricity Prices of Publicly Owned Utili-

- ties », *The Canadian Journal of Economics / Revue canadienne d'Économique*, vol. 30, p. 1204–1219.
- . 1999. « Le marché québécois de l'électricité : rétrospective et voies de l'avenir », *Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles*. 25 p.
- . 2000. « Un modèle intégré de la demande totale d'énergie : application à la province de québec », *Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles*. 17 p.
- . 2005. « Le marché québécois de l'électricité : à la croisée des chemins », *Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles*. Mémoire présenté à la Commission de l'économie et du travail sur les enjeux énergétiques au Québec , 17 p.
- Bernard, J.-T. et G. Bélanger. 1994. *La tarification de l'électricité au Québec*. dans F. Palda, (éd), «L'état interventionniste, le gouvernement provincial et l'économie du Québec», Vancouver : The Fraser Institute, p.169-192.
- . 2008. « Coût économique de l'électricité vendue aux nouvelles alumineries », *Options politiques*, p. 56–58.
- Bernard, J.-T. et J. Chatel. 1985. « The Application Of Marginal Cost Pricing Principles To A Hydro-Electric System », *Resources and Energy*, vol. 7, p. 353–375.
- Bernard, J.-T. et E. Genest-Laplante. 1995. « La régressivité de la tarification de l'électricité selon le coût marginal », *Canadian Public Policy / Analyse de Politiques*, vol. 21, p. 401–412.
- Boisvert, R., P. Cappers, B. Neenan et B. Scott. 2004. « Industrial and Commercial Customer Response to Real Time Electricity Prices », *Neenan Associates*.
- Borenstein, S. 2002. « The Trouble With Electricity Markets : Understanding California's Restructuring Disaster », *The Journal of Economic Perspectives*, vol. 16, p. 191–211.
- Breusch, T. S. et A. R. Pagan. 1979. « A Simple Test for Heteroscedasticity and Random Coefficient Variation », *Econometrica*, vol. 47, p. 987–1007.
- Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). 2008. *L'énergie éolienne au Québec*. Québec : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). 4 p. http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Riviere_franquelin/documents/DM14.pdf (site consulté le 28 mai 2009).
- Bureau of Labor Statistics. 2009. Consumer Price Index-All Urban Consumers. *U.S. City Average. All items*. United States Department of Labor. <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu> (site consulté le 2 avril 2009).

- Bushnell, J. 2007. « Oligopoly Equilibria in Electricity Contract Markets », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 32, p. 225–245.
- Bushnell, J. et C. Saravia. 2002. « An Empirical Assessment of the Competitiveness of the New England Electricity Market », *Center for the Study of Energy Markets*, p. 1–35.
- Bye, T. et E. Hope. 2005. « Deregulation of Electricity Markets : The Norwegian Experience », *Statistics Norway, Research Department*, p. 1–35.
- Caloghirou, Y.D., A.G. Mourelatos et H. Thompson. 1997. « Industrial energy substitution during the 1980s in the Greek economy », *Energy Economics*, vol. 19, p. 476–491.
- Carrier, C. A. 2004. « Hausse des tarifs d'électricité au Québec : éléments de problématique », *Association des économistes québécois, Comité des politiques publiques*, p. 1–7.
- Croteau, M. « Hydro-Québec forcée d'importer de l'électricité », *La Presse*. 17 janvier 2009, <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/200901/25/01-694209-hydro-quebec-forcee-dimporter-de-lelectricite.php> (site consulté le 25 février 2009).
- Dagenais, M. 2007. *Le projet de la Eastmain 1-A*. Rapport de recherche, Université de Montréal. 50 p.
- Drukker, D. M. 2003. « Testing for Serial Correlation in Linear Panel-data Models », *The Stata Journal*, vol. 3, p. 168–177.
- Elkhafif, M.A.T. 1992. « Estimating disaggregated price elasticities in industrial energy demand », *The Energy Journal*, vol. 13(4), p. 209–217.
- EPCOR. 2008. « Deregulation Backgrounder », <http://www.epcor.ca/Communities/Alberta/Regulatory/Energy+Deregulation+Information/DeregBackgrounder.htm>.
- Fédération des chambres de commerce du Québec. 2006. *Examen du projet hydroélectrique Eastmain-1-A et dérivation Rupert*. Montréal : FCCQ. 25 p.
- Filippini, M. 1995. « Electricity demand by time of use. An application of the household AIDS model. », *Energy Economics*, vol. 17 (3), p. 197–204.
- Fonds monétaire international. 2009. World Economic Outlook Database. Advanced Economies. Gross domestic product. constant prices. Annual percent change. 1987-2006. <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/weodata/weoselgr.aspx> (site consulté le 15 juillet 2009).
- Forsund, F. R. et M. Hoel. 2004. « Properties of a Non-Competitive Electricity Market Dominated by Hydroelectric Power », *International Energy Markets*, p. 2–22.

- Fortier, I. 2008. « Les avantages et les coûts, pour le Québec, de ne pas renouveler les «contrats à partage de risques» entre Hydro-Québec et les alumineries en 2014 ». Mémoire de maîtrise, Université du Québec à Montréal. 47 p.
- Gagné, R. 2001. « Rapport d'évaluation de la méthodologie proposée par Hydro-Québec pour le calcul des tarifs de transport d'électricité applicables pour l'utilisation de son réseau de transport pour l'année 2001 ». Rapport et témoignage devant la Régie de l'énergie du Québec, Association de l'industrie électrique du Québec, 11 p. <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3401-98/Preuvesetmemoires/AIEQ/RapportGagne-7fev.pdf> (site consulté le 14 juillet 2008).
- Garcia, C. 2009. « Comment la privatisation d'Hydro-Québec permettrait-elle d'enrichir les citoyens québécois ? », *Les cahiers de l'Institut économique de Montréal*, p. 1-88.
- Glachant, J.-M. et D. Finon. 2003. *Competition in European electricity markets : a cross-country comparison*. Edward Elgar Publishing. 367 p.
- Guislain, P. 2003. *The Privatization Challenge : a Strategic, Legal, and Institutional Analysis of International Experience*. World Bank Publications. 399 p.
- Ham, J.C., D.C. Mountain et M.W. Luke Chan . 1997. « Time-of-use prices and electricity demand : allowing for selection bias in experimental data », *Rand Journal of Economics*, vol. 28, p. S113-S114.
- Hattori, T. et M. Tsuitsui. 2004. « Economic Impact of Regulatory Reforms in the Electricity Supply Industry : a Panel Data Analysis for OECD Countries », *Energy Policy*, vol. 32, p. 823-832.
- Huber, P. J. 1967. « The behavior of maximum likelihood estimates under nonstandard conditions », *Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, University of California Press, vol. 1, p. 221-233.
- Hydro-Québec. 2004. *Plan stratégique 2004-2008*. Montréal : Hydro-Québec. 220 p.
- . 2005. *Grandir*. Montréal : Hydro-Québec. Rapport annuel 2004, 126 p.
- . 2006a. *Des femmes et des hommes d'énergie*. Montréal : Hydro-Québec. Rapport annuel 2005, 108 p.
- . 2006b. *Plan stratégique 2006-2010*. Montréal : Hydro-Québec. 54 p.
- . 2007. *Notre choix est clair. Notre choix est vert*. Montréal : Hydro-Québec. Rapport annuel 2006, 110 p.
- . 2008. *Une énergie verte*. Montréal : Hydro-Québec.
- . de 1961 à 2003. *Rapports annuels*. Montréal : Hydro-Québec.

- Hydro-Québec Distribution. 2008. *L'énergie éolienne pour assurer l'approvisionnement en électricité au Québec*. Montréal : Hydro-Québec Distribution, 6 p. http://www.hydroquebec.com/publications/fr/autres/pdf/depliant_eolienne_distribution.pdf(site consulté le 25 janvier 2009).
- . 2009. *L'énergie éolienne au Québec*. Montréal : Hydro-Québec Distribution, <http://www.hydroquebec.com/comprendre/eolienne/energie-eolienne-quebec-hq-distribution.html>(site consulté le 22 mai 2009).
- Jones, C.T. 1995. « A dynamic analysis of interfuel substitution in U.S. industrial energy demand », *Journal of Business and Economic Statistics*, vol. 13 (4), p. 459–465.
- Joskow, P. L. 1997. « Restructuring, Competition and Regulatory Reform In The U.S. Electricity Sector », *Journal of Economic Perspectives*, vol. 11, p. 119–138.
- . 2001. « California Electricity Crisis », *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 17, p. 365–388.
- . 2006. « Markets for Power In The United States : An Interim Assessment », *The Energy Journal*, vol. 27, p. 1–36.
- Lafrance, G. 2007. « Mathématiques et modélisation énergétique : Intégration de l'éolien et prévision de demande dans un réseau électrique », *Bulletin Association mathématique du Québec*, vol. XLVII, no. 3, p. 68–81. Actes du 50ème congrès.
- Mas-Colell, A., M. D. Whinston, et J. R. Green. 1995. *Microeconomic Theory*. Oxford : Oxford University Press. 981 p.
- Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs. 2004. *Le secteur énergétique au Québec : Contexte, enjeux et questionnements*. Québec : Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs. 62 p.
- Mountain, D.C. et E.L. Lawson . 1992. « A disaggregated nonhomothetic modeling of responsiveness to residential time-of-use electricity rates », *International Economic Review*, vol. 33(1), p. 181–207.
- Newbery, D. M. et M. G. Pollitt. 1997. « The Restructuring And Privatisation of Britain's CEGB-Was It Worth It? ». *The Journal of Industrial Economics*, vol. 45 (XLV), p. 269–303.
- Newbery, D. M. G. 2002. *Privatization, restructuring, and regulation of network utilities*. MIT Press, 3 édition. 484 p.
- NUS Consulting Group. 2006. « International Electricity Report and Cost Survey 2005-2006 », *Electricity Survey*. 7 p.
- Office national de l'énergie. 2008. *Demande de permis d'exportation d'électricité de Marketing d'énergie HQ inc*. Agence canadienne d'évaluation environnemen-

- tale. Ottawa : Office national de l'énergie, 9 p., <http://www.acee.gc.ca/050/documents/30585/30585F.pdf> (site consulté le 10 juin 2009).
- Organisation de coopération et de développement économiques. 2006. Eurostat-OECD Methodological Manual on Purchasing Power Parities. OECD Publishing, 280 p. <http://www.oecd.org/dataoecd/59/10/37984252.pdf> (site consulté le 20 juillet 2009).
- Paquin, C. 1993. « Une tarification au coût marginal pour les clients résidentiels d'hydro-québec ». Mémoire de maîtrise, Université Laval. 106 p.
- Pollitt, M. 1997. « The Impact of Liberalisation on the Performance of the Electricity Supply Industry : an International Survey », *Journal of Energy Literature*, vol. 3, p. 3-31.
- Protti, G. et R. McRae. 1980. « The Impact of Rate Structure Change on Electricity Demand : A Case Study of Calgary Power Limited », *Calgary : Canadian Energy Research Institute*.
- Régie de l'énergie du Québec. 2004. *Réponses d'Hydro-Québec à la demande de renseignements no 3 de la Régie de l'énergie*. Demande R-3526-2004. Montréal : Régie de l'énergie, 17 p. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3526-04/RepHQ_DemRensRegie/HQ-4_REGIE_3526_RepDemRens3_27avr04.pdf (site consulté le 15 décembre 2008).
- . 2005a. *Avis sur la distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels*. Dossier R-3563-2005. Montréal : Régie de l'énergie, 3 p., 2005, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3563-05/Memoires3563/Benhaddadi-Olivier_Memoire_3563_18avr05.pdf (site consulté le 12 juin 2009).
- . 2005b. *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2006-2007*. Dossier R-3679-2005. Montréal : Régie de l'énergie, 9 p., http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3579-05/Audience3579/PiecesDeposees3579/B-52-HQD-15Doc4-2_Tarifs-ConditApplic_3579_07dec05.pdf (site consulté le 8 mai 2009).
- . 2005c. *Pointe observée, réelle et normalisée pour la température moyenne, pour chaque mois de l'année et date d'apparition de cette pointe, pour l'ensemble du réseau, la charge locale, le réseau intégré et le service de point à point*. Demande R-3573-2005, HQT 2, Document 11. Montréal : Régie de l'énergie, 3 p., 2005, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/RappHQT2004/HQT-02-11_PointesObservees2004_2005-05-27.pdf (site consulté le 10 juin 2009).
- . 2005d. *Réponses à la demande de renseignement no. 1 de la Régie*. Demande R-3573-2005. Montréal : Régie de l'énergie, 17 p. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3573-05/DDR3573/RepDDR3573/HQD-03-01_RepDDR_vs_Regie_3573_08nov05.pdf (site consulté le 8 mars 2009).

- 2009).
- . 2006. *Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la demande de renseignement no 1 de S.É./AQLPA*. Demande R-3622-2006. Montréal : Régie de l'énergie, 19 p.
- . 2008. *Demande de révocation de la décision D-2007-134*. Dossier R-3649-2007. Montréal : Régie de l'énergie, 12 p., 2008, <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2008-061Motifs.pdf> (site consulté le 8 mai 2009).
- . 2009a. *Demande d'approbation d'une entente globale cadre pour la période du 1er janvier 2009 au 31 décembre 2013*. Demande R-3689-2009. Montréal : Régie de l'énergie, 9 p. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3689-09/CommInterv_3689-09/C-5-3_UMQ_Comm_3689_12mai09.pdf (site consulté le 25 juillet 2009).
- . 2009b. *Demande de confidentialité*. Demande R-3704-2009. Montréal : Régie de l'énergie, 9 p. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3704-09/CorrespInterv_3704-09/C-1-1_TCE_DemConfid_3704_3juillrt09.pdf (site consulté le 25 juillet 2009).
- . 2009c. *Réponse à la demande de renseignements no.1 de l'ACEF*. Demande R-3689-2009. Montréal : Régie de l'énergie, 15 p. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3689-09/RepDDRHQD_3689-09/B-8_HQD-3Doc2_Rep-vsDDR-ACEF_3689_30avr09.pdf (site consulté le 25 juillet 2009).
- Robert, M. 2005. *Impact de la tarification de l'électricité au prix du marché sur le secteur résidentiel : application à la province de Québec*. Rapport de recherche, Université de Montréal. 35 p.
- Roggenkamp, M. M. et F. Boisseleau. 2005. *The regulation of power exchanges in Europe*. Intersentia. 311 p.
- Statistique Canada. 2009. Tableau 326-0021. Indices des prix à la consommation (IPC), panier 2005, annuel (2002=100), 1960 à 2008, province de Québec, CANSIM, E-STAT. http://estat2.statcan.gc.ca/cgi-win/cnsmcgi.pgm?regtk=&C2Sub=&ARRAYID=3260021&C2DB=&VEC=&LANG=F&SrchVer=&ChunkSize=&SDDSLOC=&ROOTDIR=ESTAT/&RESULTTEMPLATE=ESTAT/CII_PICK&ARRAY_PICK=1&SDDSID=&SDDSDESC= (site consulté le 19 mars 2009).
- Steiner, F. 2000. « Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry ». *OECD Economics Department Working Paper*. 41 p.
- Stock, J. H. et M. W. Watson. 2007. *Introduction to Econometrics*. 796 p.
- Stone, R. 1954. « Linear Expenditure Systems and Demand Analysis : An Application to the Pattern of British Demand », *The Economic Journal*, vol. 64, p. 511-527.
- Taheri, A.A. 1994. « Oil Shocks and the dynamics of substitution adjustments of in-

- dustrial fuels in the US », *Applied Economics*, vol. 26 (8), p. 751–756.
- Trebilcock, M. et R. Hrab. 2005. « Electricity Restructuring In Ontario », *The Energy Journal*, vol. 26, p. 123–146.
- Urga, G. et C. Walters . 2003. « Dynamic translog and linear logit models : a factor demand analysis of interfuel substitution in US industrial energy demand », *Energy Economics*, vol. 25, p. 1–21.
- Wallace, R. 2001. « The British Columbia Advantage : Lessons from Alberta on the Deregulation of the Electricity Industry », *Parkland Institute*.
- White, H. L. 1980. « A Heteroskedasticity-Consistent Covariance Matrix Estimator and a Direct Test for Heteroskedasticity ». *Econometrica*, vol. 48, p. 817–830.
- Wolak, F. A. 2003. « Diagnosing the California Electricity Crisis », *The Electricity Journal*, vol. 16, p. 11–37.
- Wolak, F. A. et R. H. Patrick. 2001. « The Impact Of Market Rules And Market Structure On The Price Determination Process In The England And Wales Electricity Market », *National Bureau of Economic Research*. <http://www.nber.org/papers/w8248>.
- Wooldridge, J. M. 2002. *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. Cambridge, MA : MIT Press. 752 p.