

HEC MONTRÉAL

**Comportements concurrentiels dans
le secteur de production d'électricité en
Ontario**

Auteur :

Paul Anthony Sarkis

Superviseurs :

Pr. Olivier Bahn &

Pr. Mario Samano

Sciences de la Gestion (Économie Appliquée)

Mémoire présenté en vue de l'obtention du grade de maîtrise ès sciences (M.Sc.)

le 6 octobre 2017

©Paul Anthony Sarkis, 2017

Résumé

Le but premier de ce mémoire est de vérifier l'hypothèse que l'analyse du marché de production d'électricité en Ontario doit se faire par deux modèles de concurrence : le modèle de Cournot et le modèle de concurrence parfaite. Le second objectif est de se servir de ces deux cadres théoriques pour simuler les effets de politiques environnementales sur la structure du marché ontarien, notamment sur les prix. Ce mémoire donne alors une nouvelle vision de la structure du marché de production d'électricité en Ontario, offrant ainsi un cadre d'analyse complet pour étudier les politiques environnementales contemporaines dans ce type de marché. Ces politiques sont en effet au coeur des réflexions gouvernementales, avec notamment le cap-and-trade (Ontario.ca, 2017) ou d'autres intentions de phase-out pour certaines sources d'énergie (Globe et Mail, 2017) (MacLean's, 2017).

Le marché ontarien sera étudié sur la période de 2011 à 2015, grâce en partie à des données de marché provenant de l'IESO (organisme opérateur du réseau électrique en Ontario) mais également des firmes. La demande d'électricité est estimée en fonction des importations nettes venant des provinces connectées au réseau ontarien. Les fonctions de coût marginal sont calculées avec les données des entreprises dominantes. Il est alors possible de calculer un équilibre pour nos deux modèles de concurrence. Les résultats montrent que les équilibres observés dans le marché se situent bien entre les deux modèles théoriques étudiés.

Deux groupes de politiques sont appliqués à ces modèles calibrés : une taxe ou subvention sur le coût de certaines sources d'énergie et un phase-out du gaz naturel. Ces simulations mènent à deux conclusions. Premièrement, ces politiques ont un impact différent selon le modèle de concurrence. Ce phénomène souligne l'importance capitale d'utiliser ces deux modèles de concurrence pour modéliser un marché de production d'électricité. Deuxièmement, l'effet de ces politiques sur les prix indique que, selon les sources, le résultat peut varier grandement. Ces sources se distinguent en particulier par deux facteurs : leur prix relatif, et leur importance dans le système ontarien.

Table des matières

1	Introduction	8
2	Revue de la littérature	11
3	Données	23
4	Modèle théorique et Méthodologie	36
5	Résultats	45
6	Conclusion	67
A	Détail du calcul des coûts marginaux	73
B	Transformation de la demande totale en demande résiduelle	76
C	Résultats de la régression	77
D	Résultats graphiques de la simulation	83

Table des figures

4.1	Équilibres hypothétiques de concurrence parfaite dans un marché d'électricité	42
5.1	Approximation polynomiale des structures de coûts modélisées	47
5.2	Comparaison entre les prix simulés et les prix observés	48
5.3	Évolution des prix en fonction de l'intensité de la demande	49
5.4	Séries de prix simulés et de marché, normalisés	50
5.5	Simulation des prix en Ontario, exemple d'une subvention sur l'hydroélec- tricité - Cas Cournot	58
5.6	Simulation des prix en Ontario, exemple d'une subvention sur l'éolien - Cas Concurrence Parfaite	59
5.7	Simulation des prix en Ontario, exemple d'un phase-out du gaz naturel remplacé par l'énergie solaire - Cas Concurrence Parfaite	65
5.8	Simulation des prix en Ontario, exemple d'un phase-out du gaz naturel remplacé par l'éolien - Cas Concurrence Parfaite	66
D.1	Simulation des prix en Ontario, suite à une taxe sur le gaz naturel - Cas Cournot	84
D.2	Simulation des prix en Ontario, suite à une taxe sur le gaz naturel - Cas Concurrence Parfaite	85
D.3	Simulation des prix en Ontario, exemple de la subvention sur l'hydroélec- tricité - Cas Cournot	86
D.4	Simulation des prix en Ontario, exemple de la subvention sur l'hydroélec- tricité - Cas Concurrence Parfaite	87
D.5	Simulation des prix en Ontario, suite à une subvention sur l'éolien - Cas Concurrence Parfaite	88

D.6	Simulation des prix en Ontario, suite à un phase-out du gaz naturel remplacé par l'hydroélectricité - Cas Cournot	89
D.7	Simulation des prix en Ontario, suite à un phase-out du gaz naturel remplacé par l'hydroélectricité - Cas Concurrence Parfaite	90
D.8	Simulation des prix en Ontario, exemple d'un phase-out du gaz naturel remplacé par l'éolien - Cas Cournot	91
D.9	Simulation des prix en Ontario, exemple d'un phase-out du gaz naturel remplacé par l'éolien - Cas Concurrence Parfaite	92
D.10	Simulation des prix en Ontario, suite à un phase-out du gaz naturel remplacé par le solaire - Cas Cournot	93
D.11	Simulation des prix en Ontario, suite à un phase-out du gaz naturel remplacé par le solaire - Cas Concurrence Parfaite	94

Liste des tableaux

3.1	Quelques variables descriptives du marché ontarien entre 2010 et 2015 . . .	30
3.2	Capacité disponible sur le marché ontarien, par source, de 2011 à 2015 . . .	33
3.3	Portefeuille énergétique des trois firmes dominantes, en MW	34
3.4	Coût marginal de production, en dollars canadiens, par source	35
4.1	Les quatres périodes de la journée utilisées par l'IESO	39
5.1	Analyse de sensibilité du modèle autour de la valeur de m	51
5.2	Équivalence entre hausse du prix du gaz naturel et taxe carbone	52
5.3	Résultats des simulations pour différentes politiques environnementales autour du prix de l'énergie	57
5.4	Résultats des simulations pour différentes politiques environnementales autour du phase-out du gaz naturel	64
C.1	Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, Manitoba .	78
C.2	Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, Michigan .	79
C.3	Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, Minnesota	80
C.4	Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, New-York .	81
C.5	Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, Québec . .	82

Remerciements

Ce mémoire n'est pas seulement le fruit d'un travail de recherche d'une année complète mais il représente une étape franchie dans mon parcours à la maîtrise. C'est pourquoi je veux remercier tous ceux qui par leur aide directe ou par leur soutien indirect ont permis la rédaction de cet ouvrage. Tout d'abord, je vais bien entendu remercier mes directeurs de mémoire, **Pr. Olivier Bahn** et **Pr. Mario Samano**, sans qui l'idée même de ce projet n'aurait pas existé. Je veux les remercier également pour les conseils et les commentaires qu'ils m'ont offert. Je voudrais également remercier **le département d'économie appliquée**, les professeurs comme l'équipe administrative, pour leur soutien tout au long de la maîtrise. Je leur dois une grande partie de mon succès. Merci à **Pr. Marie Allard** pour son implication tout long de mes études à HEC Montréal, merci aux **Pr. Matteo Cacciatore**, **Pr. Marc Santugini** et encore merci à **Pr. Mario Samano** pour leur implication dans mon processus de candidature au doctorat. Aussi, je voudrais remercier ma famille pour le support indéfectible qu'ils m'ont apporté depuis que je me suis lancé dans ce parcours. **Maman, Papa, Ralph**, merci ! Merci à tous mes amis également, votre compagnie et vos encouragements ont grandement influencé ma réussite. J'adresse un remerciement particulier à **Anne-Katherine, Étienne, Frédéric, Louis, Martin, Mathieu, Mickaël** et **Ramon**. Finalement je voudrais remercier tous mes collègues d'étude à la M.Sc. pour l'aide et les conseils qu'ils ont su m'apporter, pour ce mémoire et pour toutes mes études à la maîtrise.

Chapitre 1

Introduction

Les marchés de production d'électricité sont très étudiés dans le contexte de la recherche en organisation industrielle et en réglementation. En effet, ces marchés possèdent souvent des caractéristiques concurrentielles atypiques comme une forte concentration voire même la présence de monopoles. Ce phénomène peut s'expliquer par plusieurs caractéristiques de ce type d'industrie. Dans la plupart des cas, la production d'électricité demande des investissements de départ importants, que l'on pourrait traduire comme une barrière à l'entrée de cette industrie. De plus, les technologies utilisées pour produire de l'électricité ont typiquement la propriété de générer des économies d'échelle : plus la production augmente, plus le coût moyen baisse. Ce phénomène incite les firmes existantes à investir davantage et donc à s'agrandir pour baisser leur coût, ce qui menace alors à nouveau l'entrée de nouvelles firmes. Enfin, il faut prendre en compte les coûts liés à la nécessité de connecter les sources de production au réseau de distribution, pour faire le lien entre les producteurs et les consommateurs. Là encore, cette propriété de l'industrie pousse les firmes à s'intégrer verticalement, afin de bénéficier de gains en efficacité. L'industrie de production d'électricité, par ses barrières à l'entrée, ses incitatifs à l'augmentation de l'échelle et à l'intégration verticale, s'est historiquement constitué en monopole "naturel".

Lorsqu'un marché devient trop monopolistique, les firmes peuvent abuser de leur pou-

voir de marché ; dans le cas de l'industrie de l'électricité, le risque lié à ce genre d'abus est renforcé par la place centrale que détient l'électricité dans les sociétés contemporaines. En effet, l'électricité est tout d'abord une nécessité pour la grande majorité des agents économiques, consommateurs comme entreprises. De plus, le secteur a également une influence forte sur l'environnement naturel, car l'utilisation des ressources pour la production peut causer des problèmes écologiques importants. Ces raisons font que, dès la fin du XXe siècle, de nombreux gouvernements se sont penchés sur la question de la réglementation de ce type d'industrie.

L'une des réponses apportées par les économistes à cette question de réglementation fut la libéralisation des marchés d'électricité. En dissociant verticalement les producteurs et distributeurs, en instaurant des marchés d'enchères pour la production et même des marchés de contrats à terme, les monopoles d'électricité sont peu à peu remplacés par des marchés moins concentrés, plus concurrentiels. Cette vague de libéralisation a touché le secteur de production d'électricité ontarien, il y a vingt ans, lorsque le gouvernement ontarien décide de diviser l'unique compagnie d'électricité, Ontario Hydro, en plusieurs entités majeures qui s'occuperont chacune d'un rôle unique. L'un des éclats de cette fission est l'entreprise Ontario Power Generation (OPG), qui hérite de la majorité des actifs (usines, barrages et centrales) et du rôle de production d'électricité. La seconde entité, Hydro One, prend en charge la transmission et la distribution de l'électricité, héritant ainsi de la totalité du réseau électrique. La troisième entité majeure est l'IESO (Independent Electricity System Operator) qui est l'organisme indépendant d'opération du marché ontarien. Cette séparation historique s'accompagne, en 2002, du lancement d'un nouveau marché "spot" d'électricité, fonctionnant par enchères. Ce marché devient obligatoire pour toutes les entreprises désirant vendre leur production.

De manière plus contemporaine, l'industrie de production d'électricité suscite toujours l'intérêt des économistes, car elle continue son évolution. Récemment, cette évolution gravite autour des questions environnementales, notamment autour du changement progressif du portefeuille énergétique (l'ensemble des actifs dédiés à la production d'électricité). Par exemple, l'IESO a lancé un programme de subventions aux producteurs d'énergie re-

nouvelable (solaire et éolien principalement) basé sur les feed-in-tariffs (FiT). La scène médiatique s'est également animée autour de réflexions sur l'intégration de l'Ontario au marché "cap-and-trade" qui existe entre le Québec et la Californie, ou encore sur l'implantation d'une taxe carbone (Ontario.ca, 2017). Néanmoins, le changement majeur mené par le gouvernement ontarien ces dernières années est le programme du "Coal Phase-out". Ce programme consiste en une élimination de tous les générateurs d'électricité à base de charbon. En l'espace de sept années, la proportion d'électricité produite du charbon est passée de 25% avant la mise en place du programme à 0% depuis 2015. Ce programme est considéré comme l'une des plus importantes mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre jamais prises en Amérique du Nord. De manière générale, ce genre de mesure a une influence forte sur l'environnement, mais également sur des facteurs structurels de l'industrie comme les prix, la concentration du marché, l'investissement ou l'emploi.

L'objectif de ce mémoire consiste en l'évaluation de l'impact de différentes politiques environnementales sur le comportement des firmes et sur les prix du marché. Afin de satisfaire cet objectif, ce mémoire propose dans un premier temps de développer deux cadres d'analyse théorique afin de modéliser au mieux le marché en Ontario. Ces modèles sont donc développés à partir de la théorie microéconomique classique et sont calibrés à partir des spécificités et des données observées en Ontario. Ces modèles permettent ensuite de simuler puis d'interpréter les effets de certaines politiques environnementales qui pourraient réglementer le marché ontarien dans le futur, sur les prix de l'électricité. La première partie de ce texte présente une revue de la littérature. Dans cette partie, le but est d'identifier les différents courants d'analyse de ce type d'industrie, puis de choisir les modèles théoriques à utiliser dans le cadre de ce mémoire. La seconde partie présente une mise en contexte profonde et complète du marché de production d'électricité ontarien actuel. La troisième partie explicite les différents modèles théoriques choisis, leur définition avec les hypothèses sous-jacentes, ainsi que la méthodologie d'implémentation des données au sein de ce cadre. Enfin, la dernière partie de ce mémoire est consacrée à la présentation des résultats obtenus par les modèles introduits auparavant.

Chapitre 2

Revue de la littérature

2.1 Principales approches pour l'analyse économique des marchés d'électricité

L'étude des marchés d'électricité est un domaine d'analyse de la concurrence qui a commencé à prendre beaucoup de place dans la littérature économique à partir de la fin des années 80. Dans leur papier de 1999, Borenstein et Bushnell (1999) font une analyse complète des différentes méthodes utilisées pour l'analyse de ce type de marché. En particulier, les deux auteurs observent trois approches majeures.

2.1.1 Analyse par la concentration du marché

Le premier courant, également le moins récent, repose sur des techniques d'analyse de la concentration d'un marché. Ce mouvement s'est développé largement autour de l'indice de Herfindhal-Hirschman (HHI), qui mesure la concentration d'un marché par les parts de marché de chaque acteur. En ce sens, cet indicateur n'a besoin que d'une seule donnée : la part de marché (qui est calculée comme le volume de production individuel sur le volume total). Cette simplicité, de calcul mais aussi d'interprétation, en a fait l'indice

le plus utilisé dans la littérature sur la réglementation. Plusieurs économistes dans ce milieu recommandaient l'utilisation des ces indices pour l'étude des marchés d'électricité. C'est notamment le cas de Harris et Frankena (1992) et Frankena (1996), deux papiers qui pressent le FERC (Federal Energy Regulatory Commission) d'utiliser le HHI dans l'analyse des fusions entre producteurs d'électricité. De plus, si l'on émet l'hypothèse que tous les producteurs sont identiques, l'indice HHI permet d'estimer une autre mesure de pouvoir de marché, l'indice de Lerner, d'après la formule

$$L = \frac{P - MC}{P} = \frac{HHI}{\epsilon}$$

où ϵ représente l'élasticité de la demande. Cependant, cette hypothèse de concurrents identiques est beaucoup trop forte pour des marchés d'électricité où l'on retrouve typiquement des joueurs importants ainsi qu'une marge concurrentielle constituée de petits producteurs (Borenstein *et al.*, 1995). De plus, utilisé seul, le HHI ne mesure la concentration d'un marché que d'une manière statique, soit en faisant abstraction des incitatifs des firmes à changer leur production face à des facteurs externes. En réalité, cette méthode semble peu appropriée pour l'étude de la structure de marché face à des changements structurels importants (comme les fusions, la déréglementation, etc.). Par conséquent, bien que les données nécessaires à son calcul en font un indice simple à utiliser, l'objectif de ce mémoire, qui est d'analyser l'effet de chocs dans les politiques environnementales sur la production d'électricité en Ontario, nous pousse à ignorer l'indice HHI, et dans une plus large mesure, les mesures de concentration seules dans l'analyse. Les papiers cités plus haut, Borenstein et Bushnell (1999) et Borenstein *et al.* (1995), indiquent que dans le cas des marchés d'électricité, une étude qui utilise les coûts de production des firmes et du marchés sont plus à même d'aboutir à l'objectif présenté dans notre travail. L'IESO fournit une quantité importante de données sur ces coûts, c'est pourquoi nous utilisons une approche basée sur ces données, à l'instar des deux approches décrites plus bas.

2.1.2 Analyse technique du marché

Le second courant, plus contemporain que le précédent, consiste en une analyse des variations des prix grâce à une modélisation technique de l'industrie. Cette analyse est presque opposée à la précédente en ce sens qu'elle ne considère que les éléments techniques qui entrent en jeu dans la détermination du prix : le prix se calcule comme la somme des coûts de production (intrants, transformation, etc.). Un tel travail repose sur une recherche exhaustive de données, les coûts de production selon les sources, les prix sur le marché, les importations et exportations, les conditions météorologiques, etc. Après la collecte de données, les économistes utilisent des simulations pour calculer et prévoir les niveaux de prix pour l'avenir, selon plusieurs scénarios. Le papier de Kahn *et al.* (1997) décrit les tenants de ce type de simulation. Dans ce papier, les auteurs définissent un réseau de générateurs d'électricité puis ajoutent les caractéristiques de production de chaque firme dans les contraintes. Enfin, en analysant les transactions passées, le modèle estime les variations futures des prix et des quantités pour obtenir une prévision complète pour l'industrie. Si elles donnent des résultats plutôt proches de la réalité, ces méthodes ne reposent aucunement sur la décision de l'entreprise au sens microéconomique du terme. En effet, à aucun moment ce type de modèle ne stipule que les firmes cherchent à faire des profits ou qu'elles sont en concurrence l'une avec l'autre. Cela pose un problème lorsque l'on veut analyser les réactions des firmes à des chocs exogènes car ce type de modèle suppose en permanence que le prix est égal au coût marginal. En somme, cette approche demande énormément de données et un modèle profondément développé pour aboutir à une analyse limitée en termes de structure de marché et de concurrence. C'est pour cette raison que nous lui préférons la troisième approche présentée dans Borenstein et Bushnell (1999).

2.1.3 Analyse structurelle du marché

Cette troisième approche justement, fait usage de l'analyse concurrentielle classique en microéconomie, combinant la théorie de l'organisation industrielle et le caractère exogène

de la réalité du marché. Ces modèles sont nommés "Supply Function Equilibria" (SFE) ou équilibres de fonction d'offre. Ils mêlent l'analyse fondamentale du comportement des firmes en lui appliquant un modèle de concurrence (Concurrence Parfaite ou Cournot par exemple), avec l'analyse technique du lien entre les données de marché exogènes (température, prix des importations, etc.) et la demande. Ces modèles, à mi-chemin entre théorie et empirisme, permettent à l'économiste d'identifier au mieux les hypothèses qui se vérifient sur le marché. De plus, ce type de modèle permet d'extraire de nombreuses variables, au niveau individuel pour chaque firme (voire chaque générateur d'électricité pour les analyses les plus poussées), mais également au niveau du marché entier. Les modèles SFE nécessitent pour cela une large quantité de données sur la production, les contraintes du marché et le comportement des firmes. Néanmoins, Klemperer et Meyer (1989) ont prouvé de manière théorique que les équilibres dits SFE se situent toujours entre l'équilibre donné par le modèle de concurrence parfaite (pouvoir de marché nul) et celui de Cournot (pouvoir de marché fort). Cette preuve est importante puisqu'elle permet de regarder directement les résultats de ces deux modèles pour analyser le marché dans son ensemble. En effet, en procédant par une analyse de ces deux situations, les auteurs peuvent estimer où se situe l'équilibre de marché pour les firmes étudiées.

2.2 Méthodologie de l'analyse structurelle

2.2.1 Structure de marché à la Cournot

La méthodologie utilisée dans Borenstein *et al.* (1999) explicite de nombreux éléments qui seront réutilisés par la suite, que ce soit dans la littérature du même genre ou dans ce mémoire. Les deux auteurs, après avoir observé le fait que les SFE sont toujours contenus dans un intervalle de Bertrand à Cournot, vont tenter de préciser de manière théorique le modèle de Cournot pour obtenir des résultats similaires à ceux des modèles SFE. En premier lieu, Borenstein et Bushnell ajoutent dans leur modèle de Cournot une fonction de coût marginal unique, en escalier, pour chaque firme en fonction de son portefeuille

énergétique. Ensuite, le modèle est complexifié par la séparation des firmes d'après leur comportement. Cette idée des auteurs provient du fait qu'un clivage est observable dans le marché entre deux types de firmes : les firmes que l'on nommera "stratégiques" (ou "dominantes") et les firmes "non-stratégiques" (ou "price-takers"). Les firmes stratégiques sont celles qui par leur importance dans le marché, ou par leur structure de coût atypique, peuvent influencer les prix d'équilibre de manière consciente. Les firmes non stratégiques, elles, sont constituées de firmes ayant très peu de pouvoir (parce qu'elles produisent peu) et de firmes qui ont un contrat de long terme avec l'autorité régulatrice ou avec des firmes en aval. Ce dernier type d'entreprises est très important pour l'analyse du marché ontarien puisque comme il sera expliqué plus loin, une proportion importante des producteurs sont sous contrat avec l'IESO.

Cette séparation entre firmes implique également un calcul de la demande résiduelle à laquelle font face les firmes stratégiques. Cette demande est différente de la demande totale du marché puisqu'elle ne considère pas les importations nettes d'électricité ni la quantité produite par les firmes non stratégiques. Ce résidu de la demande constitue donc la portion de la demande globale qui est réellement sujette à l'exercice du pouvoir de marché des firmes qui en font usage. Le papier de Bushnell *et al.* (2008), plus récent, ajoute plusieurs éléments à cette estimation de la demande et sera donc préféré pour sa valeur pédagogique et sa proximité avec l'estimation faite dans ce mémoire. Enfin, l'algorithme de Cournot utilisé par Borenstein *et al.* (1999) est comparable à la théorie classique du modèle de Cournot : pour chaque marché, les auteurs décrivent les équations d'une concurrence à n firmes stratégiques maximisant leurs profits.

2.2.2 Estimation de l'offre d'importations nettes

Une analyse complète d'un marché d'électricité requiert des outils mathématiques et économétriques plus précis, mais également l'intégration de concepts plus complexes qui n'ont pas été abordés par Borenstein et Bushnell dans leur papier de 1999. Bushnell *et al.* (2008) vont réutiliser la méthodologie du papier précédent comme point de départ pour

complexifier l'analyse et ajouter certaines contraintes ou précisions sur le comportement des firmes.

Tout d'abord, comme il a été mentionné plus haut, l'estimation de la demande réalisée dans le papier de Bushnell *et al.* (2008) est une partie centrale du papier et de la littérature qui suit. La demande résiduelle à laquelle font face les firmes dominantes de ce marché est donc calculée à partir de la demande totale, de laquelle on enlève l'offre d'importations nettes ainsi que la production des firmes non-stratégiques. En ce qui concerne l'offre d'importations, les auteurs tentent de mesurer la corrélation entre la quantité d'importations nettes et le prix observé dans le marché principal. Par exemple, pour l'Ontario, il faudrait étudier les importations provenant des marchés du Québec, du Manitoba, du Michigan, de New York et du Minnesota, en fonction du prix ontarien.

Un équilibre de marché, constitué d'un prix et d'une quantité, provient du croisement entre offre et demande, cela signifie qu'un changement de prix peut donc être lié à un choc de demande ou un choc d'offre, ou même les deux. Dans l'estimation de l'offre d'importations nettes, il faut donc pouvoir identifier de manière précise ici les changements de quantité liés uniquement au prix, via le mécanisme de l'offre et ainsi éliminer les effets de la demande sur la quantité importée. En effet, si l'on veut estimer l'offre d'importations nettes, il faut éliminer le bruit lié à des chocs de demande. Pour cela, les auteurs utilisent une régression par variable instrumentale avec différents effets fixes et temporels. Dans ce contexte d'estimation d'une courbe d'offre, une variable instrumentale (ou instrument) doit donc être un "demand-shifter", soit une variable qui affecte le consentement à payer dans la région importatrice, sans affecter la capacité de production dans les régions qui exportent. Dans Bushnell *et al.* (2008), la variable instrumentale utilisée est la demande totale du marché domestique. A priori, ce choix semble approprié au vu de la description que l'on vient de faire. En effet, la demande domestique totale a bien un effet sur le consentement à payer des importations, en particulier lorsque la demande est forte, mais n'a aucun impact sur la capacité des autres régions à produire de l'électricité.

Les variables de contrôle utilisées par les auteurs sont les variables météorologiques

et temporelles. Les conditions météorologiques domestiques peuvent en effet influencer fortement la demande d'importations, tandis que les variables à l'extérieur influencent l'offre puisqu'elles ont un effet direct sur les capacités de production (il suffit de penser à l'énergie solaire par exemple). Les variables temporelles, sous forme de variables dichotomiques, sont présentes pour contrôler les variations de demande en fonction de certaines périodes de la journée, mais aussi de la semaine ou de l'année. Ce niveau de précision dans la régression permettra alors d'isoler une partie de la demande totale qui, par hypothèse, n'est pas sous le pouvoir des firmes stratégiques étudiées.

2.2.3 Contrats verticaux¹

Dans un second temps, ce papier (Bushnell *et al.*, 2008) s'inscrit dans cette revue de la littérature par son apport considérable dans le traitement de la structure verticale des marchés. En effet, dans les marchés d'électricité comme dans d'autres, certaines entreprises productrices peuvent signer des contrats avec les distributeurs pour s'assurer d'une part de leurs revenus, peu importe la fluctuation des prix ou des coûts. Ces contrats dits "verticaux" sont très importants dans l'analyse des marchés dérèglementés puisqu'ils modifient le comportement des firmes. C'est là que le papier intervient, en effet, les auteurs modélisent ces contrats comme des incitatifs pour le producteur à baisser la valeur de son offre sur le marché d'enchères. L'intuition est simple : en ayant un prix garanti par un contrat avec une entité quelconque, la firme ne va plus dévoiler son prix optimal sur le marché des enchères, mais va plutôt réduire le prix le plus possible pour écouler sa quantité optimale. En introduisant ces contrats dans le comportement des firmes, les auteurs réussissent à capturer une baisse de prix conséquente, qui rapproche les résultats de Cournot de ceux des modèles SFE et des données extraites du marché. Cela donne donc une justification supplémentaire à analyser ce modèle de concurrence en tant que modèle de Cournot, qui sera modifié pour tenir compte des incitatifs de la structure verticale. Ce mémoire vise à

1. On utilise dans ce mémoire la similitude entre des contrats verticaux entre un producteur et un distributeur (cas de la Californie notamment) et les contrats réellement en place entre les producteurs et l'organisme de régulation IESO en Ontario.

répliquer ce type d'analyse concurrentielle pour le marché ontarien.

Enfin, l'analyse et l'interprétation des résultats dans ce papier sont également des éléments déterminants pour les conclusions de ce mémoire. En analysant trois marchés, dont un peu intégré verticalement et deux autres, ayant un fort niveau d'intégration, les auteurs trouvent un prix moyen toujours compris entre le modèle de concurrence parfaite et celui de Cournot sans contrats verticaux. De plus, les auteurs observent que l'inclusion de contrats verticaux améliore sensiblement la performance des deux modèles précédents et donne des prix très proches des prix de marché. Enfin, grâce à l'existence de ce nouveau modèle avec contrats, Bushnell, Mansur et Saravia montrent que la quantité d'électricité demandée joue beaucoup sur le comportement des firmes : en temps de pic de la demande, les abus de pouvoir de marché sont plus nombreux et le modèle tend vers les résultats d'une concurrence à la Cournot classique ; à l'inverse, en temps de demande faible le modèle montre un comportement de concurrence parfaite chez les compétiteurs stratégiques. Ces résultats fournissent une référence à ce mémoire pour la validation de notre modèle qui est nécessaire avant de passer à la simulation des politiques environnementales.

2.3 Analyse concurrentielle dans un contexte canadien

Finalement, ce mémoire est également inspiré de trois articles et working papers qui utilisent la méthode d'estimation de la demande, dans un contexte canadien. Ces papiers permettent de mettre en lumière certains éléments spécifiques à la réalité canadienne. En particulier, on étudie ici Brown et Olmstead (2015) ainsi que Brown et Eckert (2016) à propos du marché albertain, puis Genc (2014) en Ontario.

2.3.1 Concurrence parfaite comme modèle de référence

Le papier de Brown et Olmstead (2015) sur la structure du marché d'électricité en Alberta ajoute un élément clé qui est réutilisé dans le cadre d'analyse de ce mémoire :

l'utilisation d'un "benchmark" de concurrence parfaite. Ce seuil de référence permet aux auteurs d'observer à quel point, en réalité, les firmes usent de leur pouvoir de marché. Cette méthode se différencie des analyse présentées plus haut dans ce sens où la concurrence parfaite joue un rôle central dans l'interprétation du modèle, plutôt que seulement un rôle de contrainte à la simulation des résultats. En effet, les résultats de concurrence parfaite sont utilisés de plusieurs manières dans le papier sur le marché albertain. Premièrement, ils sont utilisés comme résultats et permettent de poser un seuil de vérification de la simulation du modèle central. Cette méthode est celle que l'on retrouve dans la littérature évoquée plus haut, toujours en raison du fait que les équilibres SFE sont bornés inférieurement par la concurrence parfaite. Dans un second temps, le seuil établi par la concurrence parfaite permet de mesurer le degré d'utilisation de pouvoir de marché par les firmes. En fait, en comparant les résultats simulés et ceux de la concurrence parfaite, on peut calculer le niveau d'extraction de rentes qui existe au sein de l'industrie. En Alberta, Brown et Olmstead (2015) évaluent des niveaux d'extraction de rentes élevés, avec des prix entre 14% et 19% plus élevés que les résultats obtenus en concurrence parfaite.

2.3.2 Utilisation du modèle pour l'évaluation de politiques

Le second élément de Brown et Olmstead (2015) qui est important pour l'analyse du marché ontarien est l'utilisation du modèle estimé pour l'évaluation de politiques de réglementation (passées ou futures). Tandis que les papiers précédents se concentrent sur la description de la structure de marché grâce à leurs modèles, les deux auteurs vont se servir de leurs résultats pour étudier les conséquences de certaines politiques de réglementation sur la structure de marché. En particulier, ils se concentrent sur une loi qui a été réécrite par l'organisme régulateur de l'Alberta en 2011 et qui aurait changé le comportement des firmes. Cette loi a en fait permis de mieux définir un certain type de comportement illégal dans le placement des prix. Avant 2011, l'organisme en question classifiait les stratégies de "pricing" de deux manières : soit elles étaient là pour capturer du profit (légitime et légal), soit elles étaient là pour empêcher la concurrence de produire (dangereux et illégal).

Après 2011, la loi a notamment identifié comme légaux certains comportements que les firmes jugeaient illégaux auparavant. Les firmes ont réagi en augmentant leur abus de pouvoir de marché, un changement qui est facilement observable dans les données de Brown et Olmstead et qui est significatif pour la période s'étalant de 2011 à 2014. C'est exactement ce type d'analyse qui est proposé dans ce mémoire. Les différentes politiques environnementales mises à l'évaluation seront jugées par leur effet sur le pouvoir de marché des firmes et la structure du marché ontarien. Néanmoins, ce mémoire se concentre plutôt sur les politiques de réglementation affectant directement le portefeuille énergétique des firmes ontariennes, plutôt que la manière de transiger.

2.3.3 Nouvelles variables instrumentales pour estimer l'offre d'importations

Enfin, dans le papier de Brown et Eckert (2016), les auteurs développent également un modèle complet d'estimation de l'offre d'importations nettes. Ce modèle est similaire à celui présent dans Bushnell *et al.* (2008) en ce sens où ils suivent la même méthodologie : une fonction d'offre d'importations nettes est estimée pour chaque province reliée au réseau, la forme de la régression est une fonction log-linéaire classique et les auteurs incluent les mêmes variables de contrôle. Néanmoins, l'estimation comporte une différence majeure avec l'estimation réalisée dans Bushnell *et al.* : les variables instrumentales sont des variables météorologiques domestiques. On rappelle que dans le précédent modèle revu dans ce mémoire, la variable instrumentale était la demande totale du marché domestique. On rappelle également que dans le cas d'une estimation d'offre, un instrument valide doit être un "demand-shifter", soit une variable qui affecte le consentement à payer des consommateurs domestiques, sans affecter la capacité de production des provinces et états alentours. Dans ce papier, les auteurs utilisent donc les CDD (Cooling degree days) et HDD (Heating degree days) en Alberta (marché domestique pour Brown et Eckert (2016)) comme instruments. Pour l'instant, décrivons les deux dernières variables comme des mesures de la nécessité de chauffer ou refroidir un logement, une présentation plus complète de leur

utilité ainsi que de leur calcul est faite dans la section 4 de ce mémoire. Ces variables sont des instruments valides puisqu'ils influencent clairement le consentement à payer (plus il fait froid, plus on a besoin de chauffage donc on est prêt à payer plus à court terme), sans toutefois affecter la capacité de production dans les états alentours. Pour s'en convaincre, il faut considérer que les conditions météorologiques des autres états sont déjà présentes dans le modèle : on parle donc de température relative. Les variables instrumentales présentées plus haut jouent donc le même rôle que la quantité totale présentée dans le papier de Bushnell *et al.* (2008). Par la suite, Brown et Eckert contrôlent la régression d'une manière très proche de celle du papier de Bushnell *et al.* qui est de plus réutilisée dans ce mémoire, méthode qui est donc expliquée dans la suite de ce document.

2.3.4 Spécificités du marché ontarien

Finalement, le dernier papier qui a une importance cruciale dans notre analyse du marché ontarien est celui de Genc (2014). Ce papier sert de premier pas dans la compréhension du système d'électricité ontarien. En effet, ce papier a pour objectif d'analyser l'élasticité de la demande d'électricité chez les consommateurs en gros (ces consommateurs sont décrits dans la partie Données de ce mémoire). La modélisation de la concurrence n'est alors qu'un outil pour étudier l'effet des chocs sur la demande (on rappelle que dans notre modèle, comme dans ceux présentés plus haut, la demande est supposée inélastique). Les apports principaux de ce papier dans notre recherche concernent donc la présentation du marché ontarien. Grâce à ces recherches sur le marché ontarien, il a été plus facile de trouver les données et informations pertinentes concernant le marché ontarien. Le papier ajoute également une possibilité de comparer les résultats avec une situation similaire à celle étudiée dans ce mémoire. Néanmoins, les différences sont nombreuses avec l'analyse faite dans ce mémoire. En particulier, la fenêtre temporelle de l'étude de Genc est antérieure à celle étudiée ici. Si elle peut apporter des informations importantes, il faut cependant considérer qu'en 2007 et 2008 le marché ontarien était très différent de celui entre 2011 et 2015. La différence majeure provient du programme de "Coal Phase-out"

de 2010 qui promettait la suppression de la production d'électricité au charbon. En 2014, plus aucun kWh d'électricité n'a été produit d'une source de charbon, tandis qu'en 2007, plus de 20% de la production provenait du charbon. Ce changement a largement affecté les portefeuilles énergétiques des firmes ontariennes, qui ont dû investir pour changer de source de production. Le marché ontarien était également sensiblement plus grand dans le cadre d'analyse de Genc, où la production annuelle moyenne était d'environ 150 TWh, contre des niveaux proches des 140 TWh dans la période étudiée dans ce mémoire. Enfin, Genc étudie également l'effet d'investissements supplémentaires dans les outils de transmission d'électricité, côté du marché ontarien dont ce mémoire fait abstraction.

L'étude qui est présentée dans ce mémoire se situe donc dans une lignée de modèles développés depuis plus d'une dizaine d'années dans la littérature économique. Néanmoins, il a été montré à quel point l'ajout de précision dans ces modèles est contemporain à l'écriture de ce mémoire. Ce mémoire tente alors de répliquer ces méthodes de recherche, d'estimation et de simulation de modèles de Cournot, ainsi que de concurrence parfaite au marché ontarien. Finalement, les résultats de l'analyse présentée dans les prochaines parties permettront une meilleure évaluation des politiques de réglementation. En particulier, l'étude de la variation des prix suite à une modification du portefeuille énergétique sera centrale aux conclusions de ce travail.

Chapitre 3

Données

Comme il a été explicité dans la revue de la littérature, les modèles théoriques qui décrivent les marchés d'électricité comme une concurrence à la Cournot ou une concurrence parfaite demandent deux éléments pour une estimation correcte : la fonction de demande et la fonction de coût. Avant de détailler les données utilisées pour estimer ces deux fonctions, cette partie se propose de décrire le marché ontarien pour permettre une meilleure compréhension, mais également afin d'ajouter quelques éléments à notre modèle.

3.1 Le marché d'électricité ontarien

3.1.1 Champ de régulation

Le marché ontarien distribue environ 140 millions de mégawatts heure par année. Son fonctionnement est basé sur un système d'enchères contrôlé par l'IESO, une société appartenant à la province ontarienne ainsi qu'au gouvernement fédéral. Avant de prendre en charge la totalité des problématiques liées à la gestion du système électrique ontarien, l'IESO ne s'occupait que de l'exploitation du réseau électrique, tandis que l'OPA (Ontario Power Authority) gère la planification et le fonctionnement du marché. Ces deux orga-

nismes ne font qu'un depuis janvier 2015 (IESO, 2015b). D'après IESO (2017b), l'IESO a plusieurs rôles dans le système ontarien. D'abord, l'organisme assure le fonctionnement du marché et détermine le prix de l'électricité en temps réel. C'est ce rôle qui est le plus important pour le travail présenté ici. L'IESO doit également s'occuper de diriger l'électricité des plateformes de production aux consommateurs, de planifier l'offre énergétique des 20 prochaines années en Ontario, de contrôler les échanges avec les autres provinces et états connectés au réseau ontarien et enfin, l'IESO joue un rôle important dans la régulation en appliquant les différentes politiques décidées aux niveaux fédéral et provincial.

Le fonctionnement du marché par enchères repose sur quatre étapes simples (IESO, 2017c) : dans un premier temps, l'IESO envoie un document prévisionnel de la demande en Ontario, heure par heure, à partir de 24h après l'émission du document jusqu'au trente jours suivants. Grâce à ces prévisions en temps réel, les firmes inscrites auprès de l'IESO peuvent estimer la ou les quantités qu'elles sont prêtes à produire à différents niveaux de prix et soumettre une offre sur le marché des enchères. Ces offres doivent être envoyées 24h à l'avance afin que l'IESO puisse équilibrer le marché et créer des ordres de transmission d'électricité le moment venu. Comme dans un modèle d'enchères normal, c'est l'offre la plus basse qui est choisie en premier, jusqu'à ce que la demande du marché soit satisfaite. L'IESO doit donc s'assurer que ses prévisions soient bonnes, mais dispose également de plusieurs mécanismes assurant la fiabilité du réseau. Ces mécanismes reposent sur différents acteurs comme les provinces et états connectés, les "dispatchable loads" ou autres, qui seront décrits dans leurs parties respectives.

Le rôle de transmission de l'IESO est également un des plus importants puisqu'il permet à l'électricité de partir du bon endroit pour se rendre là où le consommateur en a besoin, tout en respectant les offres définies par les enchères expliquées dans le précédent paragraphe. Néanmoins, le mécanisme de transmission n'a que peu d'intérêt pour notre travail et ne sera donc pas développé plus profondément. Si le lecteur est intéressé, il peut consulter le site de l'IESO (IESO, 2017d).

La planification long-terme fait également partie des responsabilités de l'organisme de

régulation ontarien. C'est à travers le "Market Renewal program" que l'IESO veut modifier le portefeuille énergétique de la province afin d'améliorer le marché actuel en termes d'efficacité, de fiabilité, de coûts et surtout de réduction des émissions de gaz à effet de serre (IESO, 2017e). Par exemple, l'IESO est à l'opérateur même du programme de Coal Phase-out qui visait à supprimer complètement la production d'électricité à base de charbon. Ainsi, de 2010 à 2014, la production à base de charbon est passée de près de 25% à 0% de la production annuelle. Actuellement, de nombreuses discussions tournent autour de l'intégration du marché d'électricité ontarien au sein du Cap-and-Trade entre le Québec et la Californie. Une telle association permettrait de mettre un coût sur la production à base de carbone et favoriser la production renouvelable. Cette action de l'IESO est déterminante dans notre travail puisqu'elle nous permet de définir le cadre de régulation dans lequel nous nous proposons d'utiliser le modèle théorique qui sera estimé plus loin. Notre modèle, une fois estimé, pourra simuler l'effet de politiques environnementales sur la structure du marché ontarien (prix, quantité, pouvoir de marché etc.). En s'inspirant des politiques déjà mises en place, ce mémoire étudiera en particulier l'effet d'un phase-out du gaz naturel et les effets de taxes ou subventions sur le prix de certaines sources d'énergie.

3.1.2 Champ des consommateurs

Comme précisé plus haut, l'intérêt de l'IESO dans le travail présenté ici est lié à son rôle dans le fonctionnement du marché d'électricité. Ce marché met en relation différents types de consommateurs avec différents types de fournisseurs. En particulier, on discerne cinq groupes de consommateurs : les membres du programme de Dispatchable Load (DL), les consommateurs "wholesale" (CW), les consommateurs de classe A (CA), les consommateurs résidentiels et petits commerces (CR) et enfin, les importateurs des provinces et états connectés à l'Ontario.

Les consommateurs de type DL représentent en quelques sortes une réserve pour l'IESO. Ces gros consommateurs soumettent un prix au-delà duquel ils ne seraient pas prêts à consommer de l'électricité, si le prix du marché dépasse ce seuil, ils recevront une

demande de l'IESO d'arrêter la consommation. En échange, les DL doivent pouvoir réduire leur consommation d'électricité qu'ils vendent à l'IESO dans le cas où le système perd subitement une partie de sa production. Les consommateurs wholesale sont les entreprises et institutions consommant plus de 250 000 kWh par an. Si ce type de consommateurs a également des pics de consommation de plus de 1 MW en moyenne mensuelle, ils sont considérés comme des consommateurs de classe A. Ces deux groupes paient le prix horaire déterminé par le marché. Les CA se différencient cependant car ils paient en plus des coûts d'ajustement globaux (Global Adjustment Costs) en fonction de leur consommation. Ces coûts peuvent être réduits si ces entreprises font des efforts de réduction de la consommation en périodes de pics. Enfin, le dernier groupe de consommateurs est constitué des consommateurs résidentiels et petites entreprises qui paient selon un modèle de Time-of-Use. Ce système définit des périodes de la journée en trois catégories : off-peak, mid-peak et on-peak en fonction de l'intensité de la demande. Chaque période équivaut à un prix de l'électricité qui est fixé à l'avance. Ce système est mis en place pour inciter les consommateurs à changer leurs habitudes de consommation et consommer l'électricité la nuit et en fin de semaine, lorsque la demande globale est moins forte. On réserve le traitement de l'importation et l'exportation de l'électricité à un prochain paragraphe.

On suppose que, bien que les acteurs de la demande d'électricité peuvent être regroupés dans des groupes différents en nature, en incitatifs et donc en comportements, ils ne réagissent que très peu aux variations du prix de production à court-terme. C'est pourquoi nous utilisons l'hypothèse d'une fonction de demande totale qui est parfaitement inélastique. Cette hypothèse, qui a été utilisée dans la littérature présentée au sein de la partie précédente, nous permettra de nous concentrer sur les mécanismes de l'offre (le comportement des firmes) plutôt que ceux de la demande. Il faut néanmoins noter que cette hypothèse, bien qu'elle possède une justification empirique Lijesen (2007), attire de nouvelles méthodes de recherche, qui tendent à montrer que les nouvelles technologies et peut-être un changement de mentalités chez les consommateurs rendent cette hypothèse de plus en plus forte, de moins en moins réaliste. Ainsi, cela rendrait l'analyse de la demande à moyen et long termes plus utile à une étude complète d'un marché d'électricité.

3.1.3 Champ des producteurs

Du côté de l'offre, l'Ontario possède un système de production assez important puisque sa capacité de production équivaut à presque le double de la demande moyenne horaire. Cette capacité provient actuellement de six sources principales, le nucléaire étant la source la plus importante (36% de la capacité installée), vient ensuite le gaz naturel (28%), l'hydroélectricité (23%), l'éolien (11%) et le biocarburant et solaire (1%) (IESO, 2017h). Ce portefeuille énergétique n'est pas constant dans le temps puisque le gouvernement ontarien déploie des efforts chaque année pour augmenter la proportion d'énergie propres.

De cette capacité de production "brute", il faut considérer une spécificité importante du marché ontarien : les actifs sous réglementation. Ces actifs sont, de manière générale, des usines de production d'électricité ayant un prix de vente garanti. Il existe plusieurs types de contrats menant à une garantie de prix en Ontario, les plus importants étant les contrats avec les firmes OPG et Bruce pour les énergies nucléaire et hydroélectrique, les FiT et micro-FiT ou encore les contrats gérés par la SFIEO (Société Financière de l'Industrie de l'Électricité en Ontario). Le premier type de contrat représente environ 15000 MW en moyenne sur la période 2010 à 2015, soit près de la moitié de la capacité installée en Ontario. Ces contrats sont signés entre la firme (OPG ou Bruce) et l'OEB, pour deux raisons : tout d'abord afin de s'assurer qu'une certaine quantité d'électricité pourra être distribuée en tout temps, mais également puisque les actifs visés par les contrats sont peu flexibles et génèrent des coûts importants au démarrage et à l'arrêt, sans non plus pouvoir ajuster facilement la production (IESO, 2017f). La totalité de la capacité nucléaire (OPG ou Bruce) est donc garantie par ce contrat, ainsi qu'une grande partie de l'énergie hydroélectrique produite par OPG (entre 40% et 75% environ, selon l'année). Ce type de contrats avec une autorité régulatrice est peu commun dans les marchés dérèglementés avec enchères, mais il est possible de les représenter comme des contrats verticaux classiques. Le deuxième type de contrats évoqué contient les FiT et micro-FiT, deux programmes qui incitent la production d'électricité à base d'énergies propres en garantissant la stabilité des revenus. On retrouve des producteurs moyens (entre 10kW et 500 kW) du côté des FiT, tandis que

les micro-FiT sont destinés aux petits producteurs ($< 10\text{kW}$) (IESO, 2017a). Les systèmes de FiT et de micro-FiT sont très intéressants à étudier dans les cas de la structure de marchés, néanmoins, la disponibilité des données ainsi que la complexité de ces contrats rendent leur modélisation irréaliste dans le cadre de ce travail. C'est la raison pour laquelle ces contrats seront également considérés comme des contrats verticaux simples. Enfin, le dernier type de contrat concerne n'importe quel type de production d'électricité. Il est signé entre la SFIEO et le producteur et fonctionne de manière similaire à un contrat vertical classique. Les deux parties se mettent d'accord sur une quantité maximale et un prix de sorte que chaque unité d'électricité produite sous ce contrat est alors garantie à un prix donné.

Ensemble, ces trois types de contrats représentent environ 90% de la production ontarienne en moyenne. Les données sur ce chiffre sont assez difficiles à trouver à partir d'une unique source pour l'ensemble des années de l'échantillon. Néanmoins, d'après les rapports de l'OEB (Ontario Energy Board), la partie de la production qui était dépendante des prix du marché n'était que de 8% en 2011 et 9% en 2012 (OEB (2010) et OEB (2012)). Malheureusement, cet organisme arrête de publier cette variable dans les éditions suivantes. Nous utilisons dans ce mémoire l'hypothèse que ce chiffre est stable de 2010 à 2015, à 8%. Une analyse de robustesse sera faite pour des valeurs de 1% à 15%. Nous reviendrons plus tard sur ces chiffres et leur utilisation dans notre modèle.

L'IESO compte plus de cent producteurs inscrits de manière à produire de l'électricité sur le marché ontarien, cependant, il est possible d'identifier deux types de producteurs par leur taille. En effet, les "gros" producteurs se comptent au nombre de trois, tandis que les firmes de petite et moyenne productions sont beaucoup plus nombreuses. Cette différence pourra nous être très utile dans la définition de nos cadres théoriques de compétition. En effet, lors de la définition de notre modèle de Cournot, nous aurons besoin d'identifier quels joueurs ont un effet réel sur les prix du marché. Pour l'instant, attardons-nous sur les trois principales firmes qui sont OPG (Ontario Power Generation), Bruce (Bruce Power) et Brookfield (Brookfield Renewables). OPG est la firme qui détient le plus gros portefeuille de la province avec environ la moitié de la capacité de production de la province sur l'ensemble de l'échantillon. Bruce vient ensuite avec sa capacité uniquement nucléaire d'environ 20

à 25% de la capacité selon les années considérées. Brookfield est la troisième et possède moins de 5% de la capacité totale. Ces trois firmes comptent donc, à elles seules, presque 80% de la capacité totale de production d'électricité en Ontario. Genc (2014) indique même qu'en termes de production réelle, la dominance est encore plus visible car ces trois firmes produisent 92% de la demande d'électricité. Encore une fois, nous regarderons plus loin comment modéliser ces producteurs. Comme il a été expliqué plus haut, ces firmes sont sujettes à des contrats verticaux au sein de la réglementation ontarienne. En particulier, on sait que Bruce Nuclear possède 100% de ses actifs sous garanties de prix, tandis que Brookfield et OPG n'ont qu'un certain pourcentage (important mais pas égal à 100%) de leurs actifs sous ce type de contrats. Ce mémoire ne modélise pas les contrats verticaux en tant que tels mais il reproduit l'effet de ces contrats en diminuant la demande initiale. La méthode pour réaliser cette réduction est détaillée dans la partie suivante du Modèle.

3.1.4 Champ extérieur

Le système d'importations et d'exportations d'électricité est également important pour comprendre une partie de la demande mais également de la production d'électricité en Ontario. Le réseau électrique de la province de l'Ontario est connectée avec cinq autres provinces et états : le Québec à l'est, le Manitoba à l'ouest, l'état de New York au sud-est et les états du Michigan et du Minnesota au sud-ouest. Ce système permet à la province de garder une flexibilité dans sa capacité de production, dans ses prévisions, mais surtout, il permet une gestion plus efficace du coût de l'électricité. En effet, l'IESO fait des demandes d'importations ou d'exportations en fonction du prix observé ou prévu en Ontario et dans la province ou état connecté. Ainsi, il faudra modéliser ces échanges dans notre travail. De manière générale, l'Ontario est une province qui exporte plus qu'elle n'importe sur toute la durée de notre échantillon, bien qu'il soit possible d'identifier des périodes où les exportations sont moins importantes. Les échanges sont également différents en fonction des provinces ou états avec lesquels l'IESO traite. D'après la littérature, en plus des contrôles d'horaires, de jours et de saisons, il faudra donc différencier les régions avec lesquelles

l'IESO traite par leur météo. L'estimation de l'offre d'importations et d'exportations sera détaillée plus loin dans le travail.

3.2 Données

3.2.1 Données d'équilibre de marché

Afin de pouvoir répliquer les équilibres du marché par notre simulation, les données sur ces équilibres sont nécessaires. En particulier, nous utilisons le format horaire. Ainsi, pour un cadre d'analyse qui s'étend du 1er mai 2010 au 31 décembre 2015, D'après la méthodologie d'estimation utilisée dans ce mémoire, c'est environ 50000 observations qui ont été recueillies. Ces données de marché proviennent des bases de données ouvertes de l'IESO, accessibles via le site de IESO (2017g). Pour chaque heure de l'échantillon, le prix d'équilibre, la quantité totale du système (total load), la quantité demandée en Ontario, les importations nettes depuis chaque région connectée ainsi que la capacité de production disponible par source ont été récupérées.

Année	Demande horaire, moyenne, en MWh	Prix moyen en Ontario, en \$ par MWh	Importations horaires nettes moyennes						
			MB	MI	MN	NY	QC	Total	
2010	17960	37.83	70	-241	-10	-282	-809	-1272	
2011	17616	30.13	63	-441	-15	-520	-233	-1146	
2012	17749	22.82	26	-766	-16	-658	203	-1211	
2013	18099	24.97	22	-899	-29	-867	166	-1607	
2014	18068	32.38	12	-817	-18	-825	-39	-1687	
2015	18154	21.66	-36	-1133	-12	-957	177	-1961	

TABLE 3.1 – Quelques variables descriptives du marché ontarien entre 2010 et 2015

Le tableau 3.1 montre ces variables de manière sommaire, afin d'identifier plusieurs éléments importants quant au contexte du marché de l'électricité en Ontario. Tout d'abord, le prix moyen se situe entre 20 et 40 dollars canadiens. Cette variation du simple au double

montre bien la volatilité des prix en Ontario, une donnée que l'on retrouvera également plus tard dans le modèle estimé. En contraste, la demande totale de la province est restée relativement stable. Ce constat renforce également l'hypothèse de demande inélastique présentée précédemment : si la demande ne varie que marginalement face à des variations de prix aussi fortes, c'est que l'élasticité de la demande est proche d'être nulle. Enfin, ce tableau dresse également le constat d'un "changement de régime" dans les importations nettes. En effet, en 2013, la province augmente ses exportations horaires d'environ 33%. Cette progression se maintient l'année suivante et augmente encore de 16% en 2015. Ces changements sont principalement dus à la remise en fonction de certains réacteurs nucléaires. Ce phénomène va nous pousser à séparer les données en deux périodes que l'on nommera "avant" (lorsque l'Ontario exportait relativement peu) et "après" (depuis que l'Ontario exporte plus).

3.2.2 Données météorologiques

Comme il a été montré dans la revue de la littérature, la fonction d'offre d'importations nettes de la province est généralement associée à deux éléments : les prix domestiques et les conditions météorologiques (domestiques et à l'extérieur).

Le NOAA fournit les températures enregistrées dans plusieurs villes d'Amérique du Nord. Afin de calculer la température moyenne dans une province ou un état, nous choisissons de calculer une température moyenne pondérée par la taille des villes où la température est enregistrée. Ces informations sur la température vont également permettre de calculer les CDD (Cooling Degree Days) et HDD (Heating Degree Days) par état ou province. Pour calculer un HDD ou un CDD, il faut d'abord définir un seuil de température. Dans la littérature technique, le seuil de 65 degrés Fahrenheit (soit 18 degrés Celsius). Ensuite, on soustrait la température moyenne de la journée au seuil défini. Si la valeur est négative, il faut réchauffer sa maison, on parle de HDD. Lorsque la valeur est positive, il faut refroidir sa maison, on parle de CDD. Le lecteur intéressé pourra trouver plus d'informations via un article de Bromley (2009).

Enfin, certains facteurs sont inclus dans les données de manière artificielle par un calcul simple. Ces facteurs sont les variables dichotomiques pour l'année, la saison, la période horaire, le jour de la semaine et la situation de crise sur le marché ontarien. Un récapitulatif de ces variables, ainsi qu'une explication complète sera présentée dans la Méthodologie.

3.2.3 Données sur la production d'électricité

Portefeuilles énergétiques

En suivant la littérature présentée précédemment, ce mémoire reproduit le comportement des firmes quant à leur production grâce à leur fonction de coût marginal. Les fonctions de coût marginal utilisées dans ce mémoire sont donc au nombre de trois : la première fonction inclut le portefeuille énergétique de toutes les firmes de l'Ontario (utilisée pour représenter le marché en concurrence parfaite), tandis que les deux autres sont les fonctions individuelles des firmes dominantes OPG et Brookfield. Il faut rappeler ici que la dernière firme dominante, Bruce Nuclear, ne possède aucun actif qui ne soit pas sujet à des prix garantis et donc ne sera pas modélisée dans la situation de concurrence à la Cournot.

Les données de l'IESO contiennent l'ensemble des générateurs inscrits auprès de l'organisme, ainsi que leur capacité disponible, heure par heure, sur toute la durée de l'analyse. Malheureusement, ces données n'associent pas chaque générateur à une compagnie propriétaire. Ainsi, si ces données telles qu'elles peuvent donner la fonction de coût marginal du marché au complet, elles n'indiquent pas assez d'informations pour calculer celles des firmes OPG et Brookfield. Le résumé de ce travail de recherche de données est représenté dans le tableau 3.2.

Pour les données individuelles des firmes, les données sont moins accessibles (information privée). Cependant, la loi requiert que certaines compagnies (dont les trois dominantes) rapportent leur capacité de production dans leurs états financiers, bien qu'elles ne soient pas cotées publiquement. Grâce à ces informations, on peut estimer de manière crédible le

Année	Hydroélectricité	Gaz Naturel	Biomasse	Éolienne	Solaire	Charbon	Nucléaire	Total
2010	6662	7623	62	1111	0	3412	9687	28557
2011	6853	7799	71	1347	0	2484	9933	28487
2012	6877	8152	58	1532	0	1935	9817	28371
2013	6915	8491	66	1396	0	1134	10536	28538
2014	7176	8270	107	1306	0	31	11017	27907
2015	7350	8323	295	3079	73	0	10634	29754

TABLE 3.2 – Capacité disponible sur le marché ontarien, par source, de 2011 à 2015

portefeuille énergétique de chacune des trois principales compagnies, les résultats sont présentés dans le tableau 3.3. Ces données sont obtenues grâce aux rapports financiers de fin d’année Ontario Power Generation (2016), Bruce Power (2016) et Brookfield Renewable Partners (2016).

D’après les rapports financiers de Brookfield Renewables, ces derniers ne possèderaient aucun actif sous contrat. Cette situation est peu probable au vu de la taille des actifs de la compagnie et de la structure incitative des FiT et autres contrats. Cette incohérence provient du fait que les états financiers de Brookfield ne différencient pas la production provenant d’actifs réglementés ou non. Ainsi, d’après les seuls états financiers, il est impossible de déterminer la proportion d’actifs sous contrats chez Brookfield. Pour la suite de ce travail, nous émettrons l’hypothèse que Brookfield a la même structure de contrats que OPG, soit pas de gaz naturel réglementé, une grande proportion de son électricité, et la totalité de ses actifs éoliens. Ces hypothèses sont montrées dans le tableau 3.3.

Calcul du coût marginal

Finalement, les données les plus importantes pour le calcul de la fonction de coût sont les coûts marginaux liés à la production d’électricité pour chaque source. Ces données sont de loin les plus difficiles à trouver. Certains rapports existent pour certaines sources mais pas pour d’autres et un travail de regroupement des données a dû être effectué pour réussir à obtenir des données complètes. Les coûts marginaux sont composés de deux

Firme	Source d'énergie	2011	2012	2013	2014	2015
OPG						
	Nucléaire	6606	6606	6606	6606	6606
	<i>dont réglementé</i>	<i>6606</i>	<i>6606</i>	<i>6606</i>	<i>6606</i>	<i>6606</i>
	Hydroélectricité	6996	6996	7004	8353	8349
	<i>dont réglementé</i>	<i>3312</i>	<i>3312</i>	<i>3321</i>	<i>6426</i>	<i>6428</i>
	Charbon/Gaz naturel	5447	5447	2617	2100	2100
	<i>dont réglementé</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
	Total	19 049	19 049	16 227	17 059	17 055
	<i>dont réglementé</i>	<i>9918</i>	<i>9918</i>	<i>9927</i>	<i>13032</i>	<i>13034</i>
Brookfield						
	Hydroélectricité	1369	1356	1335	1436	1393
	<i>dont réglementé</i>	<i>648</i>	<i>642</i>	<i>633</i>	<i>1105</i>	<i>1072</i>
	Éolien	324	326	316	331	322
	<i>dont réglementé</i>	<i>324</i>	<i>326</i>	<i>316</i>	<i>331</i>	<i>322</i>
	Gaz naturel	36	47	78	0	52
	<i>dont réglementé</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
	Total	1729	1729	1729	1767	1767
	<i>dont réglementé</i>	<i>972</i>	<i>968</i>	<i>949</i>	<i>1436</i>	<i>1394</i>
Bruce						
	Nucléaire	6300	6300	6300	6300	6300
	<i>dont réglementé</i>	<i>6300</i>	<i>6300</i>	<i>6300</i>	<i>6300</i>	<i>6300</i>
	Total	6300	6300	6300	6300	6300
	<i>dont réglementé</i>	<i>6300</i>	<i>6300</i>	<i>6300</i>	<i>6300</i>	<i>6300</i>

TABLE 3.3 – Portefeuille énergétique des trois firmes dominantes, en MW

parties : le coût variable d'opération et de maintenance (O&M variable) pour un MWh, ainsi que le coût du carburant nécessaire pour produire un MWh. On obtient alors, pour chaque mégawattheure, le coût nécessaire de production. Les données seront reportées ici en dollars canadiens par MWh dans le tableau 3.4 tandis que le détail des calculs est présenté en annexe A.

Source d'énergie	O&M Variable (\$/MWh)	Coût du carburant (\$/MWh)	Coût marginal total (\$/MWh)
Biomasse	4,00	23,0	27,0
Éolien	8,00 - 14,4	0	8,00 - 14,4
Gaz naturel	4,95 - 40,4	28,56 - 44,26	33,51 - 84,66
Hydroélectricité	8,00	0	8,00
Nucléaire	0	2,97	2,97
Solaire	0	0	0
Charbon	5,00 - 8,12	16,17 - 21,75	21,17 - 29,87

TABLE 3.4 – Coût marginal de production, en dollars canadiens, par source

Chapitre 4

Modèle théorique et Méthodologie

La simulation du marché ontarien reposera, d'après les théories décrites au sein de la revue de la littérature, sur deux modèles de concurrence : la concurrence à la Cournot et la concurrence parfaite. Ces modèles requièrent l'estimation d'une fonction d'offre ainsi que d'une fonction de demande. Ces deux éléments sont présentés théoriquement puis estimés. Ensuite, chacun des modèles de concurrence utilisé sera présenté avec ses caractéristiques, les hypothèses et les équations qui le soutiennent.

4.1 Fonction de demande du marché

4.1.1 Définition théorique

Il a été expliqué que la littérature typique en organisation industrielle utilise l'hypothèse d'une demande parfaitement inélastique dans les marchés d'électricité. En revanche, Bushnell *et al.* (2008) ajoutent à cette demande ontarienne les importations nettes, qui elles, sont affectées par les changements de prix en Ontario. Les auteurs obtiennent donc une demande totale, réactive au prix et donc élastique. Avant de passer à cette étape, il faut tenir compte des spécificités du marché ontarien qui ont été explicitées dans la partie

précédente. En particulier, il est nécessaire d'enlever la portion de la demande qui est satisfaite par les actifs sous réglementation. En effet, l'étude qui est faite dans ce mémoire postule la simplification que les contrats verticaux avec le régulateur sont "hors-marché", soit que le comportement des firmes à l'égard de ces contrats n'est pas stratégique dans le cadre de l'équilibre de marché statique sur une période (néanmoins, il peut l'être à long terme, dans un cadre dynamique avec investissement, lobbying etc.). Enfin, dans le cadre de la concurrence à la Cournot, il faut également soustraire la portion de la demande satisfaite par la marge concurrentielle. Cette marge concurrentielle agit comme un agent "price-taker" dans le modèle de Cournot et donc doit être éliminée du cadre stratégique ici. Ces trois étapes mèneront alors au calcul de la demande dite "résiduelle", soit celle à laquelle font face les joueurs stratégiques sans actifs protégés.

Avant de s'attarder à ces trois étapes nécessaires pour calculer la demande résiduelle, il faut dans un premier temps choisir la forme de la fonction de demande. Si la demande totale est bien inélastique, la forme que l'on donne à la fonction d'offre d'importations nettes déterminera la forme de la demande résiduelle. L'analyse présentée dans ce mémoire utilise donc une fonction de demande résiduelle linéaire, comme dans Brown et Eckert (2016). Cette forme de demande n'est pas celle utilisée dans Bushnell *et al.* (2008), qui préfère une forme log-linéaire mais possède des avantages importants pour le cas de l'Ontario. Premièrement, sa simplicité permet de manipuler les équations facilement pour ajouter l'offre d'importations nettes ou soustraire la concurrence à la marge. Deuxièmement, l'estimation du modèle pourra se faire sur toutes les données obtenues, même lorsque les prix observés sont négatifs ou lorsque les importations nettes changent de signe. Dans le second papier cité, les auteurs enlèvent délibérément les données où les prix sont négatifs pour pouvoir utiliser la demande log-linéaire.

Soit $q_{ON,t}$ la demande résiduelle au temps t . On sait qu'elle équivaut à la portion de la demande totale qui n'est pas satisfaite par des actifs sous contrat, moins les importations nettes, le tout sans compter la marge concurrentielle. Soit m la taille du marché non-protégé et f la taille de la marge en proportion de la demande totale. Soit également $Q_{tot,t}$ la demande totale (total load) et $q_{imp,t}$ la quantité d'importations nette au temps t . On peut

alors écrire :

$$q_{ON,t} = (1 - f) \cdot (m \cdot Q_{tot,t} - q_{imp,t})$$

Les données recueillies pour ce mémoire indique explicitement la valeur de $Q_{tot,t}$ pour chaque heure. D'après Genc (2014), la valeur de f est d'environ 8% car les trois firmes principales produisent en moyenne 92% de la demande. Les chiffres donnés par l'auteur ne sont pas contemporains à notre analyse puisqu'ils portent sur une période antérieure, néanmoins, nous maintiendrons l'hypothèse que ce pourcentage reste fixe (Genc stipule que le pourcentage est relativement stable sur la durée de son échantillon). La proportion de la demande satisfaite par des actifs non-protégés, soit sensibles aux prix de marché, sera également considérée fixe à un niveau $m = 8\%$. Ce chiffre est justifié dans la partie de description du marché ontarien.

Il ne manque donc que l'offre d'importations nettes à calculer. Comme il vient d'être expliqué, la demande résiduelle finale devra prendre la forme linéaire, c'est pourquoi l'offre d'importations nettes doit forcément être estimée sous une forme linéaire. De plus, cette fonction d'offres d'importation nettes est en fait la somme des cinq fonctions correspondant aux cinq régions avec lesquelles l'Ontario transige de l'électricité. Il faut donc estimer chaque fonction séparément. La formulation exacte de ces fonctions d'offre est décrite dans la section suivante. Soit $G = \{QC, NY, MB, MN, MI\}$, la fonction d'offre d'importations nettes peut être résumée par l'équation :

$$q_{imp,t} = \sum_{g \in G} \alpha_{g,t} + \beta_g \cdot p_{ON,t}$$

où $\alpha_{g,t}$ représente une constante pour chaque état, à chaque instant t . Cette constante contient toute l'information mis à part le prix (variables dichotomiques, conditions météorologiques, etc.). Le paramètre β_g ne dépend pas de t et représente le coefficient estimé associé au prix observé en Ontario pour chaque région.

En conclusion, pour retrouver la demande résiduelle à laquelle feront face les firmes dominantes, il faut commencer avec la demande totale au sein du système ontarien, puis il faut retirer environ 92% de la demande, car elle est garantie par des contrats verticaux.

La deuxième étape consiste à soustraire l'offre d'importations nettes ($q_{imp,t}$). La troisième étape considère alors la concurrence à la marge f . La dérivation complète du modèle est présentée en Annexe, le résultat final indique que la fonction de demande inverse a pour équation :

$$p_{ON,t} = \frac{(m \cdot Q_{tot,t} - A_t)}{\beta} - \frac{q_{ON,t}}{(1-f) \cdot \beta}$$

où $A_t = \sum_{g \in G} \alpha_{g,t}$ et $\beta = \sum_{g \in G} \beta_g$

4.1.2 Estimation de l'offre d'importations nettes

Avant de passer à l'estimation de l'offre d'importations nettes, une dernière précision doit être faite sur la notation. Les cinq années de notre échantillon seront d'abord divisées en deux, une partie "avant" (constituée des années 2010 à 2012, inclus) et une partie "après" (de 2013 à 2015, inclus). Ensuite, l'ensemble des observations seront regroupées en scénarios qui se suivent temporellement. La division des scénarios est faite selon trois critères : l'année, la saison et la période de la journée. Les années considérées sont au nombre de cinq, chacune contenant quatre saisons et dans chaque saison on considère quatre périodes de la journée selon la classification de l'IESO. En tout, nous obtenons donc un nombre $T = 4 \times 3 + 5 \times 4 \times 4 = 92$ scénarios.

Nom de la période	Heures de la journée
Creux de la nuit	20h00 - 06h00
Pic matinal	06h00 - 08h00
Creux de la journée	08h00 - 17h00
Pic de soirée	17h00 - 20h00

TABLE 4.1 – Les quatres périodes de la journée utilisées par l'IESO

L'estimation et le calcul de toutes les variables seront faits avant la séparation en scénario (pour mesurer la variance horaire), puis regroupés ensuite. Puisqu'une seule simulation sera faite, même si les scénarios comprennent plusieurs heures sur plusieurs

jours, nous utilisons les moyennes des variables sur chacun des scénarios. Par exemple, si un scénario contient les températures de l'Ontario de 06h00 à 08h00, la variable de température pour ce scénario sera la moyenne arithmétique des observations de température qui sont au sein de ce scénario. Finalement, si l'on considère $t \in [1, 92]$ pour représenter l'un des 92 scénarios, le lecteur comprendra que l'indice t utilisé précédemment ne doit pas changer.

La fonction d'offre à estimer a pour formule :

$$q_{imp,g,t} = \beta_{0,g} + \beta_g \cdot p_{ON,t} + \beta_{2,g} \cdot CDD_{g,t} + \beta_{3,g} \cdot HDD_{g,t} + \beta_{4,g} \cdot Weekday_t \\ + \beta_{5,g} \cdot Crisis_t + \sum_{y=2011}^{2015} \psi_{y,g} \cdot Year_y + \sum_{s \in S} \gamma_{s,g} \cdot Season_s + \sum_{h \in H} \omega_{h,g} \cdot ToD_h$$

où G est l'ensemble des états et provinces connectées à la grille ontarienne, donc $G = \{QC, MB, MI, MN, NY\}$ où il est important de noter que l'Ontario n'y figure pas. Les ensembles S et H contiennent les saisons de l'année et les différentes périodes de la journée respectivement. La variable $Weekday_t$ indique si l'on est dans un jour de la semaine de travail. La variable indicatrice $Crisis_t$ révèle si la province se trouve en crise ou non. Ces phénomènes de crise surviennent deux fois dans l'échantillon, en hiver 2014 et en hiver 2015 où la province a subi des envolées inattendues de la demande et ainsi des prix (IESO (2014) et IESO (2015a)). Les variables $Year_y$ et $Season_s$ sont bien entendu les variables indicatrices correspondant aux années et saisons. Enfin, la variable ToD_h représente le moment de la journée divisé selon les périodes de pic, comme l'utilise l'IESO. Dans ce modèle, il faut rappeler que toutes les variables sauf celle du prix en Ontario vont se retrouver dans la constante α_t de notre demande vue dans la section précédente.

Comme il a été présenté dans la revue de littérature, les variables instrumentales de cette régression peuvent être de deux types : la demande totale comme dans Bushnell *et al.* (2008) ou les températures comme dans Brown et Eckert (2016).

4.2 Fonction d'offre du marché

En suivant l'exemple du papier de Bushnell *et al.* (2008), ce mémoire calcule une fonction de coût marginal unique pour chaque firme, ainsi qu'une fonction globale pour le marché en entier. Ces fonctions auront la forme d'escalier d'après l'hypothèse que les firmes produiront avec les sources les moins chères en premier, en allant jusqu'à la plus chère en fonction de la quantité produite. Cet ordre de production est bien connu des économistes qui travaillent sur les marchés d'électricité comme étant l'ordre du mérite ("merit order" en anglais). Il faut donc commencer par trier les sources d'énergie de celle ayant le coût marginal le plus faible à celle ayant le coût marginal le plus élevé. Ce tri est déjà effectué dans la partie Données mais on utilisera un ordre théorique ici : l'indice k représentera l'ordre de 1 à K selon le coût marginal de chaque source. Le coût c_1 représente donc la source la moins chère et c_K , la plus chère.

Soit $s_{k,t}$ la capacité disponible de production du marché entier grâce à la source $k = 1, 2, \dots, K$, durant le scénario t . On note également $s_{i,k,t}$ la capacité disponible de la firme i , avec la source k durant le scénario t . Il faut maintenant considérer les seuils de production : lorsque la quantité produite est plus grande que $s_{1,t}$, le marché utilisera la source suivante. On définit donc $S_{k,t} = S_{k-1,t} + s_{k,t}$ le seuil de production de la source $k > 1$ pour le scénario t . On définit également $S_{1,t} = s_{1,t}$. Du côté des firmes, c'est la même formule : $S_{i,k,t} = S_{i,k-1,t} + s_{i,k,t}$ pour tout $k > 1$ et $S_{i,1,t} = s_{i,1,t}$.

Le marché produira donc avec la source k si et seulement si $Q_t \in (S_{k-1,t}, S_{k,t}]$ et le coût marginal associé sera $c_{k,t}$. De manière identique, pour la firme on a $S_{i,k,t} = S_{i,k-1,t} + s_{i,k,t}$ le seuil de production de la source k . La firme i produira avec la source k si et seulement si $q_{it} \in (S_{i,k-1,t}, S_{i,k,t}]$.

Pour le marché complet, on obtient donc la fonction de coût marginal suivante :

$$C'_t(Q_t) = \begin{cases} c_{k,t} & \text{si } Q_t \in (S_{k-1,t}, S_{k,t}], \\ \infty & \text{sinon.} \end{cases}$$

Pour la firme, il suffit d'ajouter l'indice i pour obtenir le coût marginal individuel.

4.3 Modèle de concurrence parfaite

C'est le modèle le plus simple de ce mémoire. De manière identique au cas classique de concurrence parfaite, les entreprises choisissent leur quantité afin d'égaliser le prix et le coût marginal. L'équilibre du marché parfaitement concurrentiel au scénario t se trouve donc à Q_t^* tel que $p_t(Q_t^*) = C'_t(Q_t^*)$. L'équilibre de ce marché sera résolu numériquement avec le langage Python. La création et la calibration de ce programme dans les différentes simulations seront également détaillées dans la méthodologie.

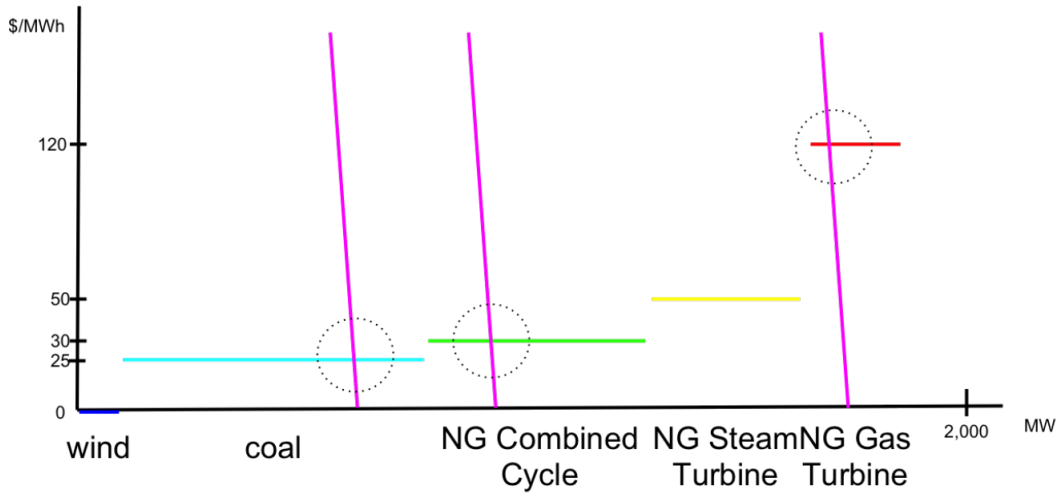


FIGURE 4.1 – Équilibres hypothétiques de concurrence parfaite dans un marché d'électricité

4.4 Cournot à n firmes

Le second modèle est un modèle de Cournot avec n firmes dominantes et une concurrence à la marge. Ce modèle diffère d'un Cournot classique puisque les firmes dominantes ne font pas face à la demande globale, mais à une demande résiduelle (où l'on a soustrait les importations nettes et la marge concurrentielle).

Ainsi, à partir de la demande résiduelle inverse :

$$p_t(q_t) = a - b \cdot Q_t$$

où $Q_t = \sum_{i=1}^n q_i$ et représente donc la somme des quantités produites par les n firmes dominantes.

Cette nouvelle fonction de demande donne le revenu marginal suivant :

$$R'_{it}(q_{it}) = a - b \cdot Q_t - b \cdot q_{it}$$

Chaque firme maximise son profit en q_{it}^* tel que $R'(q_{it}^*) = C'_{it}(q_{it}^*)$. Ce modèle sera également résolu numériquement à l'aide du programme créé pour ce mémoire en Python.

4.5 Programmation de la simulation

La simulation du marché ontarien à l'aide d'un programme d'optimisation numérique permettra deux choses : vérifier que l'estimation du modèle concorde avec les données et simuler différentes politiques environnementales pour voir l'effet sur le marché. Comme il a été mentionné plus haut, le programme de simulation a été codé entièrement pour ce mémoire, en langage Python. Cette partie vise à expliciter les différentes étapes de ce processus. Pour faciliter la lecture, le vocabulaire propre à la programmation en Python sera ignoré en faveur d'explications des intuitions sous-jacentes.

La première étape consiste à récupérer les données pour les séparer en 92 scénarios. Pour chaque scénario, le programme évaluera la moyenne de chaque variable. Par exemple, la variable $temp_{ON}$ pour un scénario quelconque sera la température observée moyenne en Ontario pendant ce scénario. Avec ces données pour chaque scénario, le programme calcule alors la fonction de demande pour chaque scénario selon le modèle présenté dans la partie modèle. Il calcule ensuite la fonction inverse de demande pour avoir la demande finale utilisée dans les deux modèles de concurrence parfaite et de Cournot. La constante sera différente pour chaque scénario puisqu'elle est évaluée à la moyenne des variables de contrôle. En contraste, la pente de la demande inverse sera toujours la même pour chaque scénario.

La seconde étape crée les n firmes présentes sur le marché. Selon les capacités de

chaque firme (tirées des bilans financiers) et les coûts marginaux des sources de production, le programme calcule la fonction d'offre en escalier de chacune des firmes. Cette étape est primordiale pour représenter correctement la décision de la firme. Dans le cas de la concurrence parfaite, ce sont les capacités totales du marché qui sont utilisées pour dessiner la fonction d'offre du marché. Ces fonctions en escalier sont ensuite approximées de manière polynomiale pour avoir des fonctions continues, plus facile à manipuler par le programme d'optimisation.

La demande et l'offre étant alors en mémoire, la troisième étape consiste en la résolution du modèle. Pour la concurrence parfaite, le programme cherche à égaliser le prix (demande) avec le coût marginal (offre). Pour cela, une variable correspondant à la différence des deux est créée, puis le programme cherche pour quelles quantité d'équilibre la variable est égale à zéro. Pour le modèle de Cournot, le programme cherche le croisement entre le revenu marginal (demande) et le coût marginal (offre) pour chaque firme, selon la demande résiduelle sur le marché. Encore une fois, l'optimisation se fait à partir de différences qu'il faut égaliser à zéro, mais cette fois de manière simultanée pour les deux firmes. La résolution se fait grâce à l'algorithme "fsolve" de la librairie SciPy de Python. Le résultat consiste en deux équilibres pour chaque scénario, un équilibre de concurrence parfaite et un de Cournot.

Enfin, la dernière étape du programme est de simuler différentes politiques environnementales et d'en retirer les prix, les quantités ainsi que d'autres variables du marché dans chaque cas. Les différentes politiques environnementales seront explicitées dans la partie suivante.

Chapitre 5

Résultats

5.1 Estimation de l'offre d'importations nettes

La première étape de notre travail est d'estimer la demande résiduelle à laquelle feront face les firmes dominantes que l'on modélise. Pour cela, nous divisons notre ensemble de données en deux, pour distinguer deux "régimes" d'importations en Ontario, comme stipulé dans la partie sur les Données. La régression définie plus haut sera donc estimée indépendamment pour ces deux périodes : "avant" et "après". Nous utilisons les variables instrumentales provenant des recherches de Brown et Eckert (2016), plutôt que celle venant de Bushnell *et al.* (2008). Le choix de ces instruments est principalement lié à la qualité de la régression qui en résulte. Dans le cas présenté ici, la validité de l'instrument du papier de Bushnell *et al.* (2008) a été rejeté pour plusieurs estimations, tandis que l'autre ensemble d'instruments a été qualifié de valide dans toutes les régressions.

Les résultats des régressions sont présentés dans les tableaux de l'annexe C.

Le résultat attendu au niveau de la variable du prix en Ontario est un coefficient positif (un prix plus élevé en Ontario augmente les chances de faire appel aux importations), dont l'intensité indique la sensibilité de la quantité importée en fonction des changements de

prix. Premièrement, on remarque que seule une seule des régressions donne un coefficient non significatif au prix ontarien (Michigan, "avant"). Le reste de l'estimation donne un ensemble de résultats qui reste assez significatif relativement aux autres, de plus, l'effet de ce coefficient en particulier n'est pas très grand sur le modèle simulé. C'est pourquoi nous garderons cette régressions dans l'analyse. Le second résultat surprenant est le signe négatif du coefficient du prix pour le Manitoba ("avant"). Dans ce cas là, l'effet est très faible sur le modèle simulé (par la taille presque négligeable du coefficient) et le reste du modèle est significatif. De manière générale, tous les modèles ont un pouvoir explicatif relativement élevé. Les statistiques utilisées pour vérifier la validité des instruments ou la sous-identification renvoie des signaux convaincants concernant notre choix d'instruments. Nous verrons dans la suite des résultats l'implication de ces régressions dans les simulations.

5.2 Modélisation de l'industrie

Une fois la demande résiduelle estimée, il faut créer les fonctions d'offre d'électricité des firmes agissant sur le marché. Comme précisé dans la présentation du modèle théorique, les fonctions typiques des firmes d'électricité prennent la forme d'escaliers. Ainsi, les fonctions d'offre sont non-continues et croissantes sur le domaine de définition. Cette forme atypique génèrent de nombreux problèmes de résolution numérique avec l'algorithme écrit pour ce mémoire. C'est pourquoi, en suivant Brown et Eckert (2016), nous avons décidé d'utiliser une approximation polynomiale des fonctions d'offre. La fonction qui en résulte sera donc continue, non-monotone mais qui respecte la règle que si f est définie sur $[a, b]$, alors $f(a) < f(b)$. Avec ces nouvelles courbes, l'algorithme de résolution rencontre moins de problèmes. Dans le cas de la concurrence à la Cournot, deux courbes d'offre seront modélisées : celles des firmes OPG et Brookfield. Dans le cas de la concurrence parfaite, le modèle utilisera une courbe d'offre pour le marché ontarien au complet. Le graphique 5.1 montre deux exemples de fonction d'offre et de leurs approximations telles que définies par le programme.

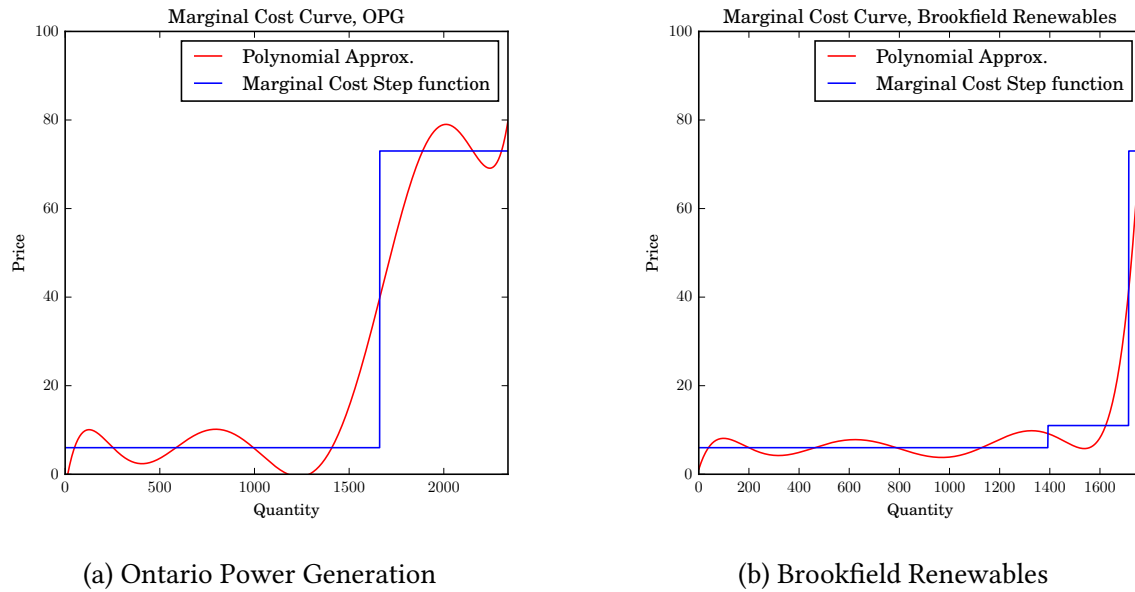


FIGURE 5.1 – Approximation polynomiale des structures de coûts modélisées

5.3 Simulation de l'industrie

Le modèle contient désormais l'offre et la demande dans l'industrie, pour le cas du modèle de Cournot à deux firmes dominantes et celui de la concurrence parfaite. La simulation consiste alors à résoudre ces deux équilibres d'après les équations présentées dans le modèle théorique. Cette partie veut montrer que les résultats des simulations (qui utilisent des modèles théoriques) sont comparables à ceux du marché. Ainsi, il sera justifié d'utiliser les modèles présentés pour analyser le marché en réalité, en particulier lorsqu'il s'agira de simuler des politiques environnementales et d'analyser leurs effets. Pour vérifier si nos modèles sont correctement calibrés, alors les deux équilibres simulés (Cournot et concurrence parfaite) doivent borner les prix observés sur le marché. En particulier, les prix observés sur le marché doivent toujours être situés au-dessus des prix de concurrence parfaite et en dessous de ceux de Cournot.

D'après le graphique 5.2, il est d'abord assez évident que dans la plupart des cas, les prix observés sur le marché (en noir) sont bien bornés par les deux autres simulations. On remarque néanmoins plusieurs simulations où le prix observé est plus bas que la simulation

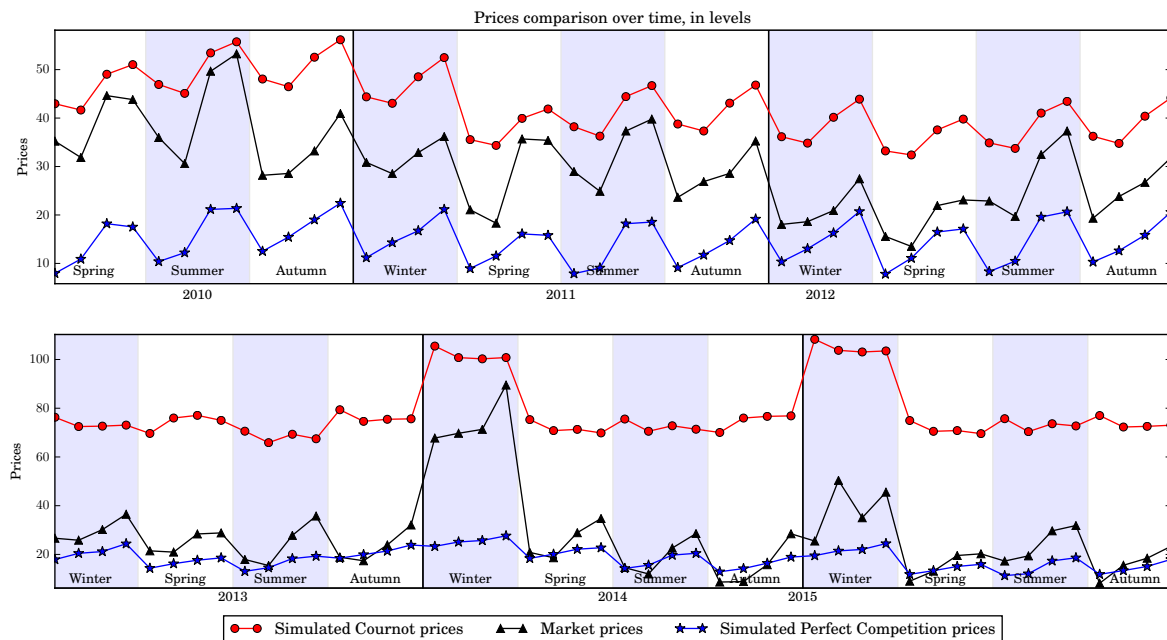
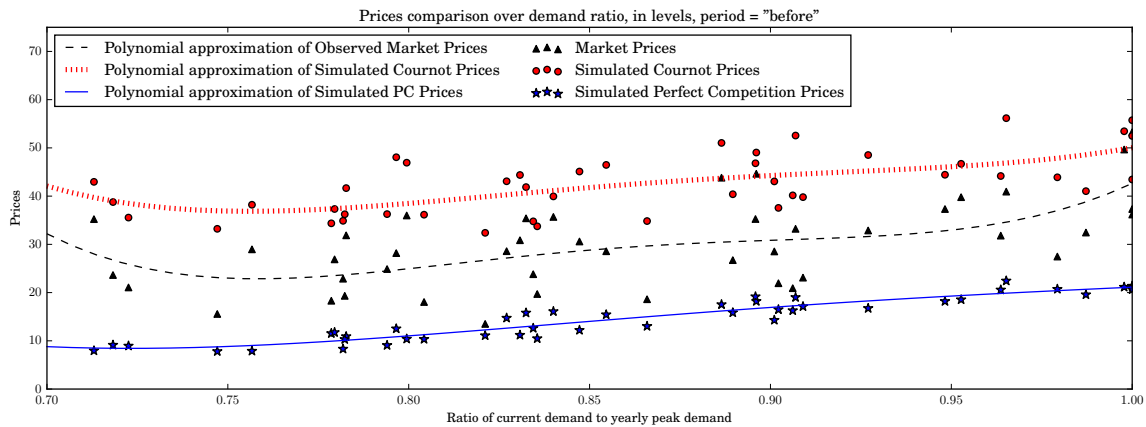


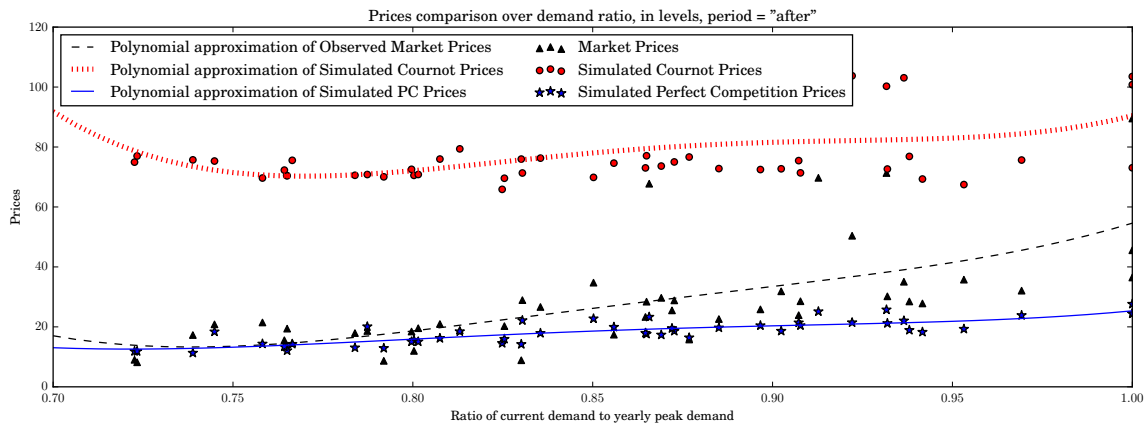
FIGURE 5.2 – Comparaison entre les prix simulés et les prix observés

de concurrence parfaite.

Afin de comparer nos résultats à la théorie maintenant, on peut mettre en relation les différents prix avec l'intensité de la demande (soit le ratio de la quantité demandée à un moment donné, sur son maximum annuel). On devrait voir que lorsque l'intensité de la demande augmente (on se rapproche du "pic annuel"), les prix observés se rapprochent des prix simulés à la Cournot.



(a) Échantillon "avant"



(b) Échantillon "après"

FIGURE 5.3 – Évolution des prix en fonction de l'intensité de la demande

Le graphique 5.3 montre bel et bien cet effet où les prix du marché vont de manière claire vers les prix simulés par un modèle de Cournot, au fur et à mesure que l'intensité de la demande augmente.

Si l'on revient au graphique 5.2, on observe également une corrélation forte entre les séries. De manière locale, on peut voir aussi que les pics de prix observés se répercutent bien sur les prix simulés (en particulier dans la simulation de Cournot). Ce constat est primordial puisque le but de ces modèles est de montrer ce qu'il se passera dans les prix de marché en fonction de certaines politiques environnementales. Il est possible de mieux observer cette corrélation en normalisant les séries. La normalisation est effectuée en soustrayant la

moyenne des prix à chaque prix, puis en divisant cette différence par l'écart-type de ces prix. Ainsi, pour $x \in X$, la normalisation donne :

$$\tilde{x} = \frac{x - \mu}{\sigma}$$

Où μ représente la moyenne de l'ensemble X et σ son écart-type. Lorsque l'on représente ces valeurs normalisées pour nos deux séries de prix simulés et celle des prix observés, on obtient alors ce graphique :

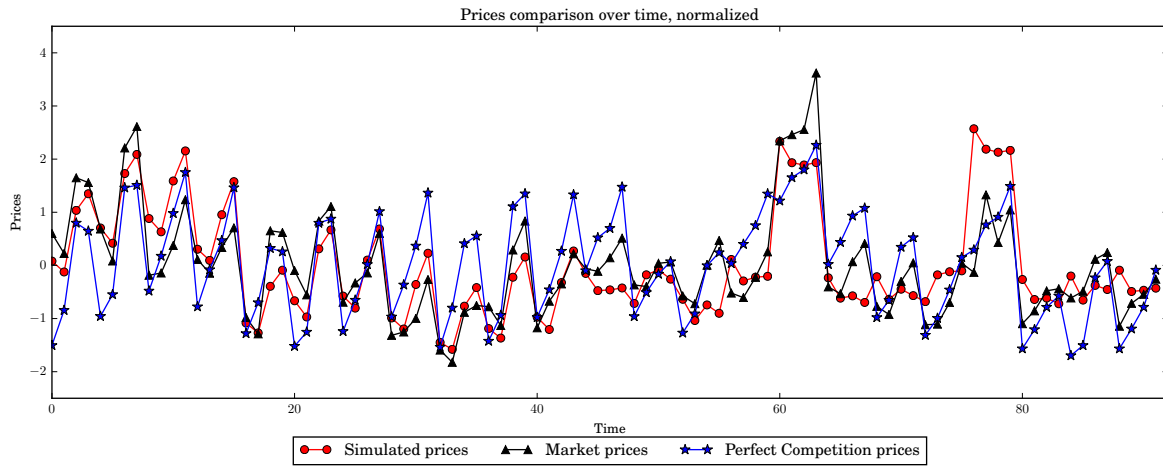


FIGURE 5.4 – Séries de prix simulés et de marché, normalisés

On voit clairement la relation très forte entre les séries dans ce graphique. De plus, on peut affirmer que les séries de prix du marché et celle de Cournot sont indiscernables statistiquement. En effet, la p-value donnée par le F-test réalisé sur les deux séries donne 0.5 : il est donc impossible de rejeter l'hypothèse que ces deux séries sont différentes à un niveau de confiance inférieur à 50%.

Finalement, on s'intéresse également à la robustesse de nos résultats face à un paramètre qui a été décrit dans la section des Données, la taille du marché. En effet, il a été supposé que la taille du marché qui n'est pas protégé (ou sous-contrat) est de 8%, d'après des sources datant du début de l'échantillon. Néanmoins, notre modèle pourrait accepter des valeurs de m allant de 4% à 12% sans modifier grandement les résultats. En fait, l'effet de cette variation affectera le prix moyen ainsi que les autres statistiques de manière linéaire : un m plus faible signifie une proportion moins importante de la demande qui peut être captée

par les firmes stratégiques, le prix sera plus faible. C'est l'inverse pour un m plus élevé. Le tableau 5.1 dresse un sommaire de ces différentes statistiques pour les valeurs de m allant de 4% à 12%.

m	Prix moyen	Écart-type	Coefficient de variation : $\frac{\sigma}{\mu}$	Prix médian	Prix min	Prix max
0,04	47,93	14,96	0,31	49,21	26,15	79,07
0,05	50,99	16,14	0,32	51,08	27,71	81,67
0,06	54,74	17,84	0,33	58,45	29,27	98,29
0,07	58,24	18,99	0,33	63,67	30,83	103,28
0,08	61,03	20,26	0,33	68,40	32,39	108,28
0,09	63,08	20,77	0,33	69,19	33,95	113,28
0,10	65,82	21,46	0,33	71,25	35,66	118,28
0,11	69,48	23,30	0,34	72,57	37,85	123,26
0,12	74,01	25,21	0,34	76,28	40,08	126,42

TABLE 5.1 – Analyse de sensibilité du modèle autour de la valeur de m

Tous les éléments de comparaison présentés ci-dessus jouent un rôle clé dans la justification de l'utilisation de ces modèles. En effet, après avoir montré que les équilibres de Cournot et de concurrence parfaite, calibrés comme ils sont, reflètent correctement la réalité des prix observés, il sera possible d'utiliser ces mêmes modèles pour prévoir l'effet de chocs structurels sur le marché ontarien. La prochaine section utilise justement ce modèle et simule différentes politiques environnementales pour estimer l'effet potentiel sur les prix de la province.

5.4 Simulation des différentes politiques

Cette partie du mémoire reprend le modèle qui a été décrit précédemment et y applique des politiques environnementales dont la portée est discutée actuellement en Ontario. Les politiques se regroupent en deux : le premier groupe contient trois politiques dont l'effet est direct sur les prix de la source d'énergie, tandis que le second se rapporte à trois politiques dites de phase-out, qui viennent impacter directement le portefeuille énergétique

de la province. Au sein de chaque groupe, les différentes politiques seront d’abord mises en contexte, puis les résultats seront présentés sous forme de tableau et sous forme de graphique. À des fins de confort pour le lecteur, les graphiques ne seront pas présentés dans leur totalité, mais tous sont disponibles en annexe.

5.4.1 Programme de taxe/subvention

Le premier groupe de politiques à analyser consiste en des taxes ou subventions sur le prix de l’énergie. Ces politiques s’inscrivent dans un effort contemporain de limiter les incitatifs à produire de l’électricité venant de sources polluantes. Ainsi, ce mémoire se propose d’étudier trois de ces types de politiques.

Taxe sur le gaz naturel

La taxe sur le gaz naturel pourrait être comparable à un programme de taxe sur le carbone comme discuté actuellement, Morrow (2015). Ici, le modèle simule l’effet de hausses de 25%, 50% et 75% du prix du gaz naturel. Ces hausses peuvent également être quantifiées comme des prix par tonne de CO₂, les calculs qui permettent la transition de l’un à l’autre sont détaillés en annexe A, avec le détail des calculs pour le coût marginal.

Programme	en \$/MWh	en \$/tCO₂
Hausse de 25%	18,40	51,68
Hausse de 50%	36,80	103,36
Hausse de 75%	55,20	155,04

TABLE 5.2 – Équivalence entre hausse du prix du gaz naturel et taxe carbone

Ce programme aurait alors, en théorie, l’effet d’augmenter les prix sur le marché. Or, le tableau 5.3 montrent deux éléments intéressants à ce sujet. Premièrement, le modèle de concurrence parfaite n’est pas affecté par le changement de coût pour le gaz naturel. On voit que le prix reste inchangé à 16,89\$/MWh, peu importe le niveau de la taxe imposée sur

le gaz naturel. Ce phénomène est dû à la faible utilisation du gaz naturel dans le modèle de concurrence parfaite. En effet, le gaz naturel étant la source la plus chère de toutes celles présentes en Ontario, elle est la dernière à être utilisée. De plus, on sait que la capacité du portefeuille énergétique total de l'Ontario est largement plus élevée que la demande moyenne (environ le double). Ainsi, la partie de l'offre constituée par le gaz naturel n'est presque jamais atteinte dans le modèle simulé ici, et le prix simulé n'est donc pas affecté par les chocs de coût du gaz naturel. Deuxièmement, on remarque que l'effet sur les prix est bel et bien présent dans la simulation à la Cournot. Tout d'abord, il faut souligner que dû à des problèmes de résolution numérique, la simulation a atteint très peu d'équilibres dans l'échantillon "après" pour les simulations de politiques. Ces problèmes ont donc largement baissé la moyenne des prix simulés sous la politique de taxe, car la majorité de ces prix provient de l'échantillon "avant" où les prix sont plus faibles. Néanmoins, l'évolution des prix en fonction de l'augmentation du taux de taxation montre bel et bien une augmentation du prix moyen. En effet, on constate des augmentations de 2,32\$ et 4,55\$ suite au passage du taux de taxation de 25% à 50% et de 50% à 75% respectivement (soit 4,4% et 8,3% d'augmentation). La politique en question joue donc l'effet attendu dans le modèle de Cournot. En pratique, la conclusion de cette simulation est qu'un programme de taxation du gaz naturel peut affecter la structure du marché, le comportement des firmes, et donc les prix du marché. Si l'on regarde le "pass-through", on constate que une taxe de 14,77\$/MWh implique une hausse des prix parfaitement nulle dans le cas de la concurrence parfaite. Le cas de la concurrence à la Cournot pourrait se révéler plus intéressant à étudier avec le "pass-through", malheureusement, les résultats simulés ne permettent pas de faire le calcul.

Une subvention sur l'hydroélectricité

L'hydroélectricité est une énergie qui est souvent considérée comme étant plus propre que le gaz naturel. En effet, cette source ne pollue pas directement via la production d'électricité. S'il est vrai que la construction de barrages hydroélectriques peut consommer beaucoup de ressources et déstabiliser l'environnement proche, de manière générale, au

Canada, les barrages ont bonne réputation auprès des gestionnaires environnementaux. C'est pourquoi ce mémoire suggère de simuler l'effet d'une subvention (et non d'une taxe) sur la production d'hydroélectricité. Cette subvention aurait l'effet d'incitatif à la production d'électricité relativement propre.

Les résultats de la simulation sont présentés sur les graphiques 5.5 et dans l'annexe. On remarque bien que les prix sont plus bas après une application de la politique. En se tournant vers le tableau 5.3, on constate de plus que les effets (de manière générale) sont plus importants en taille que ceux constatés avec la taxe carbone sur le gaz naturel. La raison de cette différence réside encore une fois dans la structure des coûts des firmes modélisées. En effet, l'hydroélectricité a un coût marginal faible et représente la portion la plus importante du portefeuille énergétique des deux firmes modélisées. Ainsi, l'effet d'une subvention se répercute beaucoup plus fortement sur les prix simulés, que ce soit en Cournot ou en concurrence parfaite. C'est notamment le cas lorsque l'on impose une subvention de 75% du prix de l'hydroélectricité : la simulation de concurrence parfaite indique une baisse moyenne de 5,8%, tandis que le modèle de Cournot indique une baisse de 8,1%. Les différences dans la baisse constatée selon le modèle dépendent largement de la structure de coûts modélisée. Il faut en effet rappeler que le modèle de Cournot ne modélise pas les actifs sous garantie de prix. Les deux modèles possèdent donc des structures différentes et génèrent des équilibres structurellement différents. En pratique, on peut conclure qu'une subvention sur le coût marginal de l'hydroélectricité a un impact global sur les équilibres du marché, que la demande soit faible ou forte. De plus, l'effet de "pass-through", soit la relation entre la valeur de la subvention et son effet sur les prix, est relativement élevée par rapport à celle du gaz naturel (pour la concurrence parfaite). Par exemple, une subvention de 75% équivaut à un coût pour le régulateur de 6\$/MWh et produirait une baisse de prix du marché entre 0,93 et 4,59 \$/MWh.

Une subvention sur l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est également une source de production en vogue sur les marchés d'électricité. En effet, cette source est relativement peu chère à installer et permet une production à moindre coût marginal. L'Ontario a largement augmenté sa production par cette source dans les dernières années et incite les producteurs à investir grâce à deux programmes de subventions nommés FiT (Feed-in-Tariffs) et microFiT. Ce mémoire ne s'étendra pas sur ces programmes, mais utilisera cette inclinaison ontarienne pour justifier une politique de subvention de l'éolien. Comme pour l'hydroélectricité, une subvention sur le coût marginal de l'électricité éolienne sera mise en place.

Dans ce cas, on ne considère pas l'effet sur les prix simulés dans le cas de Cournot. En effet, les deux firmes constituant le modèle de Cournot ne possèdent pas d'actifs de production d'électricité éolienne (certains sont garantis, donc pas modélisés). Le graphique 5.6 montre les résultats des simulations de subventions sur l'énergie éolienne. Du côté de la concurrence parfaite, le tableau 5.3 indique l'effet attendu, soit une baisse du prix moyen après le programme de subvention. Encore une fois, le résultat n'est pas surprenant au vu de la place importante que possède l'éolien dans le portefeuille énergétique ontarien. En effet, cette énergie a un coût marginal des plus faibles, et sa présence importante en fait une source d'énergie incontournable. Ainsi, on remarque une baisse du prix d'environ 2,6% suite à une subvention de 75%, soit un "pass-through" de 0,44\$ pour une subvention de 8,25\$. L'effet est donc moins fort que celui simulé avec une subvention sur l'hydroélectricité. Ce résultat est attendu au vu de la différence majeure entre la place qu'occupent ces deux sources dans le portefeuille énergétique de la province.

Tableau des résultats

En conclusion, le tableau 5.3 montre que les deux modèles théoriques utilisés reflètent des dynamiques différentes suite à des chocs de coûts des sources d'énergie. Il est donc capital d'utiliser ces deux modèles de concurrence pour représenter le marché ontarien ; ne

prendre en compte qu'un seul de ces deux aspects concurrentiels ne suffirait pas à dresser un tableau complet des dynamiques de prix en Ontario. De plus, la variation du prix moyen diffère selon le modèle et selon la source d'énergie visée : ces politiques peuvent avoir un effet presque nul sur le prix (cas de la taxe sur le gaz naturel), ou au contraire relativement fort (subvention sur l'hydroélectricité). Ces résultats sont intéressants dans la mesure où ils dressent un portrait assez facile à interpréter des politiques simulées. Toutefois, il faut noter que seule la politique de taxe sur le gaz naturel est réaliste dans le cas de l'Ontario. En effet, cette taxe s'apparente à une taxe carbone ou une augmentation des prix via le marché "Cap-and-Trade", sujets au centre des discussions environnementales actuels. Les deux autres politiques simulées ne sont pas réalistes actuellement car les régulateurs ontariens ne se penchent pas sur ce genre de subventions directes. Historiquement, ils ont préféré le système de prix garanti comme les contrats FiT ou micro-FiT. Ces derniers ont un impact différent sur les prix (qui ne peut pas être représenté dans notre modèle) car ils impliquent une garantie du prix (élément non modélisé dans nos deux modèles théoriques), contrairement à la baisse du coût de l'énergie qui ne change pas l'élément concurrentiel.

Politique simulée		Référence	Taxe/Subv. De 25%	Taxe/Subv. De 50%	Taxe/Subv. De 75%
Subv. sur l'hydroélectricité					
Conc. Parfaite	Prix moyen	16,89	16,61	16,33	15,96
	<i>Écart-type</i>	(4,26)	(4,34)	(4,41)	(4,61)
Cournot	Prix moyen	61,03	59,65	57,87	56,44
	<i>Écart-type</i>	(20,26)	(19,41)	(18,17)	(19,06)
Taxe sur le gaz naturel					
Conc. Parfaite	Prix moyen	16,89	16,89	16,89	16,89
	<i>Écart-type</i>	(4,26)	(4,26)	(4,26)	(4,26)
Cournot	Prix moyen	61,03	52,67	54,99	59,54
	<i>Écart-type</i>	(20,26)	(14,32)	(13,37)	(16,87)
Subv. sur l'éolien					
Conc. Parfaite	Prix moyen	16,89	16,64	16,54	16,45
	<i>Écart-type</i>	(4,26)	(4,32)	(4,39)	(4,49)

TABLE 5.3 – Résultats des simulations pour différentes politiques environnementales autour du prix de l'énergie

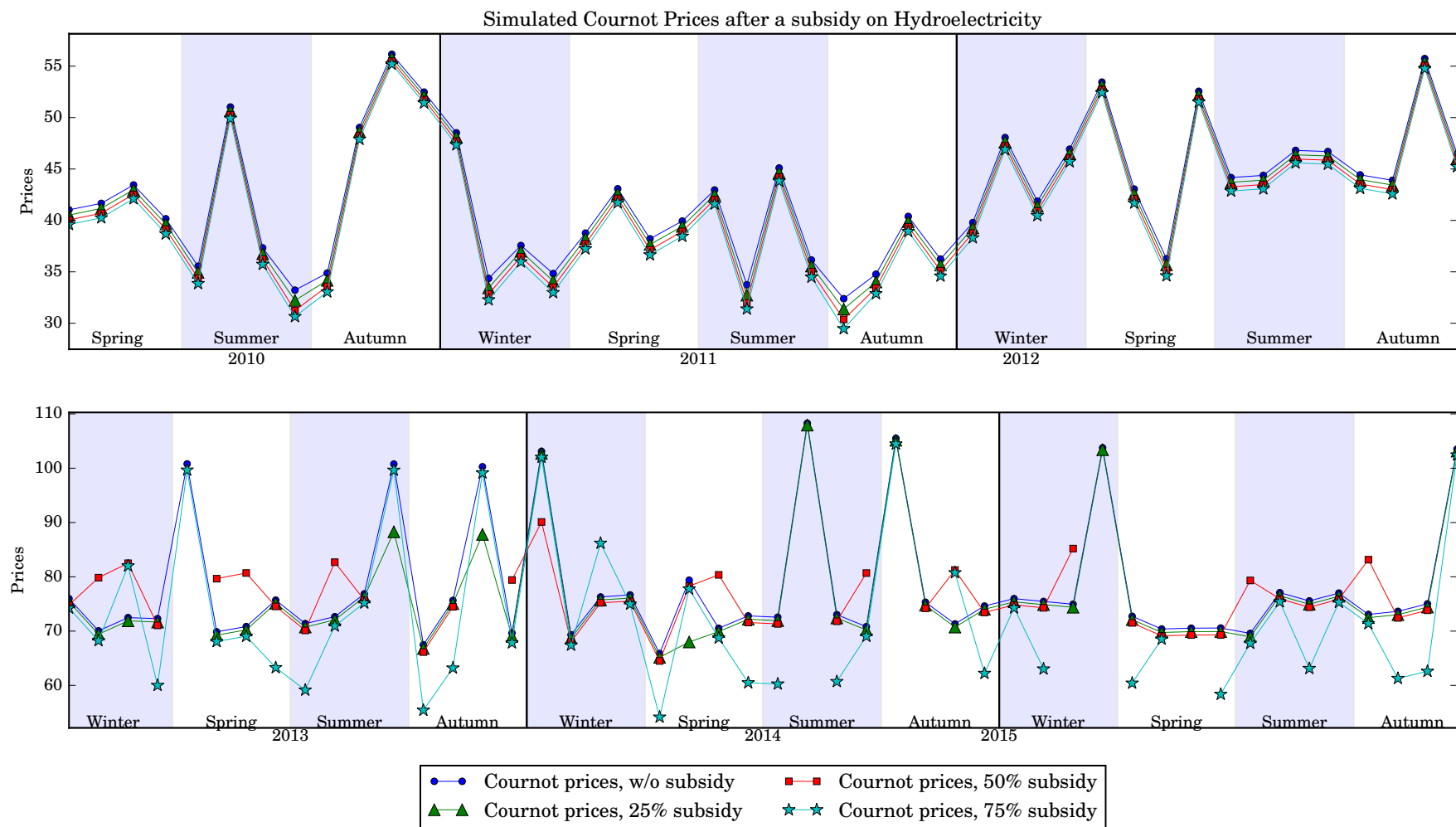


FIGURE 5.5 – Simulation des prix en Ontario, exemple d'une subvention sur l'hydroélectricité - Cas Cournot

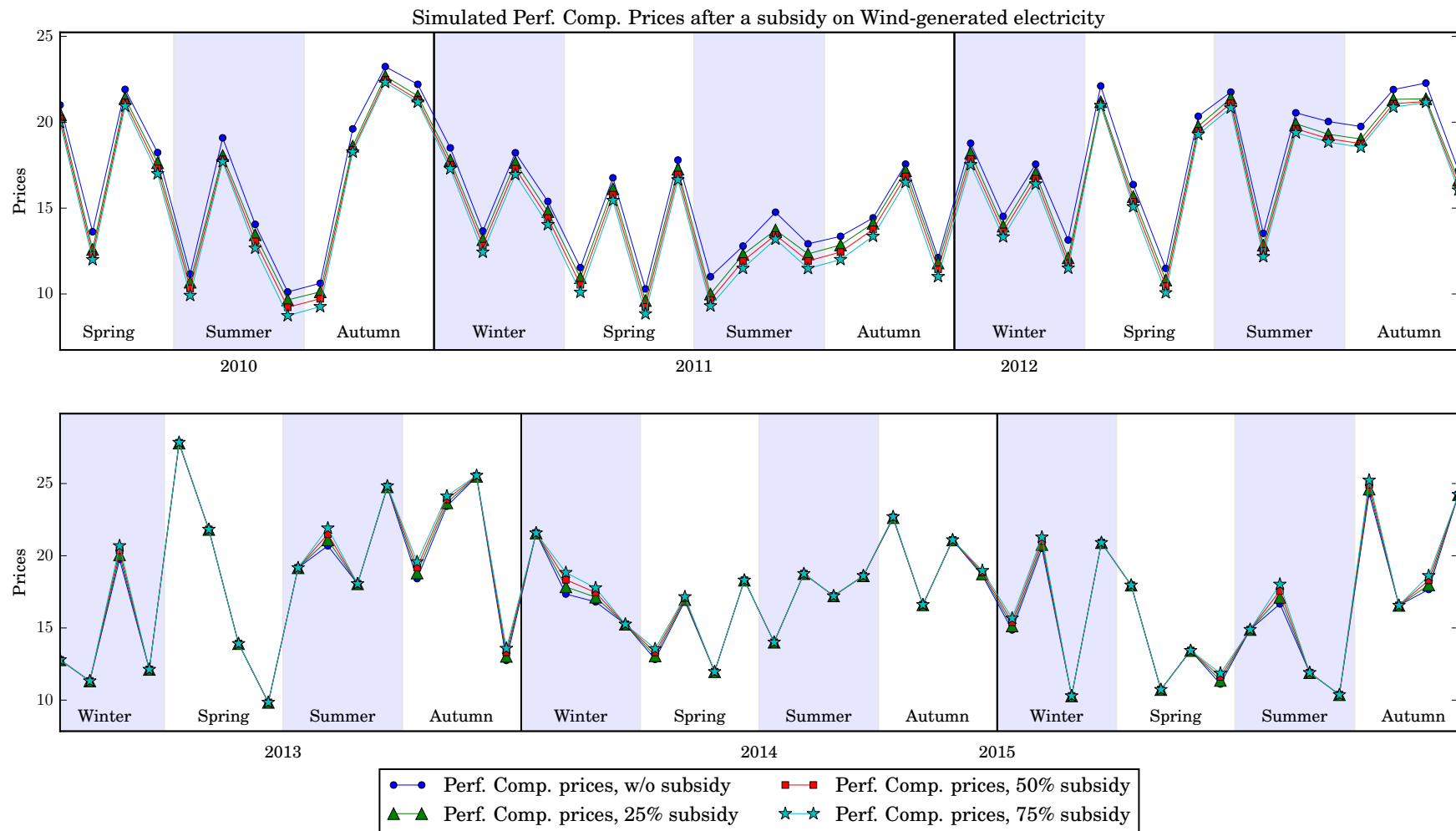


FIGURE 5.6 – Simulation des prix en Ontario, exemple d'une subvention sur l'éolien - Cas Concurrence Parfaite

5.4.2 Programme de phase-out

Le second groupe de politiques à analyser concerne les programmes de phase-out. Les phase-out consistent en la suppression progressive des moyens de production d'électricité pour certaines sources. Ces politiques s'inscrivent également dans l'effort actuel de protection environnementale. En effet, comme il en a déjà été fait mention dans l'introduction, l'Ontario s'est lancé en 2010 dans le phase-out de la production d'électricité au charbon. La production au charbon a été dans les faits largement remplacée par la production au gaz naturel et par l'hydroélectricité, dans cette partie, nous étudierons différentes propositions concernant un phase-out de la production au gaz naturel. Le gaz naturel a été choisi pour ce mémoire, car il est désormais la source d'énergie majeure la plus polluante de celles restantes, ainsi, il est plus probable qu'un potentiel phase-out touche cette source de production. En termes de remplacement, trois possibilités sont étudiées, l'hydroélectricité (de par son rôle dans le phase-out du charbon), le solaire et l'éolien (puisqu'ils ne génèrent aucune émission de gaz à effet de serre marginalement).

Phase-out du gaz naturel avec remplacement par l'hydroélectricité

Le phase-out de la production au gaz naturel par une capacité hydroélectrique (en suivant un ratio 1 MWh : 1MWh) est le premier scénario que l'on étudie dans cette partie. Il s'agit de remplacer chaque MWh de capacité de gaz naturel par un MWh d'hydroélectricité. Ce programme est simple, mais il faut néanmoins noter que seul le cas de la concurrence parfaite pourra être étudié ici. En effet, la majorité des actifs hydroélectriques sont sous contrats, et l'on peut supposer aisément que, au vu des investissements massifs que ce type de technologie demande, les régulateurs décident de fixer le prix pour ces nouveaux actifs. Ainsi, le modèle de Cournot développé dans ce mémoire ne pourra pas capter ces changements. Les deux modèles seront simulés, mais seul le modèle de concurrence parfaite pourra être utilisé à des fins de conclusions pratiques. Le tableau 5.4 nous montre donc des baisses conséquentes de prix dans ce type de politique. En particulier, on remarque qu'en concurrence parfaite, un remplacement de 75% du gaz naturel mènerait à une baisse de prix

de 81,1% environ. Il faut tenir en compte le fait que ce changement serait progressif au long des années que dure le phase-out, mais le résultat est relativement fort. Du côté de Cournot, soit un phase-out où les actifs hydroélectriques ne seraient nullement subventionnés ou garantis, on remarque également des baisses, moins fortes cependant (-7,7% et -11,4% lorsque le phase-out touche 25 et 50% de la capacité en gaz naturel respectivement). Ces effets sont attendus puisque l'on transforme une des sources les plus chères en une des moins chères. En pratique, on voit que les baisses dans le modèle de concurrence parfaite sont plus importantes qu'avec Cournot (sans garanties de prix) : cela montre que si l'effet se répercute dans tous les scénarios, il sera plus fort en temps de faible demande.

Phase-out du gaz naturel avec remplacement par l'éolien

La politique de remplacement du gaz naturel par l'énergie éolienne est tout à fait plausible dans le contexte ontarien actuel. En effet, la province a largement augmenté ses capacités de production par cette source dans les dernières années (voir ***). De plus, les programmes de FiT et micro-FiT montrent bien l'envie des régulateurs d'augmenter la capacité dans les sources renouvelables comme l'éolien et le solaire. Néanmoins, la capacité de gaz naturel à remplacer est massive (un phase-out de 75% équivaut à un retrait d'entre 5700 et 6200 MW environ). Les coûts reliés à ce genre d'investissement dans l'éolien serait également très important puisque les éoliennes ont un coût très élevé en capital, relativement à leur capacité de production. Ces considérations sont à garder en tête, bien que ce mémoire propose de continuer l'analyse sans en prendre compte. Dans cette politique, on remplace donc la capacité de production au gaz naturel par une capacité éolienne (en suivant un ratio 1 MWh :1MWh). Les résultats du tableau 5.4 sont similaires aux précédents, on constate en particulier que la baisse dans le cas de concurrence parfaite, et de Cournot, est moins forte. En effet, on retrouve une baisse de 62,2% des prix simulés en concurrence parfaite après un phase-out de 75%; la baisse dans le cas de Cournot est de 3,9% et 6,8% dans les phase-out de 25% et 50% (pour comparer avec la politique précédente). Les résultats sont ceux que l'on attend, les prix diminuent au fur et à mesure que le phase-out prend effet. On constate que l'effet sur les prix est plus faible qu'avec la

politique de remplacement par l'hydroélectricité pour deux raisons : l'éolien occupe moins de place que l'hydroélectricité et son coût marginal est plus élevé.

Phase-out du gaz naturel avec remplacement par l'énergie solaire

De la même manière que la politique précédente, simuler une politique de remplacement du gaz naturel par l'énergie solaire est tout à fait défendable dans le contexte actuel. En effet, l'énergie solaire fait aussi partie des sources qui ont un fort taux de croissance dans le marché, et elle est également touchée par le programme des FiT et micro-FiT. On remplace donc dans cette partie la capacité de production au gaz naturel par une capacité solaire (en suivant un ratio 1 MWh :1MWh). Le tableau 5.4 montre la baisse la plus forte des politiques jusqu'à présent. On observe en effet une baisse de 83,5% en concurrence parfaite après un phase-out de 75%; la baisse dans le cas de Cournot est de 11,8% et 18,0% dans les phase-out de 25% et 50% (pour comparer avec les deux politiques précédentes). Encore une fois, les résultats sont ceux que l'on attend puisque les prix diminuent au fur et à mesure que le phase-out prend effet. Cette fois-ci néanmoins, l'effet sur les prix est plus fort qu'avec la politique de remplacement par l'hydroélectricité. Si il est toujours vrai que l'hydroélectricité est plus importante que le solaire en termes de capacité, le coût marginal de l'énergie solaire étant nul, permet d'avoir un impact très fort sur les prix de marché.

Tableau des résultats

Encore une fois, le tableau des résultats (5.4) montre des dynamiques différentes pour les prix, selon le modèle de concurrence utilisé. Ce constat vient renforcer l'idée qu'il est important de pouvoir utiliser le modèle de concurrence à la Cournot en tandem avec le cadre de concurrence parfaite afin d'améliorer l'analyse de ces marchés. Pour revenir aux résultats en tant que tels, l'effet d'un phase-out du gaz naturel, qui serait un investissement massif à l'échelle de la province, n'a qu'un effet mitigé sur les prix en concurrence parfaite et quasi nul en concurrence à la Cournot. Ces résultats ne sont pas surprenants lorsque l'on étudie le phase-out du carbone qui a eu lieu entre 2010 et 2014 en Ontario. En effet,

comme il est possible de le voir dans le tableau 3.1, les prix volatils observés pendant le phase-out ont très peu évolué. De plus, il faut noter que la province a entre temps mis en place de plus en plus de programmes de garantie de prix (FiT et micro-FiT entre autres). Le cas des micro-FiT est d'autant plus intéressant qu'il favorise les petits producteurs et permettrait ainsi de réduire le pouvoir de marché des firmes dominantes et pousser le marché vers plus de concurrence, justement le type de modèle qui donne à ce genre de politiques un effet plus grand sur les prix. Ainsi, des recommandations de phase-out sur le gaz naturel doivent, d'après notre modèle, aller de pair avec des réglementations plus fortes sur le prix des ressources pour avoir un impact fort sur les prix.

Politique simulée		Référence	Phase-out de 25%	Phase-out de 50%	Phase-out de 75%
Remplacement par l'hydroélectricité					
Conc. Parfaite	Prix moyen	16,89	11,99	6,99	3,18
	<i>Écart-type</i>	(4,26)	(3,73)	(2,62)	(1,44)
Cournot	Prix moyen	42,77	39,46	37,91	NaN
	<i>Écart-type</i>	(6,66)	(4,07)	(2,38)	NaN
Remplacement par l'éolien					
Conc. Parfaite	Prix moyen	16,89	12,88	8,99	6,39
	<i>Écart-type</i>	(4,26)	(3,66)	(2,55)	(1,38)
Cournot	Prix moyen	43,11	41,43	40,19	35,82
	<i>Écart-type</i>	(6,98)	(6,52)	(4,61)	(1,63)
Remplacement par le solaire					
Conc. Parfaite	Prix moyen	16,92	12	6,88	2,79
	<i>Écart-type</i>	(4,24)	(3,85)	(2,91)	(1,88)
Cournot	Prix moyen	42,69	37,66	35	NaN
	<i>Écart-type</i>	(6,72)	(4,51)	(1,54)	NaN

TABLE 5.4 – Résultats des simulations pour différentes politiques environnementales autour du phase-out du gaz naturel

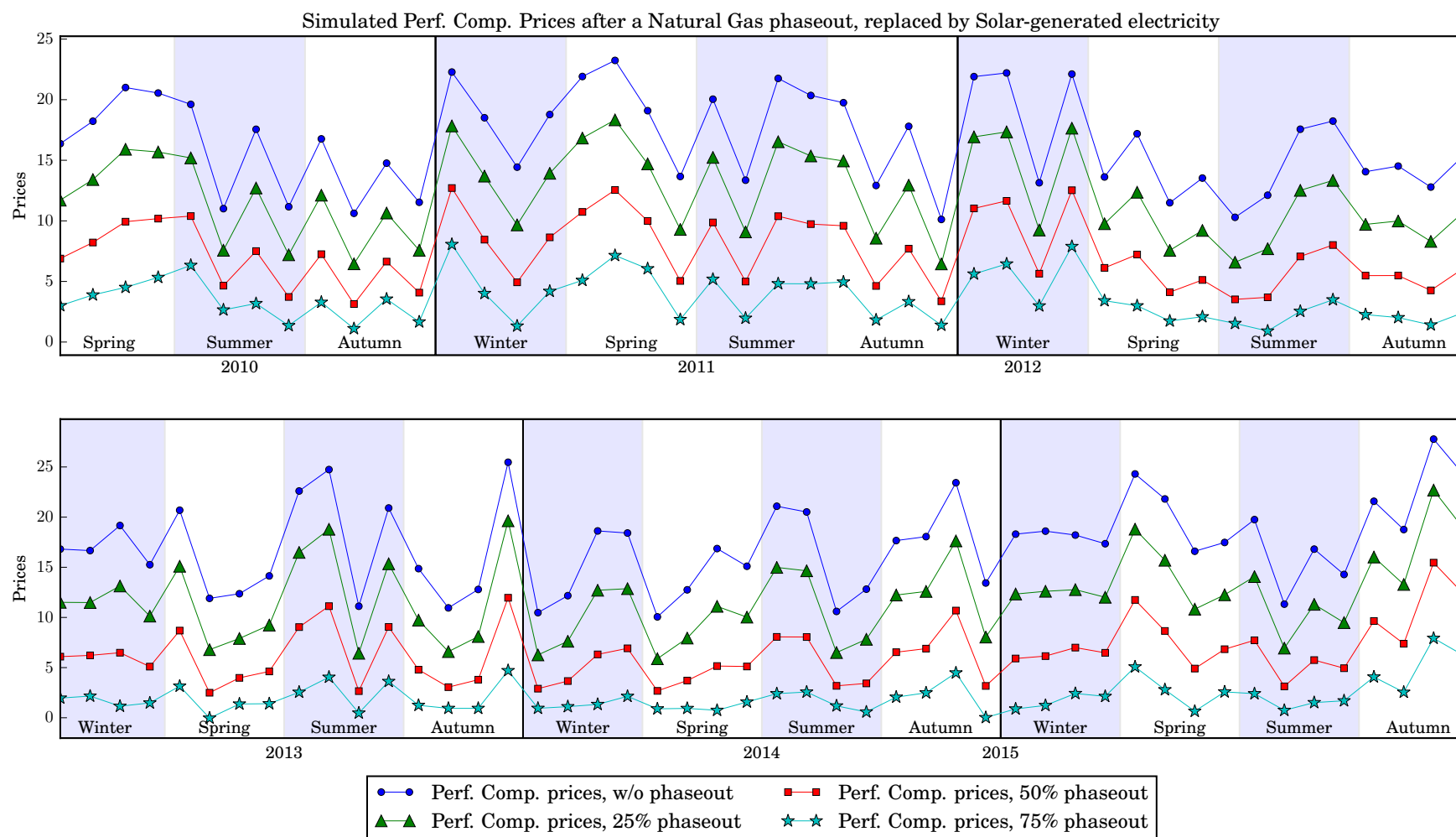


FIGURE 5.7 – Simulation des prix en Ontario, exemple d'un phase-out du gaz naturel remplacé par l'énergie solaire - Cas Concurrence Parfaite

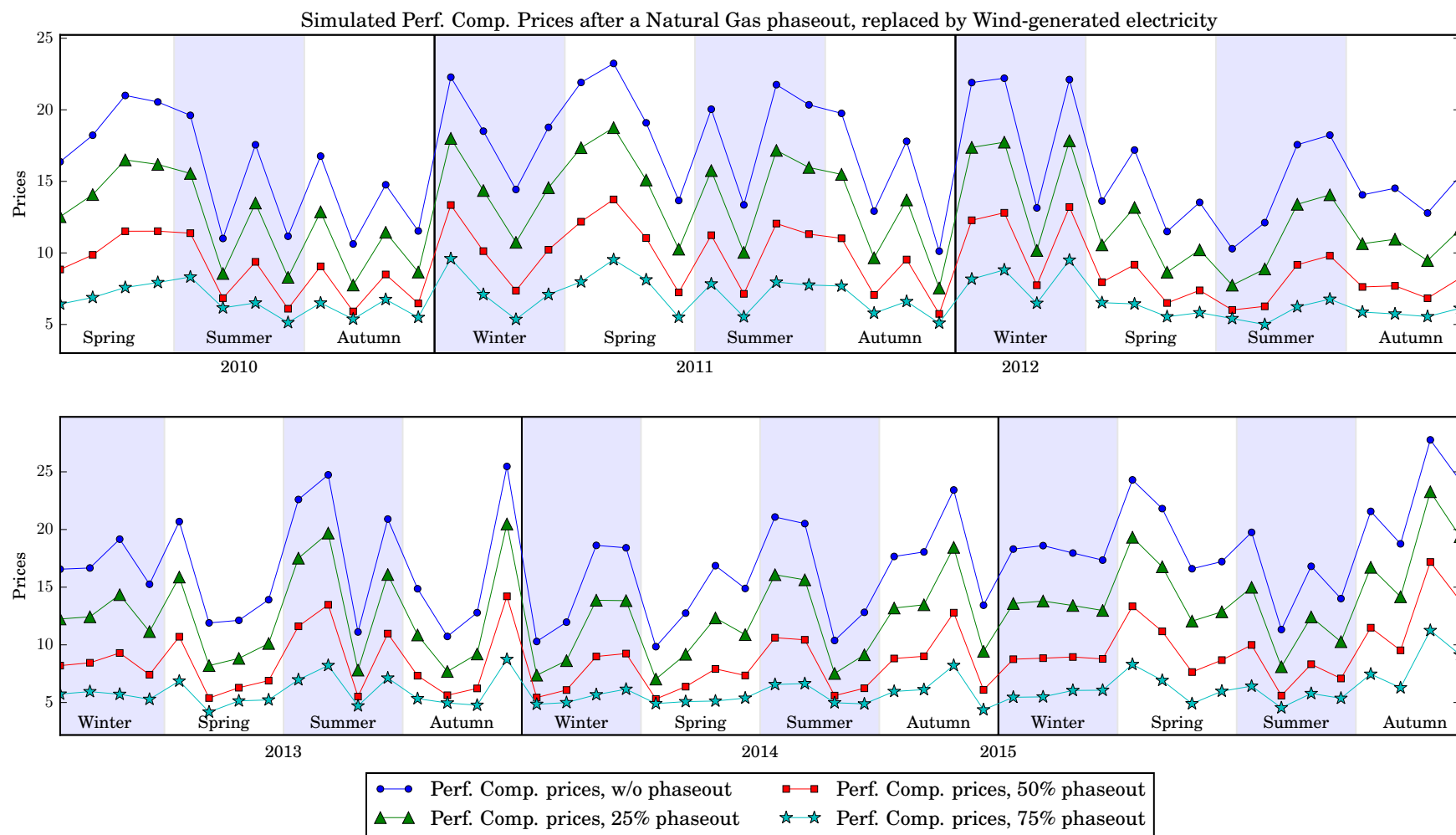


FIGURE 5.8 – Simulation des prix en Ontario, exemple d'un phase-out du gaz naturel remplacé par l'éolien - Cas Concurrence Parfaite

Chapitre 6

Conclusion

L'industrie ontarienne a longtemps été un monopole, mais les récents changements de réglementation ont eu pour but de libéraliser l'industrie et permettre la concurrence d'entrer sur le marché. En parallèle, un réel mouvement écologique a pris place dans le monde et implique de nouveaux questionnements quant aux marchés de production d'électricité. Ces deux changements sont reliés par la sphère de la régulation ; chaque loi, chaque règle qui a un impact sur la structure de marché ou sur l'environnement aura un effet sur l'autre. Ce mémoire étudie les effets de deux types de politiques environnementales qui pourraient être mises en place en Ontario : une politique de taxation ou subvention des énergies selon la source et une réglementation du portefeuille énergétique des firmes. Ces propositions sont étudiées sous la lentille de la concurrence parfaite, ainsi que de la concurrence à la Cournot pour identifier l'effet le plus plausible sur les prix en réalité.

L'intuition théorique sous-jacente est de retrouver un modèle théorique permettant de refléter la réalité du marché de l'Ontario. Nos résultats ont confirmé que, comme on le voit dans la littérature, le comportement des firmes en Ontario est borné par les deux modèles de concurrence cités ci-haut. Il est donc possible de déterminer le comportement des firmes ontariennes en fonction des conditions initiales du marché, grâce à ces modèles. Ainsi, en modifiant les conditions initiales, on peut utiliser ces modèles pour prévoir l'effet

de différentes politiques environnementales sur la structure du marché et en particulier sur les prix. Deux groupes de politiques ont été étudiés : les politiques de taxes sur les prix des sources d'énergie (le coût de produire de l'électricité) et les politiques sur le portefeuille énergétique (la technologie de production).

De ces résultats, il est possible de tirer deux conclusions importantes. Premièrement, le modèle de Cournot, différent du contexte de concurrence parfaite par le fait que les firmes possèdent un certain pouvoir de marché, est utile à l'analyse du marché ontarien. En effet, les dynamiques qu'il montre représentent bien les observations du marché, en particulier lorsque la demande est élevée. De plus, lors des simulations de politiques environnementales, les réactions aux chocs sont différentes et suggèrent d'autres directions que celles simulées en concurrence parfaite. Ainsi, ce mémoire ajoute une preuve supplémentaire à la littérature économique qui souligne l'importance d'utiliser le modèle de Cournot pour représenter les marchés d'électricité. Deuxièmement, nous avons identifié que l'effet de ces politiques ont un impact différent selon la source d'après deux facteurs : son prix de base, car il détermine à quel point les firmes veulent utiliser cette source et son importance dans le réseau actuel. Lorsque ces politiques affectent les sources peu utilisées, comme le gaz naturel, ou qui ne sont présentes qu'en faible capacité comme l'énergie éolienne, ces politiques sont moins efficaces que si elles touchaient l'énergie solaire ou hydroélectrique. En ce qui concerne les politiques de gestion du portefeuille énergétique, ce mémoire s'est concentré sur le phase-out du gaz naturel en proposant des stratégies de remplacement de la capacité de production. Encore une fois, on constate des différences dans les effets en fonction des sources, par les mêmes facteurs.

Bibliographie

Severin BORENSTEIN et James BUSHNELL : An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry. *Journal of Industrial Economics*, 47 (3):285–323, September 1999.

Severin BORENSTEIN, James BUSHNELL, Edward KAHN et Steven STOFT : Market power in california electricity markets. *Utilities Policy*, 5(3):219 – 236, 1995.

Severin BORENSTEIN, James BUSHNELL et Chris KNITTEL : Market Power in Electricity Markets : Beyond Concentration Measures. Staff General Research Papers Archive 31548, Iowa State University, Department of Economics, octobre 1999.

Martin BROMLEY : Degree days, understanding heating and cooling degree days, 2009. URL <http://www.degreedays.net/introduction>.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS : Brookfield Renewable, 2011 to 2015 Annual Reports, 2016.

David BROWN et Derek OLMSTEAD : Measuring market power and the efficiency of alberta's restructured electricity market : An energy-only market design. Working Papers 2015-14, University of Alberta, Department of Economics, 2015.

David P. BROWN et Andrew ECKERT : Analyzing the Impact of Electricity Market Structure Changes and Mergers : The Importance of Forward Commitments. Working Papers 2016-8, University of Alberta, Department of Economics, juin 2016.

BRUCE POWER : Bruce Power, 2011 to 2015 Annual Reports, 2016.

James B. BUSHNELL, Erin T. MANSUR et Celeste SARAVIA : Vertical arrangements, market structure, and competition : An analysis of restructured us electricity markets. *American Economic Review*, 98(1):237–66, March 2008.

Mark W. FRANKENA : Ferc must fix its electric utility merger policy. *The Electricity Journal*, 9(8):32 – 43, 1996. ISSN 1040-6190.

Talat GENC : Market power indices and wholesale price elasticity of electricity demand. Working Papers 1402, University of Guelph, Department of Economics and Finance, 2014.

The GLOBE et MAIL, 2017 : URL <https://beta.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/ottawa-to-announce-coal-phase-out-aims-for-virtual-elimination-by-2030/>.

Barry C. HARRIS et Mark W. FRANKENA : Ferc’s acceptance of market-based pricing : An antitrust analysis. *The Electricity Journal*, 5(5):38–51, 1992.

IESO : 2014 electricity production, consumption, price and dispatch data, 2014. URL <http://ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data/2014>.

IESO : 2015 year-end data : Electricity production, consumption, price and dispatch data, 2015a. URL <http://ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data/2015>.

IESO : A progress report on contracted electricity supply, 4th quarter 2014, 2015b. URL <http://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document%20Library/contracted-electricity-supply/Progress-Report-Contracted-Supply-Q42014>.

IESO : Fit overview, 2017a. URL <http://www.ieso.ca/en/sector-participants/feed-in-tariff-program/overview>.

IESO : How the wholesale electricity price is determined, 2017b.

- IESO : Markets and related programs : Real-time energy market, 2017c.
- IESO : Markets and related programs : Transmission rights market, 2017d.
- IESO : Markets and related programs : Transmission rights market, 2017e.
- IESO : A progress report on contracted electricity supply - 4th quarter 2016. Rapport technique, mars 2017f.
- IESO : Public data online, 2017g. URL <http://reports.ieso.ca/public/>.
- IESO : Transmission-connected generation, 2017h. URL <http://ieso.ca/en/power-data/supply-overview/transmission-connected-generation>.
- Edward KAHN, Shawn BAILEY et Luis PANDO : Simulating electricity restructuring in california : Interactions with the regional market. *Resource and Energy Economics*, 19(1):3 – 28, 1997. ISSN 0928-7655.
- Paul D. KLEMPERER et Margaret A. MEYER : Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty. *Econometrica*, 57(6):1243–1277, 1989.
- Mark G. LIJESSEN : The real-time price elasticity of electricity. *Energy Economics*, 29(2):249 – 258, 2007.
- MACLEAN's : Ontario won't phase out natural gas for home heating. 2017. URL <http://www.macleans.ca/politics/ontario-wont-phase-out-natural-gas-for-home-heating-wynne/>.
- Adrian MORROW : Ontario to move forward with carbon-pricing plan this spring. 2015. URL <http://www.theglobeandmail.com/news/politics/ontario-to-unveil-carbon-pricing-plan-this-spring/article22446114/>.
- NAVIGANT : Marginal cost of wind and solar pv electricity generation, 2015.
- OEB : Regulated price plan price report : November 1, 2010 to october 31, 2011, 2010.

OEB : Regulated price plan price report : May 1, 2012 to april 30, 2013, 2012.

ONTARIO POWER GENERATION : Ontario Power Generation, 2011 to 2015 Annual Reports, 2016.

ONTARIO.CA, 2017 : URL <https://www.ontario.ca/page/cap-and-trade-ontario>.

QUANDL : Natural gas (henry hub) physical futures, continuous contract (ng1) (front month), 2017a. URL https://www.quandl.com/data/CHRIS/CME_NG1.

QUANDL : Uranium price data, 2017b. URL https://www.quandl.com/data/ODA/PURAN_USD-Uranium-Price.

Tech TRADE : Unit conversion data, 2017. URL http://www.uranium.info/unit_conversion_table.php.

Annexe A

Détail du calcul des coûts marginaux

A.1 Coût marginal de l'énergie éolienne

Le rapport de Navigant (2015), pour l'IESO indique que l'énergie éolienne ne possède pas de coût marginal de carburant (ce qui est logique) et un coût de VO&M entre 8,00\$/MWh et 14,4\$/MWh.

A.2 Coût marginal du gaz naturel

On utilise ici le NREL Cost Report publié par la firme Black and Veatch en février 2012. Le rapport identifie trois technologies pour produire de l'électricité avec le gaz naturel : Combustion Turbine, Combined-cycle et Combined-cycle with Carbon Capture. Le coût variable d'opération et de maintenance (VO&M) varie entre 3,67 US\$/MWh et 29,9 US\$/MWh (projeté fixe entre 2010 et 2015). Lorsque l'on convertit ces valeurs en dollars canadiens, on obtient entre 4,95 et 40,4 \$/MWh. Pour le coût marginal, le rapport indique qu'il faut entre 6705 Btu et 10390 Btu pour produire un kWh d'électricité. D'après les données historiques sur les contrats à terme provenant de la base de données Quandl Quandl (2017a), le prix moyen pour un million de Btu (MBtu) de gaz naturel était en

moyenne de 3,16 US\$/MBtu, soit environ 4,26\$/MBtu après conversion. Ainsi, on peut récupérer le coût marginal de la production au gaz naturel en \$/MWh grâce à la formule :

$$\bar{c} = \text{Prix en \$/MBtu} \cdot \text{Taux MBtu/MWh} = 4.26 \cdot 10.39 = 44.26\$/MWh$$

$$\underline{c} = \text{Prix en \$/MBtu} \cdot \text{Taux MBtu/MWh} = 4.26 \cdot 6.705 = 28.56\$/MWh$$

A.3 Coût marginal du charbon

D'après la même méthode de calcul que dans la section ci-dessus : le coût variable d'opération et de maintenance (VO&M) varie entre 3,71 US\$/MWh et 6,02 US\$/MWh (également projeté fixe entre 2010 et 2015). Lorsque l'on convertit ces valeurs en dollars canadiens, on obtient entre 5,00 et 8,12 \$/MWh. Pour le coût marginal, le rapport indique qu'il faut entre 9370 Btu et 12600 Btu pour produire un kWh d'électricité. D'après les données historiques sur les contrats à terme provenant de la base de données Quandl ?, le prix moyen pour un million de Btu (MBtu) de gaz naturel était en moyenne de 67,43 US\$/short ton, soit environ 90,96\$/short ton après conversion. Or, une short ton de charbon équivaut à 22 400 000 Btu (sources) ce qui donnerait entre 1778 kWh et 2391 kWh. Ainsi, on peut récupérer le coût marginal de la production au gaz naturel en \$/MWh grâce à la formule :

$$\underline{c} = \text{Prix en \$/short ton} \cdot \text{Taux short ton/MWh} = 90.96 \cdot 0.1778 = 16.17\$/MWh$$

$$\bar{c} = \text{Prix en \$/short ton} \cdot \text{Taux short ton/MWh} = 90.96 \cdot 0.2391 = 21.75\$/MWh$$

A.4 Coût marginal de l'hydroélectricité

Dans le rapport du NREL, on retrouve directement le coût variable d'opération et de maintenance à 6 US\$/MWh, soit environ 8\$/MWh après conversion en dollars canadien. Aucun coût marginal n'est rapporté comme c'est le cas dans la plupart des analyses. En effet, le passage de l'eau n'implique aucun coût marginal. Néanmoins, nous suggérons au

lecteur intéressé de se renseigner quant à l'existence des coûts liés à la décision temporelle. Ces coûts proviendrait du fait que le stock d'eau d'un barrage hydroélectrique soit limité. Ainsi, les agents doivent prendre une décision quant à l'utilisation maintenant ou plus tard de cette ressource : cela crée un coût d'opportunité qui peut être quantifiable.

A.5 Coût marginal de l'énergie nucléaire

Encore une fois, on se sert du rapport du NREL et du même type de formule que dans le cas du gaz naturel. Ici, aucun coût variable d'opération et de maintenance n'est rapporté : on le considère nul. En ce qui concerne le prix du carburant, on a le taux MBtu/MWh qui est de 9,72 MBtu/MWh. D'après la base de données Quandl ODA Quandl (2017b), on apprend que le prix de l'uranium (U308) était en moyenne de 40,77 US\$/lb, soit environ 54,99\$/lb après conversion en dollars canadiens. D'après une autre source Trade (2017), on apprend que une livre d'uranium produit 180 MBtu. Cela équivaut alors à un prix d'environ 2,97\$/MWh pour l'énergie nucléaire.

A.6 Coût marginal de l'énergie solaire

Le rapport du NREL indique que l'énergie solaire ne génère aucun coût marginal, soit un coût de VO&M nul et un coût de carburant nul. Ce n'est pas surprenant au vu de la nature de cette énergie qui fonctionne grâce au soleil.

Annexe B

Transformation de la demande totale en demande résiduelle

On rappelle que le but de cette annexe est de montrer que notre résultat en ..., vient bien de la théorie. En particulier, lorsque l'on part du fait que la demande résiduelle $q_{ON,t}$ est égale à la demande totale du système, moins la partie contractée, moins la partie dédiée à la marge concurrentielle et moins la partie importée (au net), on obtient :

$$\begin{aligned} q_{ON,t} &= (1 - f) \cdot (m \cdot Q_{tot,t} - q_{imp,t}) \\ \Leftrightarrow q_{ON,t} &= (1 - f) \cdot (m \cdot Q_{tot,t} - \sum_{g \in G} (\alpha_{g,t} + \beta_g \cdot p_{ON,t})) \end{aligned}$$

Soit $A_t = \sum_{g \in G} \alpha_{g,t}$ et $\beta = \sum_{g \in G} \beta_g$, on a alors :

$$\begin{aligned} q_{ON,t} &= (1 - f) \cdot (m \cdot Q_{tot,t} - A_t) - (1 - f) \cdot \beta \cdot p_{ON,t} \\ \Leftrightarrow (1 - f) \cdot \beta \cdot p_{ON,t} &= (1 - f) \cdot (m \cdot Q_{tot,t} - A_t) - q_{ON,t} \\ \Leftrightarrow p_{ON,t} &= \frac{(1 - f) \cdot (m \cdot Q_{tot,t} - A_t) - q_{ON,t}}{(1 - f) \cdot \beta} \\ \Leftrightarrow p_{ON,t} &= \frac{(m \cdot Q_{tot,t} - A_t)}{\beta} - \frac{q_{ON,t}}{(1 - f) \cdot \beta} \end{aligned}$$

Ce résultat est celui que l'on retrouve simplifié dans notre partie de Modèle.

Annexe C

Résultats de la régression

Manitoba	Échantillon "avant"		Échantillon "après"	
	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)
p_{ON}	—	-0.776*** (0.108)	—	0.220*** (0.0366)
HDD_g	0.0498 (0.0787)	1.390*** (0.277)	-0.599*** (0.116)	0.816*** (0.227)
CDD_g	0.0848 (0.362)	4.080*** (1.122)	-0.453 (0.589)	-2.152** (1.038)
HDD_g^2	-0.000142 (0.00208)	-0.00969 (0.00760)	0.0118*** (0.00290)	-0.0387*** (0.00583)
CDD_g^2	0.00509 (0.0582)	-0.334** (0.170)	0.0357 (0.102)	-0.0763 (0.175)
HDD_g^3	-8.20×10^{-6} (1.64×10^{-5})	-5.87×10^{-5} (6.18×10^{-5})	-8.23×10^{-5} *** (2.13×10^{-5})	0.000416 *** (4.43×10^{-5})
CDD_g^3	-0.00154 (0.00262)	0.00507 (0.00709)	-0.00151 (0.00502)	0.00721 (0.00845)
Weekday	4.095*** (0.349)	-10.33*** (1.465)	5.005*** (0.571)	-1.507 (1.157)
HDD_{ON}	-0.717*** (0.110)	—	0.640*** (0.117)	—
CDD_{ON}	2.710*** (0.367)	—	1.178** (0.495)	—
HDD_{ON}^2	0.0262*** (0.00434)	—	-0.0379*** (0.00452)	—
CDD_{ON}^2	-0.194*** (0.0550)	—	0.0829 (0.0838)	—
HDD_{ON}^3	-0.000189*** (5.07×10^{-5})	—	0.000751*** (4.88×10^{-5})	—
CDD_{ON}^3	0.00766*** (0.00229)	—	-0.00418 (0.00401)	—
Constant	21.85*** (1.299)	90.06*** (4.531)	20.35*** (1.824)	32.65*** (3.023)
N	23040	—	26280	—
Uncentered R^2	0.208	0.394	0.219	0.196
Underid. Test (KPLM)		1002***		1130***
Weak id. Test (KP Wald F)		194***		222***
Hansen J-stat		16.94***		293***

TABLE C.1 – Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, Manitoba

Michigan	Échantillon "avant"		Échantillon "après"	
	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)
p_{ON}	—	1.692 (1.310)	—	14.61*** (1.286)
HDD_g	-0.587*** (0.138)	-4.934* (2.920)	-0.0891 (0.199)	-30.03*** (3.638)
CDD_g	-0.339 (0.265)	-9.949 (6.338)	1.026* (0.558)	-42.32*** (7.444)
HDD_g^2	0.0283*** (0.00581)	0.271** (0.123)	0.0139* (0.00739)	1.307*** (0.157)
CDD_g^2	0.00902 (0.0260)	-2.167*** (0.687)	-0.191*** (0.0679)	3.160*** (0.842)
HDD_g^3	-0.000315*** (7.31×10^{-5})	-0.00713*** (0.00149)	-8.49×10^{-5} (7.98×10^{-5})	-0.0183*** (0.00197)
CDD_g^3	0.00121 (0.000769)	0.0699*** (0.0212)	0.0104*** (0.00248)	-0.135*** (0.0324)
Weekday	4.118*** (0.347)	-241.7*** (9.931)	4.841*** (0.572)	-33.81*** (9.705)
HDD_{ON}	-0.317** (0.138)	—	0.847*** (0.152)	—
CDD_{ON}	1.876*** (0.381)	—	0.894 (0.624)	—
HDD_{ON}^2	0.0108* (0.00561)	—	-0.0476*** (0.00622)	—
CDD_{ON}^2	-0.0760 (0.0555)	—	0.165 (0.102)	—
HDD_{ON}^3	-5.24×10^{-5} (6.62×10^{-5})	—	0.000758*** (6.99×10^{-5})	—
CDD_{ON}^3	0.00250 (0.00230)	—	-0.0120** (0.00486)	—
Constant	23.58*** (1.336)	355.2*** (40.31)	9.243*** (1.787)	-877.5*** (31.67)
N	23040	—	26256	—
Uncentered R^2	0.214	0.655	0.220	0.7546
Underid. Test (KPLM)		435***		189***
Weak id. Test (KP Wald F)		77***		32***
Hansen J-stat		334***		19***

TABLE C.2 – Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, Michigan

Minnesota	Échantillon "avant"		Échantillon "après"	
	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)
p_{ON}	—	0.282*** (0.0729)	—	0.236*** (0.0282)
HDD_g	0.399*** (0.105)	-0.808*** (0.225)	0.141 (0.158)	1.157*** (0.172)
CDD_g	0.867*** (0.242)	-2.579*** (0.552)	-1.366*** (0.481)	-0.941 (0.634)
HDD_g^2	-0.0125*** (0.00347)	-0.00452 (0.00766)	-0.00557 (0.00471)	-0.0343*** (0.00501)
CDD_g^2	-0.0688*** (0.0230)	0.0517 (0.0536)	0.154*** (0.0531)	0.176** (0.0724)
HDD_g^3	0.000112*** (3.46×10^{-5})	0.000168** (7.76×10^{-5})	7.26×10^{-5} * (4.17×10^{-5})	0.000240*** (4.35×10^{-5})
CDD_g^3	0.00246*** (0.000641)	-0.00270* (0.00151)	-0.00358** (0.00170)	-0.00954*** (0.00237)
Weekday	4.027*** (0.347)	-7.089*** (0.819)	5.339*** (0.571)	-1.211* (0.708)
HDD_{ON}	-0.866*** (0.113)	—	0.645*** (0.121)	—
CDD_{ON}	1.436*** (0.370)	—	2.470*** (0.542)	—
HDD_{ON}^2	0.0316*** (0.00450)	—	-0.0372*** (0.00470)	—
CDD_{ON}^2	-0.0626 (0.0544)	—	-0.143 (0.0901)	—
HDD_{ON}^3	-0.000241*** (5.27×10^{-5})	—	0.000713*** (5.06×10^{-5})	—
CDD_{ON}^3	0.00373* (0.00225)	—	0.00539 (0.00424)	—
Constant	21.39*** (1.253)	32.66*** (2.724)	12.12*** (1.913)	-30.90*** (2.137)
N	23040	—	26280	—
Uncentered R^2	0.212	0.191	0.218	0.267
Underid. Test (KPLM)		718***		881***
Weak id. Test (KP Wald F)		134***		170***
Hansen J-stat		89***		220***

TABLE C.3 – Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, Minnesota

New York	Échantillon "avant"		Échantillon "après"	
	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)
p_{ON}	—	20.61*** (1.057)	—	7.118*** (0.662)
HDD_g	-0.0584 (0.139)	9.978*** (3.351)	1.051*** (0.218)	-5.983* (3.491)
CDD_g	-0.399 (0.268)	22.07*** (7.497)	0.549 (0.496)	-1.093 (6.529)
HDD_g^2	0.00194 (0.00698)	-0.905*** (0.165)	-0.0490*** (0.0102)	0.433** (0.179)
CDD_g^2	0.0772*** (0.0272)	-4.302*** (0.827)	0.0101 (0.0537)	-0.943 (0.671)
HDD_g^3	1.74×10^{-5} (0.000106)	0.00778*** (0.00241)	0.000900*** (0.000137)	-0.0134*** (0.00268)
CDD_g^3	-0.00237*** (0.000809)	0.106*** (0.0257)	0.000575 (0.00172)	0.0164 (0.0203)
Weekday	4.131*** (0.347)	-31.69*** (10.82)	4.578*** (0.570)	3.197 (7.409)
HDD_{ON}	-0.606*** (0.123)	—	0.463*** (0.132)	—
CDD_{ON}	2.243*** (0.368)	—	1.300** (0.537)	—
HDD_{ON}^2	0.0232*** (0.00498)	—	-0.0275*** (0.00537)	—
CDD_{ON}^2	-0.151*** (0.0542)	—	-0.00985 (0.0893)	—
HDD_{ON}^3	-0.000175*** (5.95×10^{-5})	—	0.000517*** (6.00×10^{-5})	—
CDD_{ON}^3	0.00617*** (0.00226)	—	-0.00128 (0.00427)	—
Constant	22.35*** (1.293)	-790.3*** (37.15)	6.808*** (1.778)	-896.1*** (23.07)
N	23040	—	26280	—
Uncentered R^2	0.209	0.453	0.224	0.8293
Underid. Test (KPLM)		623***		259***
Weak id. Test (KP Wald F)		114***		45.8***
Hansen J-stat		30.4***		83.7***

TABLE C.4 – Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, New-York

Québec	Échantillon "avant"		Échantillon "après"	
	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)	1st-stage (p_{ON})	2nd-stage ($q_{imp,g}$)
p_{ON}	—	31.48*** (1.205)	—	5.064*** (0.636)
HDD_g	0.604*** (0.0895)	-0.0511 (4.496)	-0.637*** (0.133)	-8.338*** (1.805)
CDD_g	1.793* (0.990)	-100.8* (51.53)	1.977*** (0.687)	-13.58 (8.329)
HDD_g^2	-0.0193*** (0.00227)	0.0993 (0.110)	0.0406*** (0.00425)	0.634*** (0.0612)
CDD_g^2	-0.737** (0.336)	35.69** (15.65)	-0.468*** (0.130)	5.263*** (1.576)
HDD_g^3	0.000161*** (1.73×10^{-5})	-0.00239*** (0.000833)	-0.000440*** (3.82×10^{-5})	-0.0111*** (0.000567)
CDD_g^3	0.0680** (0.0285)	-3.150*** (1.217)	0.0284*** (0.00662)	-0.201** (0.0832)
Weekday	4.150*** (0.348)	250.8*** (15.15)	5.681*** (0.571)	246.7*** (9.653)
HDD_{ON}	-0.854*** (0.109)	—	1.048*** (0.141)	—
CDD_{ON}	2.584*** (0.357)	—	0.640 (0.600)	—
HDD_{ON}^2	0.0363*** (0.00439)	—	-0.0703*** (0.00549)	—
CDD_{ON}^2	-0.150*** (0.0541)	—	0.171* (0.0965)	—
HDD_{ON}^3	-0.000328*** (5.20×10^{-5})	—	0.00116*** (5.88×10^{-5})	—
CDD_{ON}^3	0.00607*** (0.00226)	—	-0.00915** (0.00445)	—
Constant	17.91*** (1.367)	-2,287*** (71.57)	10.04*** (1.468)	-442.4*** (24.16)
N	23040	—	26280	
Uncentered R^2	0.212	0.2141	0.223	0.410
Underid. Test (KPLM)		853***		342***
Weak id. Test (KP Wald F)		167***		63***
Hansen J-stat		353***		144***

TABLE C.5 – Résultats de la régression avec V.I. pour l'offre d'import. nettes, Québec

Annexe D

Résultats graphiques de la simulation

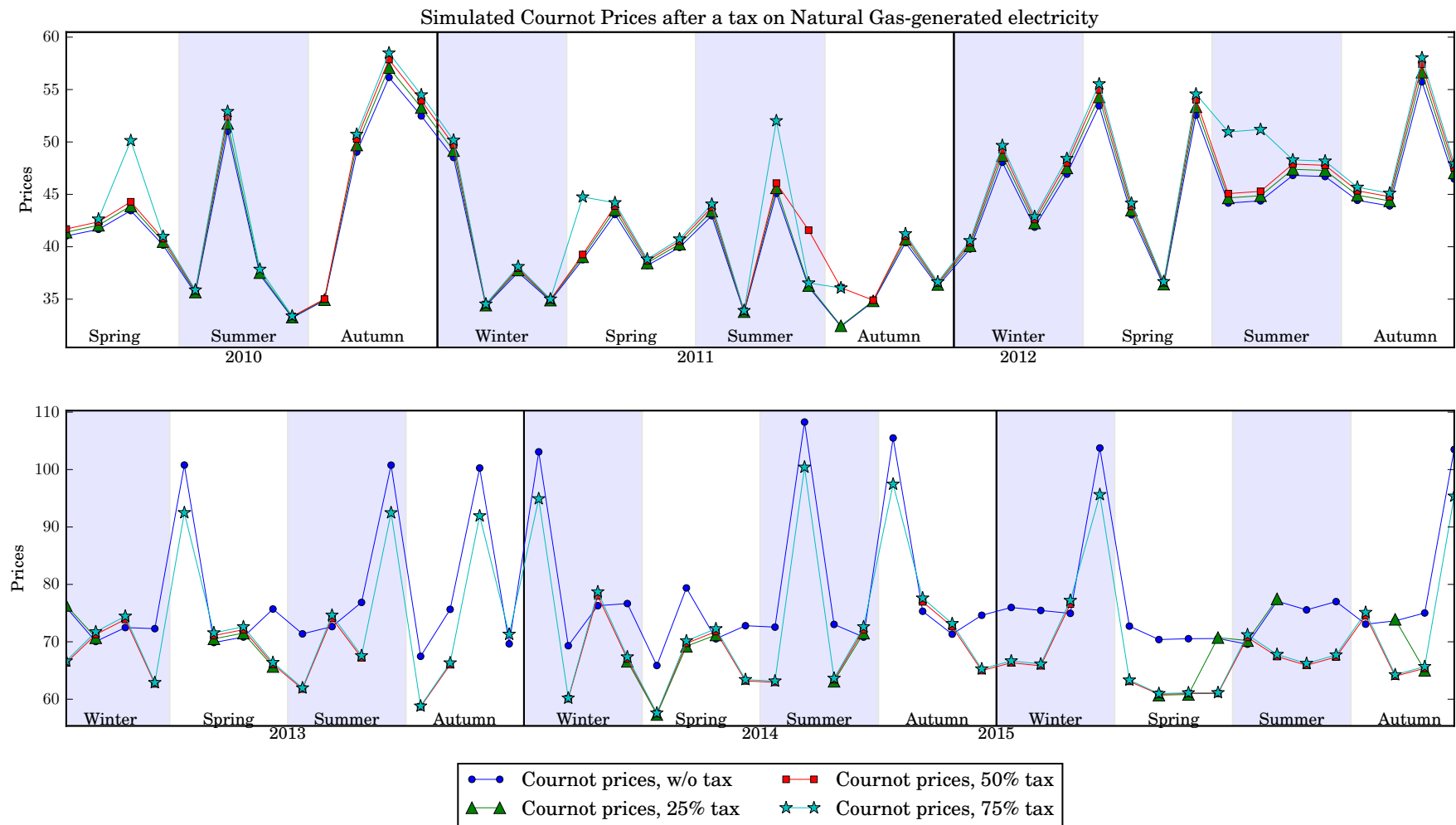


FIGURE D.1 – Simulation des prix en Ontario, suite à une taxe sur le gaz naturel - Cas Cournot

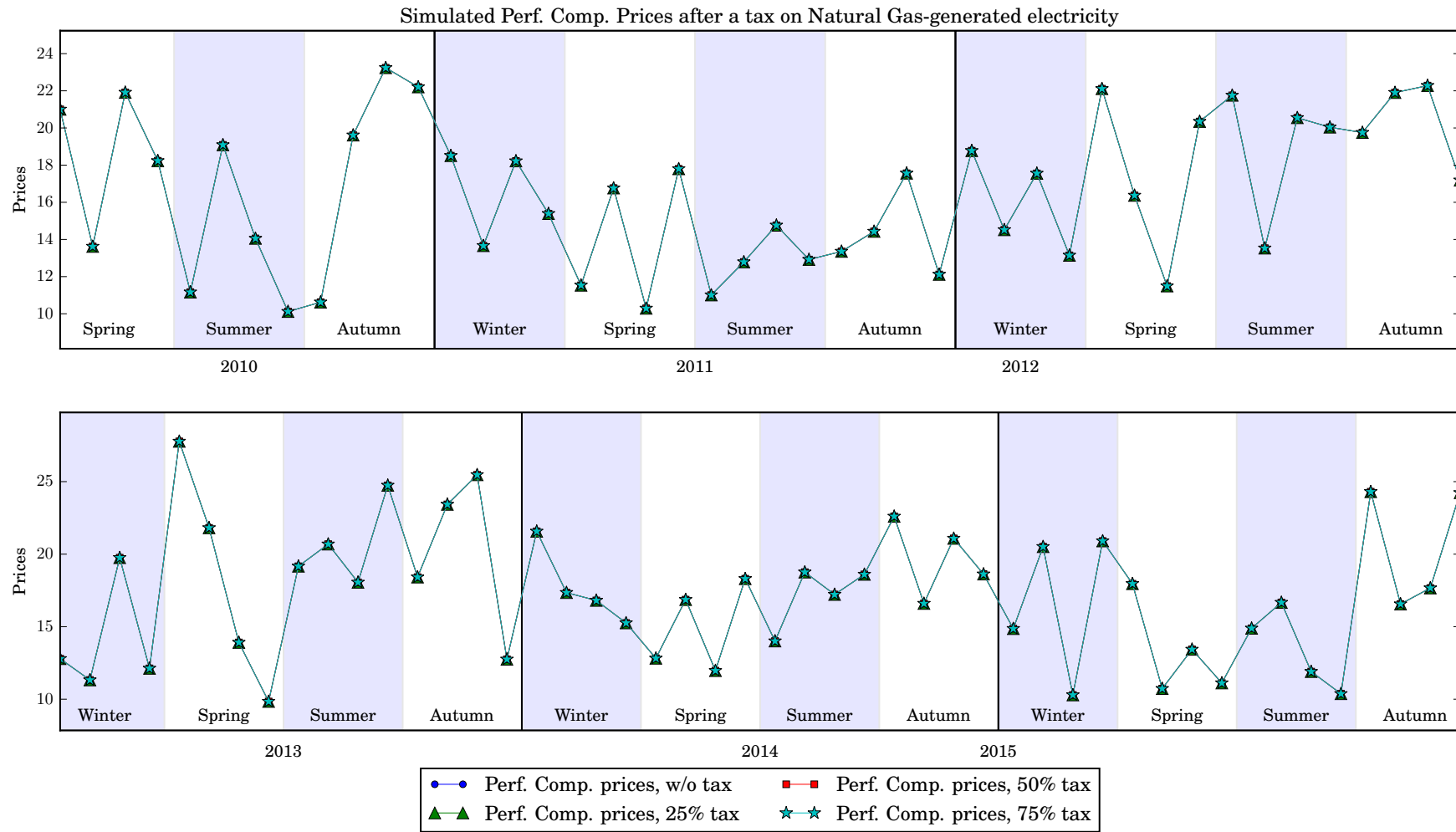


FIGURE D.2 – Simulation des prix en Ontario, suite à une taxe sur le gaz naturel - Cas Concurrence Parfaite

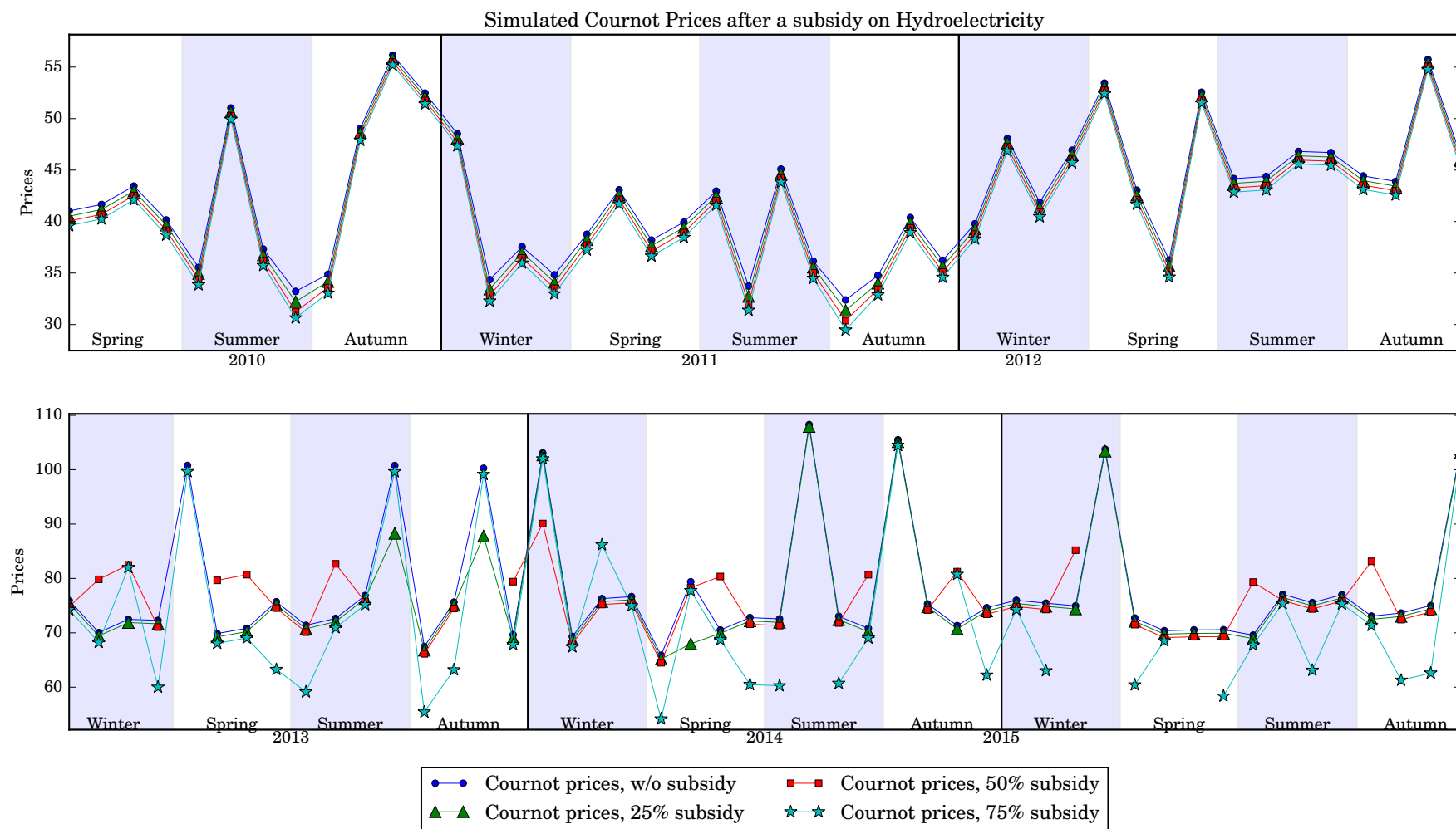


FIGURE D.3 – Simulation des prix en Ontario, exemple de la subvention sur l'hydroélectricité - Cas Cournot

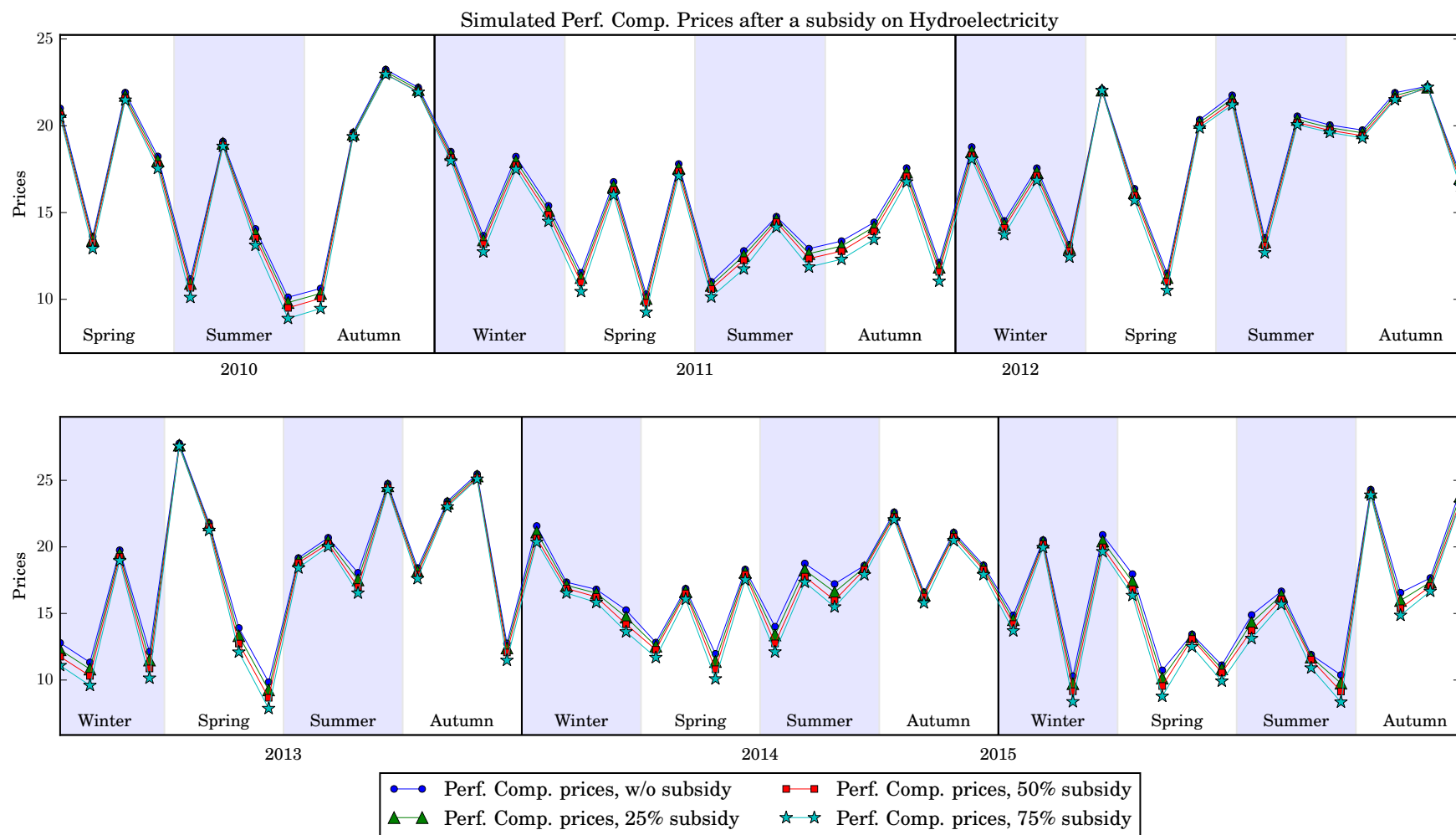


FIGURE D.4 – Simulation des prix en Ontario, exemple de la subvention sur l'hydroélectricité - Cas Concurrence Parfaite

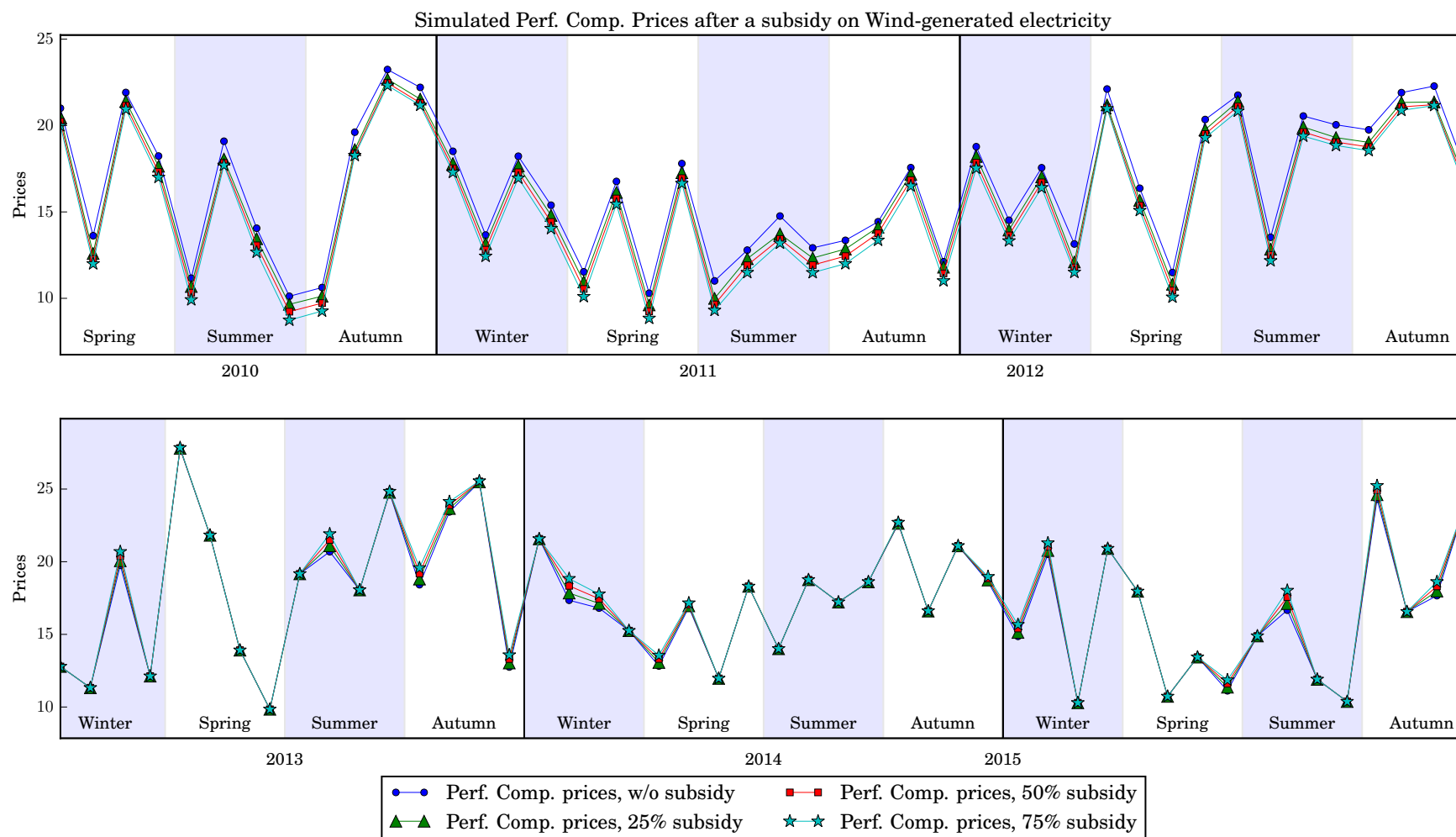


FIGURE D.5 – Simulation des prix en Ontario, suite à une subvention sur l'éolien - Cas Concurrence Parfaite

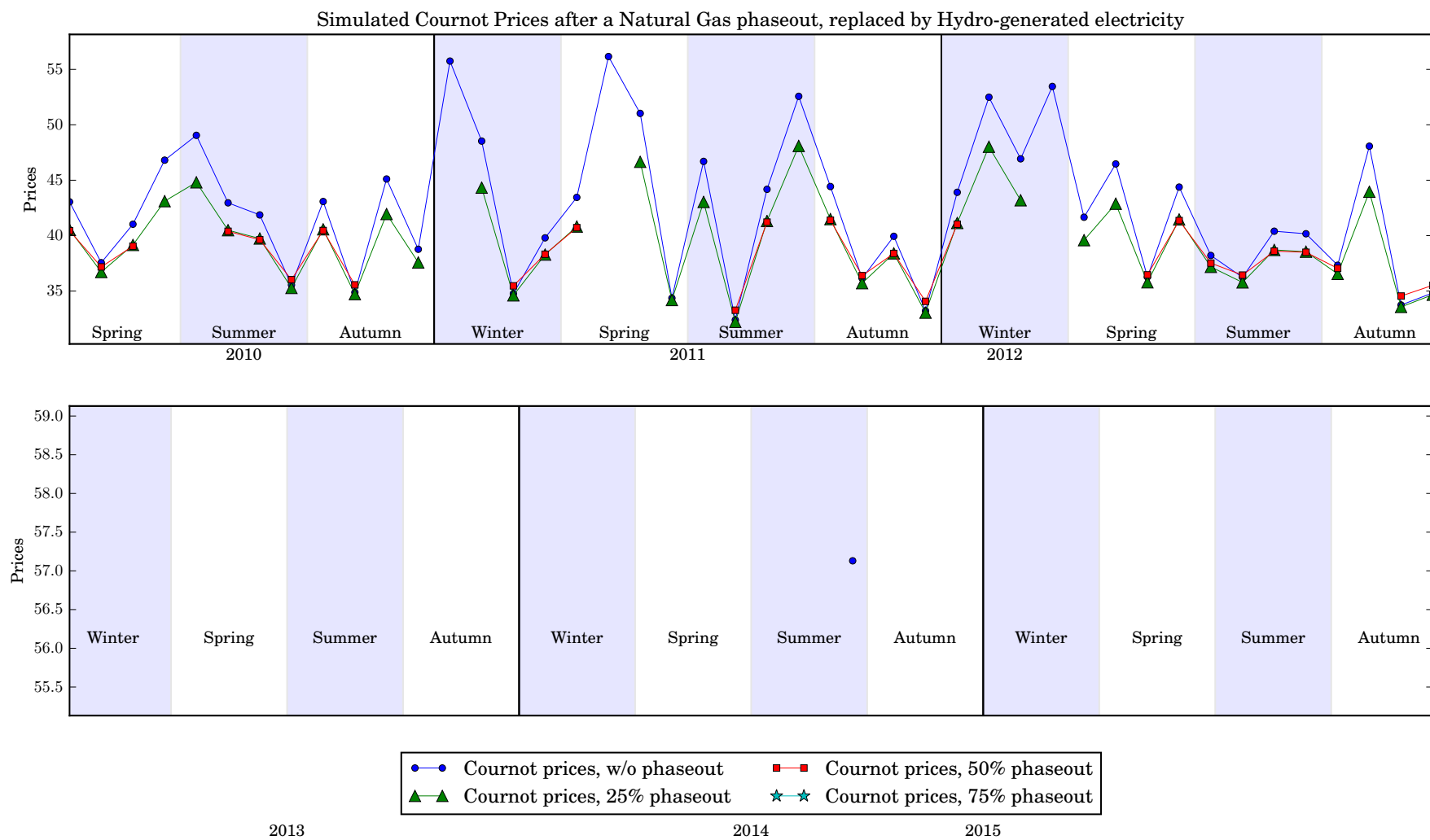


FIGURE D.6 – Simulation des prix en Ontario, suite à un phase-out du gaz naturel remplacé par l'hydroélectricité - Cas Cournot

Simulated Perf. Comp. Prices after a Natural Gas phaseout, replaced by Hydro-generated electricity

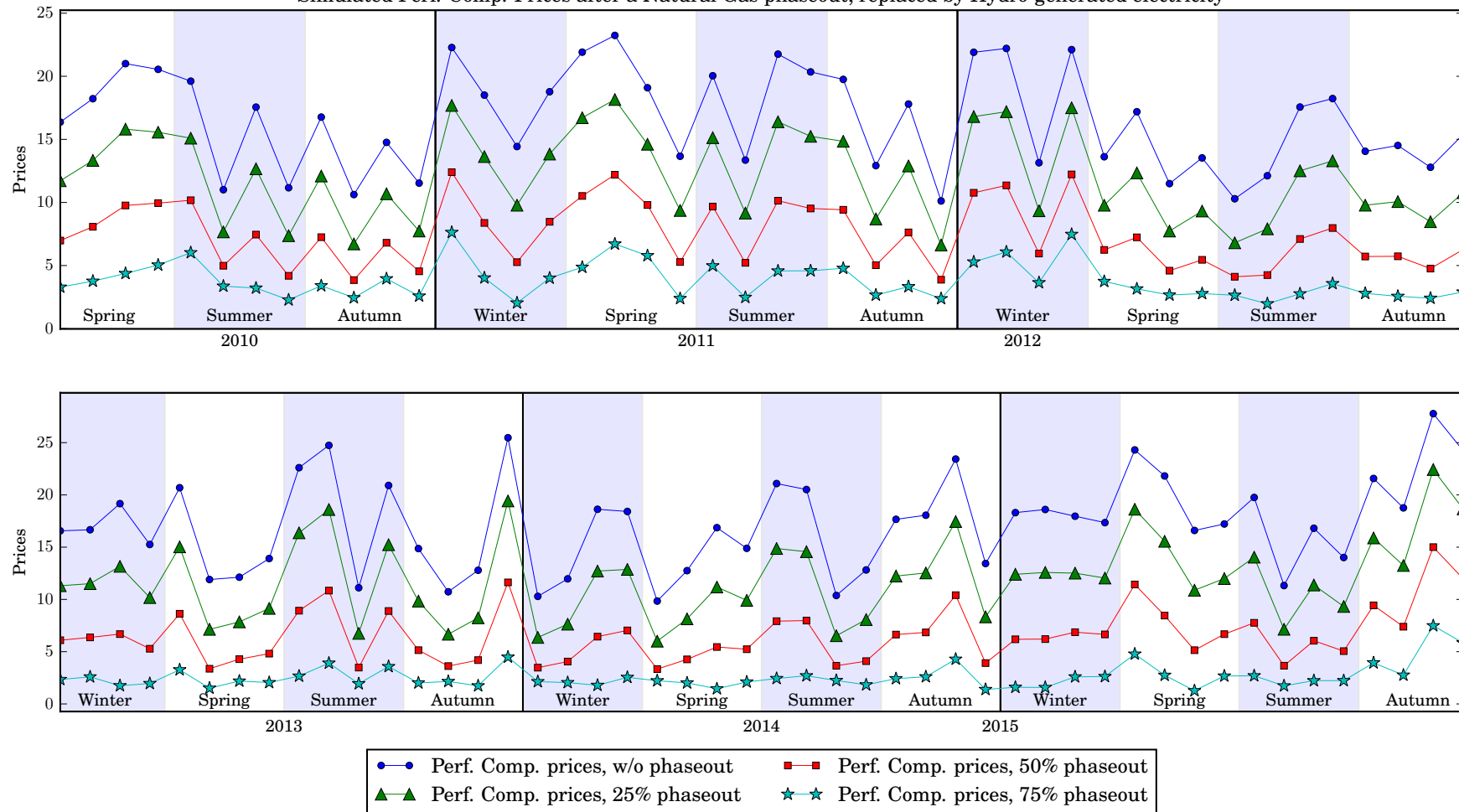


FIGURE D.7 – Simulation des prix en Ontario, suite à un phase-out du gaz naturel remplacé par l'hydroélectricité - Cas Concurrence Parfaite

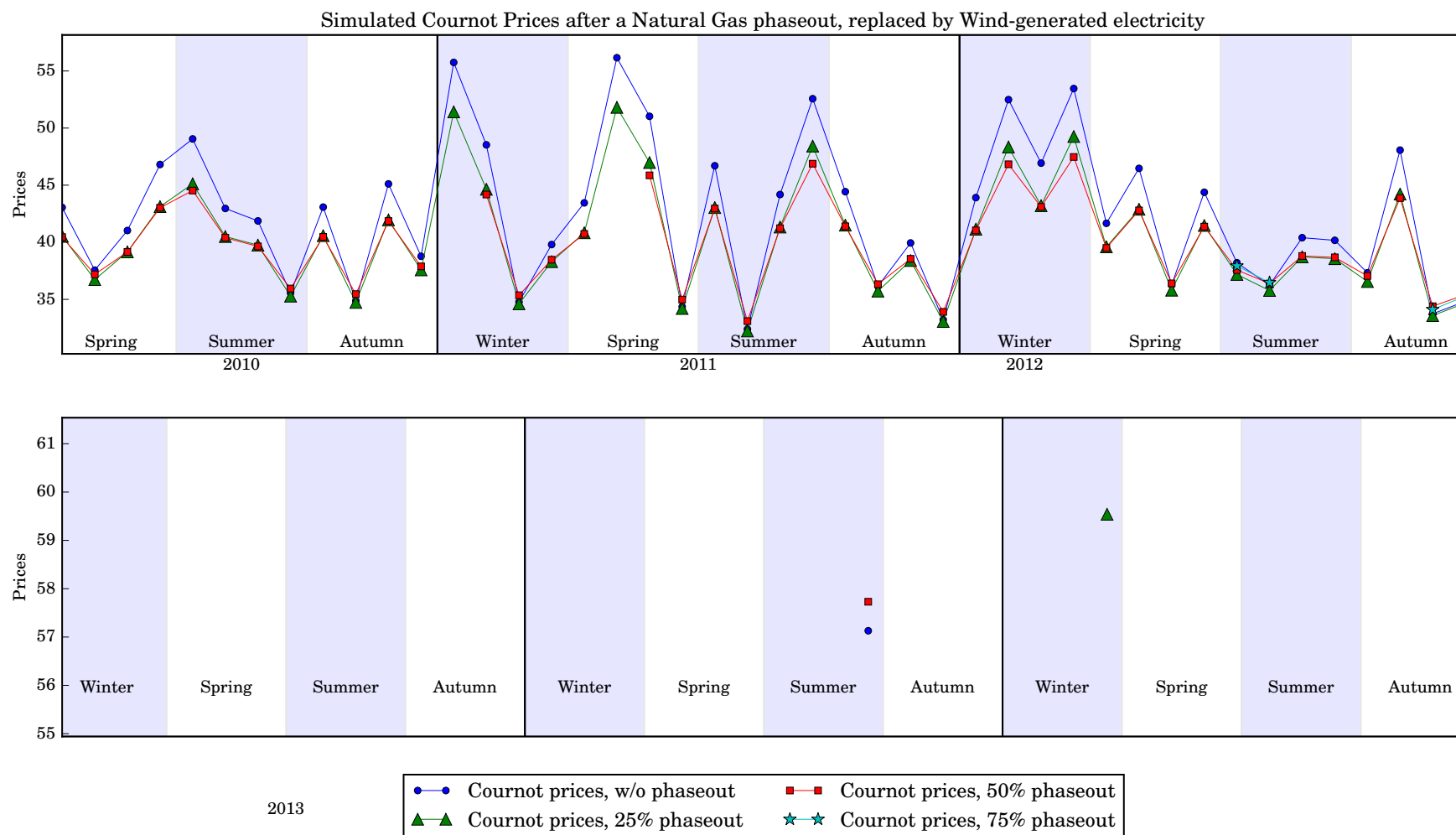


FIGURE D.8 – Simulation des prix en Ontario, exemple d'un phase-out du gaz naturel remplacé par l'éolien - Cas Cournot

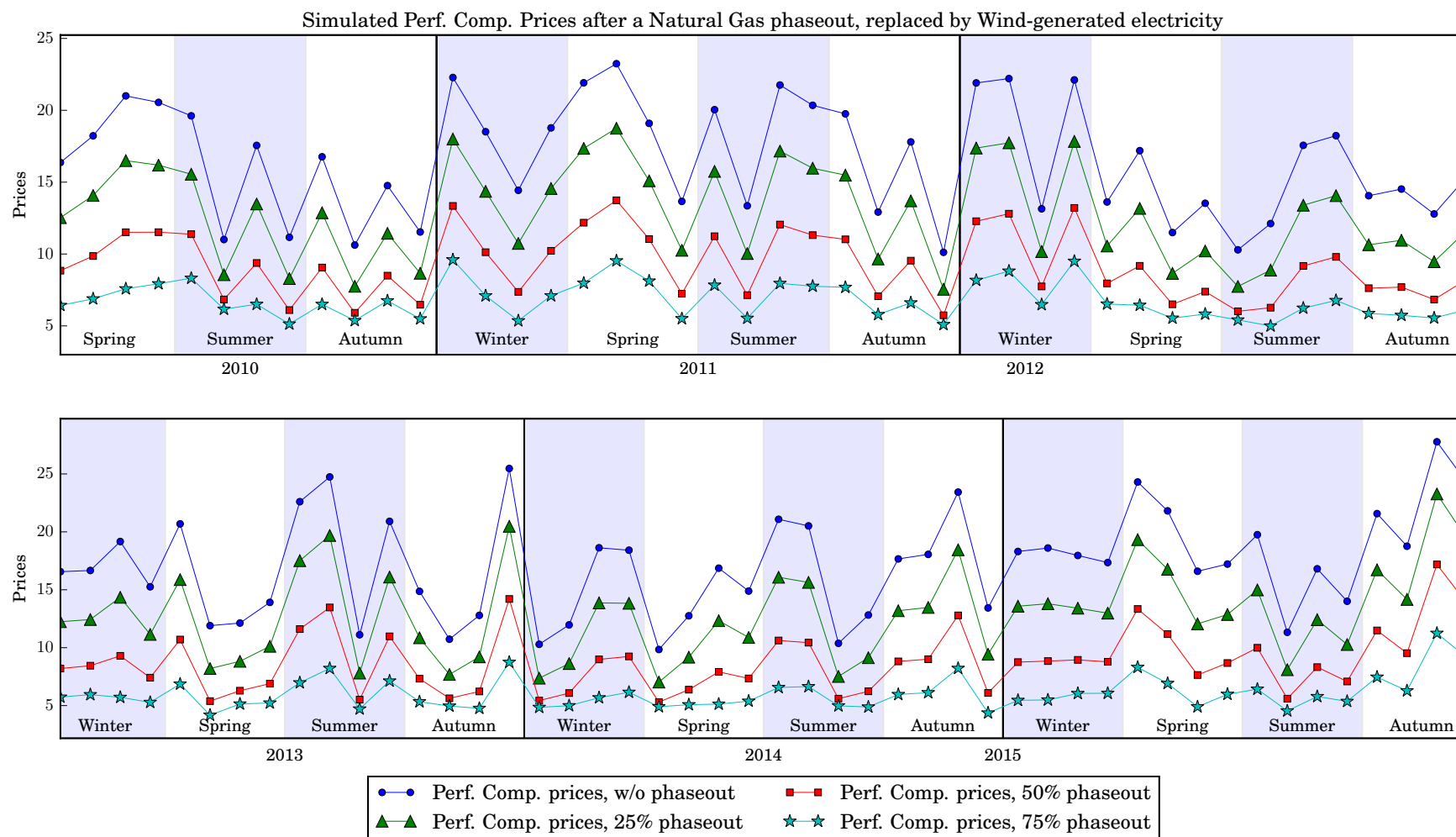


FIGURE D.9 – Simulation des prix en Ontario, exemple d'un phase-out du gaz naturel remplacé par l'éolien - Cas Concurrence Parfaite

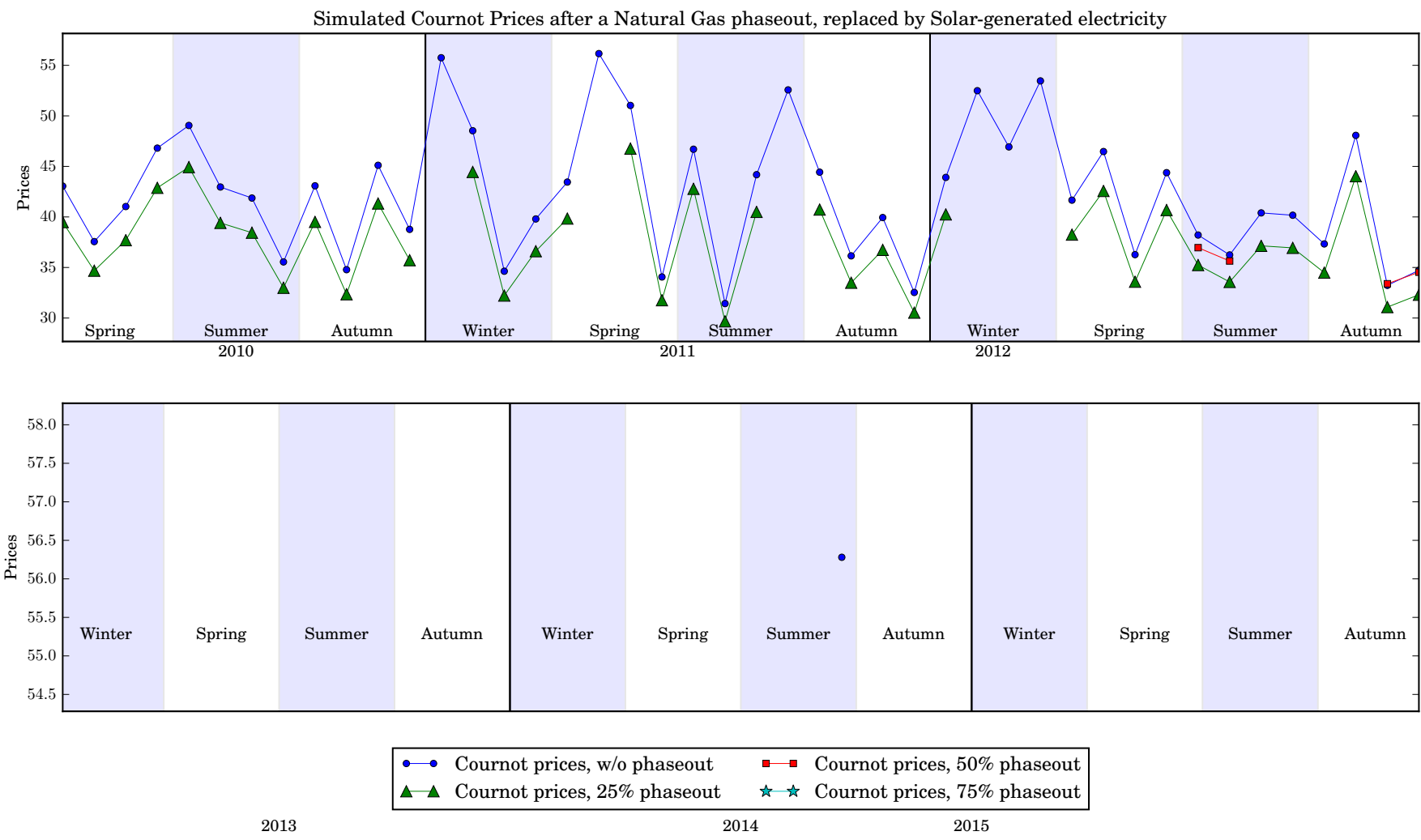


FIGURE D.10 – Simulation des prix en Ontario, suite à un phase-out du gaz naturel remplacé par le solaire - Cas Cournot

Simulated Perf. Comp. Prices after a Natural Gas phaseout, replaced by Solar-generated electricity

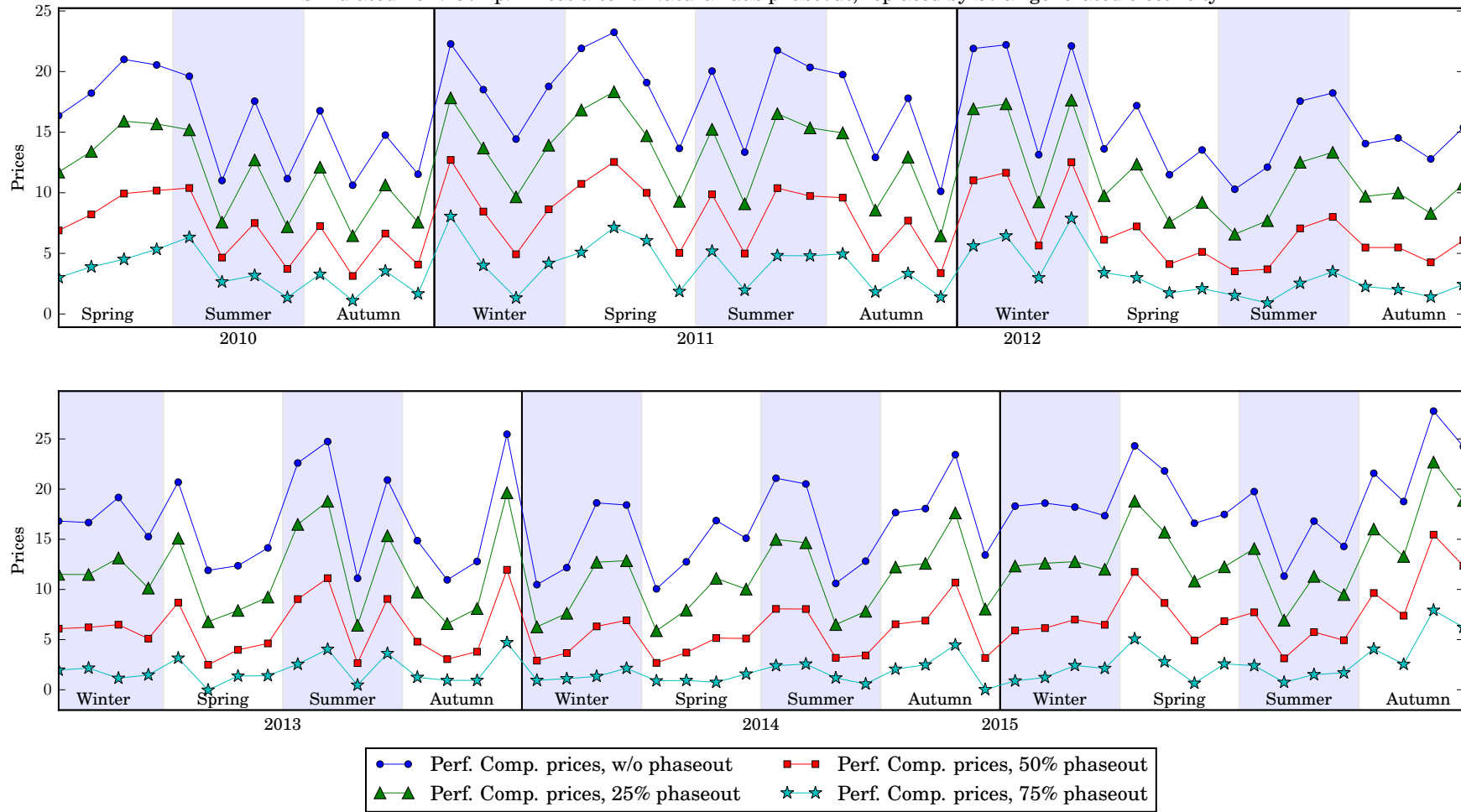


FIGURE D.11 – Simulation des prix en Ontario, suite à un phase-out du gaz naturel remplacé par le solaire - Cas Concurrence Parfaite