

## *Vouloir payer plus cher l'énergie*

**Pierre-Olivier Pineau**

Professeur titulaire

Département des sciences de la décision

2 décembre 2014

### ***Pierre-Olivier Pineau***

Diplômé de HEC Montréal en méthodes quantitatives de gestion (B.A.A., 1992, Ph.D., 2000) et de l'Université de Montréal en philosophie (M.A., 1994), il est professeur au Département des sciences de la décision à HEC Montréal depuis 2006. Il est titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie depuis décembre 2013. Spécialiste des politiques énergétiques, notamment du secteur de l'électricité, ses recherches portent sur l'intégration des marchés de l'électricité au Canada et dans le monde, ainsi que sur les approches optimales pour équilibrer production et consommation d'énergie.

Il a travaillé en Finlande, au Pérou et au Cameroun sur les questions de politiques énergétiques. Avant d'entrer à HEC Montréal, il a été professeur à l'Université Concordia en 2000-2001 et à l'Université de Victoria (Colombie-Britannique) de 2001 à 2006.



Promus titulaires, les professeurs de HEC Montréal sont invités à donner un discours inaugural, appelé *leçon inaugurale*, à l'intention de la communauté universitaire. Dans le cadre de cette leçon, les professeurs font part de leurs réflexions sur leur carrière et sur la pratique de la gestion.



# VOULOIR PAYER PLUS CHER L'ÉNERGIE

## TABLE DES MATIÈRES

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Introduction.....</b>  | <b>5</b>  |
| <b>I. Les décisions stratégiques d'investissement dans un marché de l'électricité ouvert à la concurrence .....</b> | <b>6</b>  |
| <b>II. Les réformes du secteur de l'électricité dans les pays en développement .....</b>                            | <b>9</b>  |
| <b>III. Les impacts d'une plus grande intégration régionale des marchés de l'électricité .....</b>                  | <b>13</b> |
| <b>Conclusion .....</b>   | <b>16</b> |
| <b>Bibliographie .....</b>  | <b>17</b> |



## Introduction

Le secteur de l'énergie ne s'est imposé à moi qu'une fois mon doctorat entamé. Je m'intéressais depuis mon B.A.A. à la prise de décision et à la rationalité qu'on pouvait y trouver. Pour ma maîtrise en philosophie, j'ai exploré le sens que l'on donnait à la «rationalité». Je ramène maintenant ce sens à l'usage cohérent des préférences et des croyances : si les décisions et les actions résultent logiquement de la combinaison des préférences et des croyances, alors décisions et actions sont rationnelles. Arrivé au doctorat, sous la direction de Michèle Breton et Georges Zaccour, il a fallu trouver un domaine d'application à mon champ d'intérêt pour l'étude de la prise de décision. Celui de l'énergie, et de l'électricité en particulier, a rapidement retenu mon attention. C'était en 1996. La Californie entreprenait la déréglementation de son marché de l'électricité (c'est-à-dire l'ouverture à une concurrence entre producteurs), en suivant des modèles inspirés de pays précurseurs : la Grande-Bretagne ou la Norvège. Au Canada, l'Alberta et l'Ontario créaient aussi des «bourses de l'électricité», où un équilibre entre l'offre et la demande est redéfini toutes les cinq minutes, entraînant un prix différent pour chacune de ces périodes. Ces prix sont ensuite transformés en prix horaire... que les consommateurs rationnels sont censés prendre en considération dans leurs choix.

Je trouvais fascinante cette décision publique consistant à transformer complètement un secteur. Des arguments économiques entraient évidemment en jeu, mais des considérations environnementales et sociales étaient aussi présentes. Une telle transformation du secteur de l'électricité est-elle réellement bonne du point de vue de l'efficacité économique? Est-elle susceptible de produire plus de pollution ou moins de pollution? Des conséquences malheureuses pour certains groupes de la population pourraient-elles survenir – par exemple, une exposition à des niveaux de prix et à des fluctuations de prix trop grandes pour des ménages à faible revenu?

Devant un tel intérêt sur le plan universitaire, comportant des ramifications économiques, sociales et environnementales, mais surtout une vraie problématique de recherche sur la gestion du secteur de l'énergie que l'on peut résumer en une question : «Est-ce une bonne chose d'ouvrir le marché de l'électricité à la concurrence?», je n'ai pas hésité longtemps. Je me suis engouffré dans l'étude du secteur de l'énergie. Je n'en suis pas sorti depuis. Et cela me rend par ailleurs très heureux.

Je n'ai toujours pas trouvé de réponse entièrement satisfaisante à cette question de recherche. Par contre, mes préférences ont évolué : j'étais au début très sceptique quant aux avantages, économiques et autres, qui devaient découler de la concurrence dans le secteur de l'électricité. Je suis maintenant davantage sceptique

à l'égard du maintien du *statu quo* (tel que globalement maintenu au Québec), surtout en ce qui a trait au niveau du prix de l'électricité.

Le titre de ma leçon inaugurale est «Vouloir payer plus cher l'énergie». Pourquoi? Parce que c'est sans doute la conclusion rationnelle de l'agencement de mes préférences et de mes croyances. Ainsi, je préfère un monde où l'on consomme moins d'énergie (tout en maintenant notre qualité de vie), et il m'apparaît que le prix est un déterminant de nos choix de consommation. Lorsque je combine ces deux prémisses, j'en arrive à me dire que je veux payer plus cher l'énergie.

Tout en espérant vous convaincre de vouloir, vous aussi, payer plus cher l'énergie, je vous propose de m'accompagner : nous allons refaire mon parcours de recherche depuis 2000, l'année de ma première publication dans une revue universitaire. Ce parcours, je le divise en trois grands pans : d'abord, l'étude des décisions stratégiques d'investissement dans un marché de l'électricité ouvert à la concurrence; ensuite, les réformes du secteur de l'électricité dans les pays en développement; enfin, les impacts d'une plus grande intégration régionale des marchés de l'électricité.

## **I. Les décisions stratégiques d'investissement dans un marché de l'électricité ouvert à la concurrence**

La principale différence entre un marché de l'électricité ouvert à la concurrence et un marché traditionnel réglementé est le fait que, dans le premier, la décision d'investissement dans de nouvelles centrales de production relève uniquement des investisseurs, et non d'un organisme réglementaire qui approuve, ou non, des investissements. Ainsi, dans une structure réglementaire traditionnelle, la compagnie chargée de la distribution d'électricité valide les besoins en électricité auprès de l'organisme réglementaire (la Régie de l'énergie, au Québec). Si, pour répondre à ces besoins, une nouvelle centrale de production est requise, alors la compagnie de distribution signe un contrat d'approvisionnement à long terme avec un producteur. Le producteur, lorsqu'il investit dans une nouvelle centrale, le fait donc sur la base de ce contrat approuvé par l'organisme réglementaire. Cela lui offre une garantie de rentabilité. Le producteur ne prend de cette façon aucun risque : que sa centrale soit utilisée ou non, il sera rémunéré. Un parfait exemple de cette situation est la centrale de cogénération de TransCanada à Bécancour, d'une capacité de 550 mégawatts (MW). Lorsque cette centrale a été approuvée en 2003 par la Régie de l'énergie pour répondre à des besoins prévus par Hydro-Québec Distribution (HQD), TransCanada s'est engagée à construire une centrale qui serait au service d'Hydro-Québec pour 20 ans, à partir de 2006. La demande réelle d'électricité s'avérant plus basse que celle prévue par HQD, cette centrale n'est plus utilisée depuis 2008. Pour TransCanada, cela ne pose aucun problème, puisque

son contrat avec HQD lui garantit le paiement de revenus suffisants pour couvrir les frais de construction et d'exploitation, incluant un rendement de l'investissement. HQD paie ainsi environ 150 millions de dollars chaque année depuis 2008 pour garder cette centrale fermée. Ce sont évidemment des coûts approuvés par la Régie de l'énergie qui se retrouvent dans la facture d'électricité des consommateurs.

Dans un secteur ouvert à la concurrence, TransCanada aurait pris seule le risque d'investissement. Le prix qu'elle aurait obtenu pour sa production aurait été fixé par le marché, selon l'offre (qui se matérialise par l'ensemble de la capacité de production en service) et la demande (qui prend forme à travers la propension des consommateurs à payer pour de l'électricité). Si la demande d'électricité s'était avérée trop faible, HQD n'aurait simplement pas acheté l'électricité pour les consommateurs, et TransCanada se serait retrouvée avec une perte. Dans cette configuration de marché, le risque d'investissement est pris par l'investisseur, plutôt que par le consommateur, comme dans le modèle réglementé.

Une dimension stratégique dans les investissements émerge rapidement : si un trop grand nombre d'investisseurs ajoutent de la capacité de production, alors l'offre se fait très abondante et les prix baissent, ce qui mine la rentabilité des investissements. Si les investisseurs ajoutent peu de capacité, l'offre restreinte fait monter les prix, de même que leurs profits. Les profits élevés devraient attirer, en théorie, d'autres investisseurs s'intéressant à une telle perspective. Dans le secteur électrique cependant, malgré des coûts d'investissement qui ont baissé dans les années 1990 (avec l'avènement des centrales au gaz naturel à cycle combiné), l'entrée dans le secteur de la production n'a jamais été une chose facile. Ainsi, les investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité sont restés limités, même si l'ouverture du secteur à la concurrence, liée à cette baisse des coûts d'investissement, devait favoriser l'arrivée des investisseurs.

Mes recherches ont donné lieu à quatre articles sur ce sujet de l'investissement dans le secteur de l'électricité. Les deux premiers articles sont issus de ma thèse et ont été rédigés avec Pauli Murto et Georges Zaccour. Celui avec Pauli Murto, alors étudiant au doctorat en Finlande, est mon article le plus cité. Les deux autres articles ont été écrits en collaboration avec Hasina Rasata, un étudiant au doctorat codirigé par Georges Zaccour et moi. Notre contribution à la littérature visait essentiellement à mieux comprendre la dynamique des investissements lorsque les producteurs ont des intérêts stratégiques à ne pas surinvestir. Nous avons introduit différents éléments dans nos modèles :

- l'incertitude quant à la croissance de la demande;
- le fait que des demandes d'électricité pour les périodes de base et de pointe coexistent et sont jusqu'à un certain point substituables l'une à l'autre;



- l'impact de différents paramètres sur les investissements (par exemple, l'horizon temporel étudié, le taux de dépréciation, l'élasticité-prix et l'élasticité-prix croisée);
- la présence de producteurs non stratégiques avec d'autres qui, eux, sont stratégiques, dans un horizon temporel de plusieurs périodes d'investissement, avec différentes demandes (de base et de pointe).

Jusqu'à un certain point, nos résultats n'ont rien de surprenant, et ils ne constituent pas une histoire palpitante : effectivement, nous trouvons que les intérêts stratégiques des producteurs les amènent à investir peu, afin de profiter des prix élevés. Cela accroît leurs profits. Nous montrons aussi que l'incertitude quant à la croissance de la demande est de nature à limiter l'investissement et, conséquemment, à faire elle aussi monter les prix. Ainsi, la demande d'électricité étant hautement variable à court terme entre les périodes de base et de pointe, mais surtout difficile à prévoir à long terme, les investisseurs préfèrent en général rester prudents et profiter d'une pénurie, plutôt que de créer une abondance qui réduira la rentabilité de leur investissement.

Avec une demande qui peut doubler entre la nuit et le jour, et doubler encore entre l'été et l'hiver, au Québec, la capacité de production est loin d'être utilisée pleinement en tout temps. Beaucoup de centrales ne produisent que durant quelques semaines par année, voire quelques heures. Leur attrait est donc limité pour des investisseurs qui ont à assumer l'entièreté du risque. Nous avons véritablement innové avec Georges Zaccour et Hasina Rasata en modélisant le fait que des prix différenciés dans le temps, avec des élasticités-prix croisées, peuvent influencer sur les investissements. La littérature sur les investissements considère habituellement que les divers niveaux de demande sont indépendants. La possibilité de différer dans le temps une partie de la consommation, en prévision d'un prix plus élevé, est ainsi exclue. Avec les nouvelles technologies, permettant de programmer le départ et l'arrêt d'électroménagers ou d'unités de chauffage, avec le développement du stockage (par exemple, dans les voitures électriques), il est de plus en plus facile de déplacer une partie de la demande d'une période à l'autre. Nos modèles ont intégré une élasticité-prix croisée entre les périodes, et nos résultats numériques indiquent, de manière étonnante, que cette flexibilité de la demande entre les périodes avantage les producteurs : cela leur permet de mieux adapter leurs investissements et de fixer des prix qui leur sont plus favorables. Ce qui aiderait les consommateurs, ce serait de développer une plus grande élasticité-prix, c'est-à-dire de pouvoir réagir davantage au prix. Non pas en reportant leur consommation d'électricité, mais en y renonçant. Par exemple, au Québec, cela pourrait se traduire par la décision de moins chauffer les sous-sols non habités l'hiver, ou simplement de mieux isoler les maisons.

J'ai quelque peu délaissé l'étude des investissements stratégiques ces derniers temps parce que la vague de déréglementation qui déferlait dans les années 1990 a sensiblement perdu de sa force. Les crises occasionnées par les comportements stratégiques de producteurs et courtiers d'énergie tels qu'Enron en 2001, mais aussi l'observation que les investissements dans de nouvelles capacités de production étaient souvent tardifs ou ne se réalisaient tout simplement pas, ont modéré le désir des États d'ouvrir le secteur électrique à la concurrence. C'est ainsi qu'aux États-Unis la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a cessé en 2005 de vouloir imposer une structure de marché unique, ouverte à la concurrence, à travers les États-Unis. Même si une vigilance accrue pour limiter les abus de pouvoir de marché ainsi que des mécanismes pour soutenir l'investissement ont été mis en place, le niveau de résistance était réellement trop élevé. Une des raisons qui a stoppé ce mouvement d'ouverture à la concurrence est le constat que, dans beaucoup d'États, la concurrence ferait *monter* les prix. Non pas à cause des comportements stratégiques, même s'ils peuvent effectivement avoir un impact, mais parce que les prix réglementés, dans beaucoup d'États (comme le Québec), sont basés sur des coûts de production relativement bas. En arrêtant de réglementer les prix sur la base du coût de production, les prix seraient établis par la valeur déterminée par le marché. Cette valeur souvent plus élevée ferait augmenter les prix. C'est le cas au Québec, mais le Québec est loin de représenter une exception.

Je reviendrai dans la troisième partie sur le cas québécois, et sur l'importance d'augmenter le prix de l'électricité au Québec. Mais avant, j'aimerais couvrir avec vous un deuxième pan de recherche dans lequel j'étais actif, de pair avec l'étude des investissements stratégiques : celui des réformes du secteur de l'électricité dans les pays en développement.

## **II. Les réformes du secteur de l'électricité dans les pays en développement**

Alors que la concurrence dans le secteur électrique était introduite dans certains pays développés, la Banque mondiale et le Fonds monétaire international (FMI) cherchaient à promouvoir l'instauration de réformes équivalentes dans les pays en développement. L'idée était de faire bénéficier les pays pauvres de l'efficacité des marchés ouverts, des capitaux privés et de tous les développements technologiques qui permettaient la mise en place de la concurrence dans le secteur électrique. Parce que le secteur électrique était jusqu'alors considéré comme un monopole naturel, un engagement fort de l'État dans ce domaine était de mise. Dans beaucoup de pays en développement, cependant, le fait qu'un gouvernement dysfonctionnel se trouvait au cœur d'un secteur devant relever de multiples défis n'était pas de nature à rendre celui-ci plus performant.

Je me suis penché sur le cas du Cameroun un peu par hasard. Il y a en effet eu à HEC Montréal une vague d'étudiants camerounais dans les années 1990, à la suite de l'engagement de l'École au Cameroun. Simon-Pierre Sigué, qui était de ce groupe, faisait son doctorat en même temps que moi, aussi sous la direction de Georges Zaccour. Avec des compatriotes camerounais, Simon-Pierre Sigué a lancé l'idée d'un livre sur la gestion au Cameroun et m'a trouvé assez camerounais pour me proposer d'écrire un chapitre sur le processus de privatisation de la compagnie publique d'électricité, soit la Société nationale d'électricité ou SONEL. Ce chapitre a entraîné à sa suite trois articles sur le Cameroun, puis un autre sur la situation du secteur électrique dans la région de l'Afrique de l'Ouest.

Le travail sur ces questions de la privatisation et de la déréglementation du secteur électrique en Afrique a été des plus stimulants pour moi. Retracer les analyses des agences internationales sur le secteur électrique, compiler les statistiques sur l'électricité, lire des diagnostics sectoriels (par exemple, celui de Lavalin International, en 1990, sur la politique énergétique camerounaise) et mieux comprendre une partie de la littérature sur le développement de politiques énergétiques, tout cela m'a permis de découvrir un grand nombre d'enjeux de développement énergétique qui sont loin d'être faciles à résoudre.

On peut associer ces enjeux camerounais dans le secteur électrique (qu'on observe aussi dans bon nombre de pays d'Afrique et d'ailleurs) à un problème majeur, celui de l'absence d'institutions fortes. Dans beaucoup trop de pays, les institutions politiques, de justice, d'information, d'éducation, financières et autres sont déficientes. Il s'ensuit un manque de transparence, un manque de rigueur de gestion, qui alimente un cercle vicieux de pertes «non techniques» (c'est-à-dire l'énergie électrique consommée frauduleusement), de revenus insuffisants, de sous-investissement et de service médiocre.

Les processus de privatisation du secteur et d'ouverture de ce dernier à la concurrence peuvent en principe apporter une certaine transparence au secteur, surtout lorsqu'une firme internationale cotée en Bourse se porte acquéreur de l'entreprise. L'obligation de résultat peut aussi engendrer une rigueur de gestion. Par contre, ces processus n'auront aucun effet direct sur les institutions : si la fonction publique et les agences de réglementation sont dysfonctionnelles, si le système de justice s'avère déficient, si l'information sectorielle n'est pas disponible et si l'accès au financement reste problématique, l'entreprise privée et la concurrence ne pourront faire de miracle.

Dans le cas du Cameroun, la Banque mondiale a forcé la privatisation de la SONEL en 2001, comme une condition imposée au gouvernement du pays pour toucher un prêt d'ajustement structurel de 180 millions de dollars américains. Ce prêt n'était pas spécifiquement lié au secteur électrique. Une seule offre d'achat a été reçue par

le gouvernement camerounais, celle de la compagnie américaine AES, déjà présente dans 24 pays. Elle a donc été acceptée, et un contrat de 20 ans d'exploitation de la concession a été signé avec le gouvernement. Une agence de réglementation a été créée en même temps. L'asymétrie des relations de pouvoir a fait qu'AES a pu négocier un excellent contrat pour l'achat de la SONEL, notamment en obtenant une marge de profit garantie par le gouvernement. Évidemment, aucune concurrence n'a pu être introduite et le piètre état des institutions publiques a laissé à l'agence de régulation un rôle d'observateur relativement impuissant, plutôt que de l'amener à être un arbitre agissant avec compétence et autorité. Pour les consommateurs camerounais, les prix ont augmenté, le service s'est au début détérioré (à cause d'une période de grâce, négociée par AES, sur les pénalités à payer en cas de rupture de service) et les investissements initialement prévus n'ont pas eu lieu. Pourquoi? Parce que 2001 est justement l'année de la crise qui a mené Enron à la faillite. AES, dans ce secteur en pleine tourmente, a vu sa valeur boursière chuter et mis un frein à tous ses plans d'investissements internationaux. La SONEL a même pu contribuer à renflouer les liquidités déficientes de la maison mère, aux États-Unis, grâce aux profits camerounais dégagés dès 2002. Ce fait a pu être connu grâce à une nouvelle transparence dans le secteur, rendue possible par la publication des rapports financiers trimestriels d'AES, où des indications sur la performance de sa filiale camerounaise se trouvaient.

Treize ans après cette privatisation, AES a revendu la SONEL au fonds d'investissement britannique Actis pour 200 millions de dollars américains, soit près de trois fois le montant versé en 2001. Aucune concurrence n'est apparue. Le gouvernement a créé en 2006 une nouvelle compagnie publique, l'Electricity Development Corporation, chargée de développer le potentiel hydroélectrique du pays, en l'absence d'initiatives privées. En somme, si des améliorations de gestion ont été obtenues, à des coûts très élevés pour les consommateurs camerounais, les problèmes structurels du secteur sont restés globalement les mêmes, ou ils se résolvent par des initiatives gouvernementales.

Je tire deux leçons des travaux que j'ai réalisés sur le Cameroun. En premier lieu, les réformes sont largement inutiles si elles ne visent pas à renforcer des institutions déficientes. La privatisation et la concurrence ne peuvent rien donner si, par ailleurs, les capacités institutionnelles du pays ne s'améliorent pas. Dans le cas du Cameroun, malgré les constats effectués sur les problèmes qu'éprouvent les institutions, la priorité a toujours été accordée à la vente de la compagnie. En second lieu, les institutions internationales sont loin d'agir de manière systématiquement consciencieuse dans leurs dossiers de «développement». Par exemple, la Banque mondiale voulait introduire la concurrence, mais elle n'a rien dit lorsqu'une seule offre a été déposée... pour l'achat d'un monopole public qui allait devenir privé! De plus, elle savait très bien que la capacité de régler ce monopole serait

extrêmement limitée au Cameroun. Il est donc difficile de déterminer d'où viendrait la «concurrence» dans ce contexte.

Ces constats ont été renforcés dans une étude que j'ai publiée en 2008 sur l'intégration des marchés de l'électricité en Afrique de l'Ouest. Cette fois-ci, la Banque mondiale soutenait la création de la West African Power Pool (WAPP), pour optimiser les investissements dans de nouvelles capacités entre les pays ayant des ressources hydrauliques ou gazières et les pays n'en ayant pas. Avec un financement de la Banque mondiale et des sociétés externes pour faire les analyses techniques et construire les lignes de transmission, cette initiative ne proposait rien pour régler les problèmes de gestion du secteur électrique des 15 pays concernés, sinon de les interconnecter. Je me suis toujours demandé comment le fait d'interconnecter 15 réseaux dysfonctionnels pouvait rendre le tout plus efficace. Je ne suis arrivé à aucune conclusion ferme sur cette question : un bilan de cet effort d'intégration régionale reste à faire. Pour donner un aperçu de la situation, je peux tout de même vous dire que sur le site Internet de l'organisation ([www.ecowapp.org](http://www.ecowapp.org)), un seul rapport financier est disponible, celui de 2010. Le conseil exécutif de l'organisation ne semble pas s'être réuni depuis 2011. Si j'étais cynique, je dirais que cela n'est pas surprenant. Maintenant que les 200 millions de dollars américains de la Banque mondiale ont été dépensés en infrastructures, il ne reste plus d'argent pour les firmes étrangères. Imposer des conditions de transparence et de bon fonctionnement à l'organisation serait vain, puisqu'il n'y a plus de contrats importants à donner.

Ce genre d'initiatives sur l'intégration régionale dans les pays en développement est soutenu par de multiples organismes, dont le Partenariat mondial pour l'électricité durable<sup>1</sup>, qui regroupe 12 grandes compagnies d'électricité (parmi lesquelles Edf, Eletrobras, Hydro-Québec, State Grid Corporation of China). En plus d'avoir été créé au Québec, le secrétariat de cet organisme se trouve à Montréal. Par conséquent, on pourrait penser que les bénéfices de l'intégration régionale des marchés de l'électricité sont bien connus ici. Malheureusement, si c'est le cas, cela ne s'observe pas dans les orientations des politiques énergétiques du secteur électrique québécois et canadien. Mais comme j'ai été persuadé de l'importance d'intégrer les secteurs de l'électricité de différents pays (lorsque ces pays ont des secteurs électriques fonctionnels), j'ai décidé de consacrer mes plus récentes recherches à cet aspect du secteur de l'énergie. Je passe donc maintenant aux impacts d'une plus grande intégration régionale des marchés de l'électricité, mon troisième et dernier pan de recherche.

---

<sup>1</sup> Le nom anglais Global Sustainable Electricity Partnership, bien que méconnu, est utilisé plus fréquemment. Cet organisme a été créé en 1992 sous le nom d'e7 Network of Expertise for the Global Environment. Voir le site [www.globalelectricity.org](http://www.globalelectricity.org). En 2000, il a publié un document intitulé *Guidelines for the Pooling of Resources and the Interconnection of Electric Power System* faisant la promotion de l'intégration régionale.

### **III. Les impacts d'une plus grande intégration régionale des marchés de l'électricité**

De janvier 1998 à mai 1999, j'ai habité dans la banlieue d'Helsinki, en Finlande. J'y ai découvert les vertus du sauna, des mots de 34 lettres que je n'ai jamais réussi à prononcer et surtout un modèle d'intégration régionale des marchés de l'électricité. J'étais un étudiant-chercheur invité par le Systems Analysis Laboratory de Raimo P. Hämäläinen (à l'Aalto University). La Norvège avait ouvert son marché de l'électricité à la concurrence en 1991, pour mieux valoriser son hydroélectricité. L'hydroélectricité y constitue, comme au Québec, plus de 90 % des sources d'approvisionnement électrique. En 1996, la Suède a calqué sa réglementation électrique sur celle de la Norvège pour permettre à un marché intégré de se développer. En 1998, c'était au tour de la Finlande de se joindre à ces pays, puis, en 2002, du Danemark. Maintenant, la plateforme de transaction commerciale commune (Nord Pool Spot) intègre non seulement les pays nordiques, mais aussi les pays baltes (Estonie, Lituanie, Lettonie) et permet des échanges avec l'Allemagne, les Pays-Bas et bientôt directement entre la Norvège et la Grande-Bretagne : une ligne de transmission de 700 kilomètres sous la mer, d'une capacité de 1 400 mégawatts, est en effet prévue pour 2020.

Qu'est-ce que cela veut dire, pratiquement? Que les prix de l'électricité de la Norvège, de la Suède, de la Finlande et des autres pays de ce marché sont très fortement liés. Cela permet aux Norvégiens de vendre leur hydroélectricité aux Danois (qui n'ont que du charbon et du vent) à un bien meilleur prix, et aux Danois d'avoir accès à une source d'électricité moins chère. Tout le monde y gagne, globalement, comme c'est d'ailleurs le cas dans les échanges commerciaux – c'est pour cela que les échanges ont lieu. Évidemment, pour que tout fonctionne de manière optimale, il faut que les Norvégiens paient le même prix que les Danois.

En Amérique du Nord, on a presque complètement perdu de vue cette notion d'intégration régionale. Chaque État ou province établit une réglementation qui lui est propre – de sorte qu'au lieu de converger vers un prix commun, à un même moment, un mégawattheure (MWh) d'électricité peut se vendre 30 \$ au Québec et 51 \$ en Nouvelle-Angleterre<sup>2</sup>.

J'ai publié une dizaine d'articles sur cette question de l'intégration régionale des marchés de l'électricité. Mes deux principaux collaborateurs sont Étienne Billette de Villemeur, un économiste, et Mourad Ben Amor, un étudiant au doctorat que j'ai codirigé et qui est maintenant professeur au Département de génie civil de l'Université de Sherbrooke. Nous nous sommes penchés sur les gains économiques

---

<sup>2</sup> Prix à 16 heures le 20 novembre 2014.

et environnementaux d'une plus grande intégration régionale, en utilisant le cadre du Nord-Est américain à titre d'illustration.

Il serait beaucoup trop long de faire un compte rendu complet de ces travaux. Cependant, je vais partager avec vous les principes qui sous-tendent les résultats obtenus, et évidemment discuter un peu de ces résultats.

L'intégration des marchés de l'électricité est intéressante parce qu'elle permet d'élargir l'ensemble des possibilités pour différentes juridictions et de mettre en commun des infrastructures. Ainsi, au lieu d'installer des panneaux solaires en Ontario et de payer 80 ¢/kWh, on pourrait avoir accès à une énergie tout aussi propre et renouvelable à une fraction du coût en important de son voisin, le Québec ou le Manitoba. De plus, l'intégration permet d'avoir des prix et de faire des choix plus cohérents : est-il optimal de vendre à 7 ¢/kWh de l'hydroélectricité qui sert au chauffage, alors que nos voisins brûlent de plus en plus de gaz naturel pour produire de l'électricité, vendue deux fois plus cher? Il s'agit là tout simplement d'un gaspillage de ressources : on peut tirer 95 % de chaleur à partir de l'énergie du gaz naturel, mais au mieux 60 % d'électricité si c'est cette conversion qui est effectuée. Ainsi, il vaudrait mieux utiliser le gaz naturel pour le chauffage, et substituer l'hydroélectricité à des centrales électriques brûlant du gaz naturel. En plus d'être préférable du point de vue des ressources, cette solution entraînerait un meilleur prix pour l'hydroélectricité. Le Québec s'enrichirait, et les émissions de gaz à effet de serre (GES) diminueraient.

Nous avons montré formellement, dans un article avec Étienne Billette de Villemeur, que dans un marché électrique régional qui passe de prix différents (comme ceux observés entre le Québec et ses voisins) à un système intégré, la consommation totale diminue, alors que le bien-être total augmente. Il y a création de richesse avec une diminution de la consommation, donc de la production, et donc des émissions de gaz à effet de serre. Évidemment, on obtient la diminution de consommation grâce au prix plus élevé au Québec. Dans un article à paraître, nous estimons même à 37 \$ la tonne de GES le *gain* qui serait réalisé si nous intégrions notre marché électrique à celui de l'Ontario. Comprenez-moi bien : cela indique que des réductions de GES rapporteraient de l'argent, au lieu de nous coûter quelque chose.

Plusieurs contre-arguments sont souvent donnés pour justifier le *statu quo* : les lignes de transmission sont pleines, on ne peut pas en construire d'autres, l'électricité est une responsabilité provinciale qui ne peut être partagée, les ménages à faible revenu ne sont pas en mesure de payer l'électricité plus cher, etc.

J'ai étudié l'utilisation des lignes de transmission avec un étudiant de M.Sc. pour la période 2006-2008 : celles-ci ne fonctionnaient qu'à environ 50 % de leur

capacité. Avec les surplus, elles servent davantage maintenant et la situation a changé. Des projets de lignes de transmission sont examinés pour New York, le Vermont et le New Hampshire, de même que pour l'Ontario. Si la Norvège et l'Angleterre peuvent construire une ligne de transmission, sans doute que le Québec et ses voisins aussi le peuvent. Pour ce qui est de la responsabilité provinciale, aucun changement constitutionnel n'est en cause ici. Le modèle des pays nordiques montre qu'en coopérant on peut arriver à établir un système commun sans devoir renoncer à sa souveraineté.

Enfin, en ce qui concerne l'argument social, j'ai pu explorer la question avec des données de BC Hydro, dans le cas de la Colombie-Britannique. Cette province a un secteur de l'électricité équivalent au notre, mais en plus petit (une capacité de production d'environ 15 000 MW, contre 40 000 MW au Québec). Avec la consommation résidentielle moyenne par code postal, fournie par BC Hydro lorsque j'étais professeur à la University of Victoria de 2001 à 2006, j'ai pu analyser 5 146 groupes de consommateurs de cette province, pour lesquels j'avais obtenu à la fois le revenu moyen et la consommation. Personne ne sera surpris d'apprendre que plus les consommateurs ont des revenus élevés, plus ils consomment d'électricité. Par contre, il est intéressant de calculer à combien se chiffre la subvention par consommateur. En effet, comme le prix de l'électricité en Colombie-Britannique est inférieur à sa valeur de marché (estimée, par exemple, par le prix des exportations vers l'Alberta ou les États-Unis), une subvention indirecte est offerte par le gouvernement aux consommateurs, comme c'est le cas au Québec. Plus ceux-ci consomment, plus la subvention est grande : ainsi, j'ai trouvé que si les ménages ayant les plus faibles revenus recevaient une subvention indirecte de 200 \$ pour leur consommation annuelle, les ménages plus riches recevaient, eux, 500 \$. Du point de vue de BC Hydro ou du gouvernement, ces montants sont des coûts d'opportunité – des revenus auxquels ils renoncent, au profit des consommateurs. C'est un curieux mécanisme de redistribution de la richesse, où l'on donne nettement davantage aux plus riches! L'argument social se retourne en fait contre lui-même, lorsqu'on regarde le problème sous cet angle : notre tarification de l'électricité favorise les plus aisés, qui ont une plus grande capacité à consommer, et détourne des plus pauvres une richesse à laquelle ils auraient droit, puisque l'hydroélectricité est une propriété de l'État. Le mécanisme actuel d'affectation de la ressource hydraulique se fait au détriment des ménages à faible revenu. Il vaudrait beaucoup mieux augmenter le prix et redistribuer les revenus que de conserver la tarification actuelle. Dans un monde où l'électeur médian déciderait des politiques publiques, cette solution serait adoptée depuis longtemps!



## Conclusion

Ainsi, voulez-vous payer plus cher votre énergie? J'espère que oui. Évidemment, il vaudrait mieux pour la société que ce ne soit pas à cause du comportement stratégique des producteurs d'électricité, mais parce qu'on intègre nos marchés à ceux de nos voisins. Dans ces plus grands ensembles, les politiques énergétiques et environnementales s'avèrent plus efficaces. Elles nous permettent d'être à la fois plus riches et moins polluants.

J'éprouve une grande joie à travailler dans ce secteur parce que les problèmes sont nombreux, touchent à de multiples facettes de la réalité, et qu'il est possible d'être actif sur le plan universitaire tout en étant très proche des acteurs économiques et politiques.

Je remercie HEC Montréal de m'avoir donné la chance d'enseigner ici. C'est un milieu qui offre de multiples possibilités. Il y en a même trop, car j'ai du mal à refuser certaines d'entre elles!

À travers la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, je vais continuer à travailler sur ces thèmes. Mon objectif est de faire en sorte qu'autant les individus que les entreprises et les gouvernements prennent des décisions rationnelles en ce qui a trait aux enjeux énergétiques.

## Bibliographie

### Articles de revues

Ben Amor, M., Billette de Villemeur, E., Pellat, M. et Pineau, P.-O. (2014). «Influence of Wind Power on Hourly Electricity Prices and GHG Emissions: Evidence that Congestion Matters from Ontario Zonal Data», *Energy*, vol. 66, 458-469.

Ben Amor, M., Gaudreault, C., Pineau, P.-O. et Samson, R. (2014). «Implications of Integrating Electricity Supply Dynamics into Life Cycle Assessment: A Case Study of Renewable Distributed Generation», *Renewable Energy*, vol. 69, 410-419.

Ben Amor, M., Lesage, P., Pineau P.-O. et Samson, R. (2010). «Can Distributed Generation Offer Substantial Benefits in a Northeastern American Context? A Case Study of Small-scale Renewable Technologies Using a Life Cycle Methodology», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14 (9), 2885-2895.

Ben Amor, M., Pineau, P.-O., Gaudreault, C. et Samson, R. (2012). «Assessing the Economic Value of Renewable Distributed Generation in the Northeastern American Market», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16 (8), 5687-5695.

Ben Amor, M., Pineau, P.-O., Gaudreault, C. et Samson, R. (2011). «Electricity Trade and GHG Emissions: Assessment of Quebec's Hydropower in the Northeastern American Market (2006-2008)», *Energy Policy*, vol. 39 (3), 1711-1721.

Billette de Villemeur, E. et Pineau, P.-O. (à venir). «Integrating Thermal and Hydro Electricity Markets: Economic and Environmental Costs of not Harmonizing Pricing Rules», *The Energy Journal*.

Billette de Villemeur, E. et Pineau, P.-O. (2012). «Regulation and Electricity Market Integration: When Trade Introduces Inefficiencies», *Energy Economics*, vol. 34 (2), 529-535.

Billette de Villemeur, E. et Pineau, P.-O. (2010). «Environmentally Damaging Electricity Trade», *Energy Policy*, vol. 38 (3), 1548-1558.

Hämäläinen, R.P., Mäntysaari, J., Ruusunen, J. et Pineau, P.-O. (2000). «Cooperative Consumers in a Deregulated Electricity Market: Dynamic Consumption Strategies and Price Coordination», *Energy*, vol. 25, 857-875.

Hira, A. et Pineau, P.-O. (2010). «Turning Privatization Upside Down: Petrobras as an Example of Successful State Capitalism», *Canadian Journal of Latin American and Caribbean Studies*, vol. 35 (69), 231-258.

Kouassi, H. et Pineau, P.-O. (2011). «Financing Challenges for Electricity Projects in Sub-Saharan Africa: Reviewing Old Models and Exploring New Ones», *Journal of African Business*, vol. 12 (3), 347-367.

Pineau, P.-O. (2010). «Le prix de l'électricité au Québec : des argumentaires en conflit», *Globe, revue internationale d'études québécoises*, vol. 13 (2), 101-123.

- Pineau, P.-O. (2008). «Le commerce équitable : un remède aux défaillances du marché», *Gestion*, vol. 33 (1), 50-58.
- Pineau, P.-O. (2008). «Electricity Sector Integration in West Africa», *Energy Policy*, vol. 36 (1), 210-223.
- Pineau, P.-O. (2008). «Electricity Subsidies in Low Cost Jurisdictions: The Case of British Columbia (Canada)», *Canadian Public Policy / Analyse de Politiques*, vol. 34 (3), 379-394.
- Pineau, P.-O. (2007). «How Sustainable Is Policy Incoherence? A Review of the Cameroonian Electricity Reform Analysis Process», *Journal of Cleaner Production*, vol. 15 (2), 166-177.
- Pineau, P.-O. (2005). «Transparency in the Dark – An Assessment of the Cameroonian Electricity Sector Reform», *International Journal of Global Energy Issues*, Special issue on «Power Sector Reform in Developing Countries: Lessons Learnt and the Way Forward», vol. 23 (2-3), 133-168.
- Pineau, P.-O. (2004). «Electricity Services in the GATS and the FTAA», *Energy Studies Review*, vol. 12 (2), 258-283.
- Pineau, P.-O. (2004). «Productivity to Reduce Poverty: Study of a Micro Level Institution in Peru», *International Productivity Monitor / L'Observateur international de la productivité*, 9.
- Pineau, P.-O. (2002). «Electricity Sector Reform in Cameroon: Is Privatization a Solution?», *Energy Policy*, Special issue «Africa: Improving Energy Services for the Poor», vol. 30 (11-12), 999-1012.
- Pineau, P.-O. (2000). «Déréglementation des marchés de l'électricité et enjeux sociaux et environnementaux: un état de la situation dans les pays nordiques», *Gestion*, vol. 25 (1), 66-74.
- Pineau, P.-O. et Hämäläinen, R.P. (2000). «A Perspective on the Restructuring of the Finnish Electricity Market», *Energy Policy*, vol. 28 (3), 181-192.
- Pineau, P.-O., Hira, A. et Froschauer, K. (2004) «Measuring International Electricity Integration: A Comparative Study of the Power Systems under the Nordic Council, MERCOSUR, and NAFTA», *Energy Policy*, vol. 32 (13), 1457-1475.
- Pineau, P.-O. et Lefebvre, V. (2009) «The Value of Unused Interregional Transmission: Estimating the Opportunity Cost for Quebec (Canada)», *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 3 (4), 406-423. Winner of the 2010 *Outstanding Paper Award* from the Emerald Literati Network.
- Pineau, P.-O. et Murto, P. (2003). «An Oligopolistic Investment Model of the Finnish Electricity Market», *Annals of Operations Research*, Special volume on OR models for energy policy, planning and management, 121, 123-148.
- Pineau P.-O., Rasata, H. et Zaccour, G. (2011). «A dynamic oligopolistic electricity market with interdependent market segments», *The Energy Journal*, vol. 32 (4), 185-219.

Pineau, P.-O., Rasata, H. et Zaccour, G. (2011). «Impact of Some Parameters on Investments in Oligopolistic Electricity Markets», *European Journal of Operational Research*, vol. 213 (1), 180-195.

Pineau, P.-O. et Zaccour, G. (2007). «An Oligopolistic Electricity Model with Interdependent Market Segments», *The Energy Journal*, vol. 28 (3), 165-185.

Wu, H.T., Pineau, P.-O. et Caporossi, G. (2010) «Efficiency Evolution of Coal-fired Electricity Generation in China, 1999-2007», *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 4 (3), 316-336.

## Chapitres de livres

Pineau, P.-O. (2013). «Fragmented Markets: Canadian Electricity Sectors' Underperformance» (chapter 13), dans *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, F.P. Sioshansi (dir.), Elsevier.

Pineau, P.-O. (2012). «Augmenter la concurrence dans le secteur électrique ? La problématique de l'intégration des marchés en Amérique du Nord», dans *Les défis énergétiques du XXI<sup>e</sup> siècle – Transition, concurrence et efficacité au prisme des sciences humaines*, Y. Bouvier (dir.), coll. «Histoire de l'énergie / History of Energy», vol. 2, Bruxelles : Peter Lang éditions scientifiques internationales, 37-48.

Pineau, P.-O. (2012). «The Price of Electricity in Québec: Reconciling Conflicting Views», dans *Energy and Citizenship in Quebec*, coll. «New Perspective in Quebec Studies», Montréal: Consortium Érudit, 45-66.

Pineau, P.-O. (2011). «Pour une cohérence énergétique au Québec», dans *L'état du Québec 2011*, Montréal : Institut du Nouveau Monde et Boréal.

Pineau, P.-O. (2010). «La vraie valeur de l'hydroélectricité», dans *Énergies renouvelables – Mythes et obstacles : de la réhabilitation de l'hydroélectricité au développement énergétique durable*, J.-F. Lefebvre, N. Moreau et J. Théorêt (dir.), Montréal : Éditions Multimondes et GRAME.

Pineau, P.-O. (2008). «Risques durables de la globalisation : exposition du Québec et ajustement des pratiques», dans *Le Québec à l'heure de la mondialisation*, Montréal : CIRANO.

Pineau, P.-O. (2007). «An Integrated Canadian Electricity Market? The Potential for Further Integration», dans *Governing the Energy Challenge: Canada and Germany in a Multilevel Regional and Global Context*, B. Eberlein et B. Doern (dir.), Toronto: University of Toronto Press.

Pineau, P.-O. (2006). «Les engagements en énergie et développement durable», dans *Le Parti libéral – Enquête sur les réalisations du gouvernement Charest*, F. Pétry, E. Bélanger et L.M. Imbeau (dir.), Québec : Les Presses de l'Université Laval.

Pineau, P.-O. (2005). «Making the African Power Sector Sustainable – Cameroon», dans *Making the African Power Sector Sustainable – Final Regional Report*, a

study sponsored by the United Nations Economic Commission for Africa (UNECA) and the United Nations Environment Programme (UNEP), novembre.

Pineau, P.-O. (2002). «An Ethical Behavior Interpretation of Optimal Control», dans *Optimal Control and Differential Games – Essays In Honor of Steffen Jørgensen*, G. Zaccour (dir.), Boston: Kluwer Academic Publishers.

Pineau, P.-O. (2002). «Le secteur de l'électricité au Cameroun : la privatisation est-elle une solution ?», dans *Gérer pour la croissance au Cameroun – Hommage au Professeur Élie Nida II*, S.P. Sigué (dir.), Paris: L'Harmattan.

Pineau, P.-O. (1998). «Peak Load Problem, Deregulation and Reliability Pricing», dans *Deregulation of Electric Utilities*, G. Zaccour (dir.), Boston: Kluwer Academic Publishers.

Pineau, P.-O. et Schott, S. (2005). «Pricing and Technology Options: An Analysis of Ontario Electricity Capacity Requirements and GHG Emissions», dans *Energy and Environment*, R. Loulou, J.-P. Waaub et G. Zaccour (dir.), New York: Springer.

HEC Montréal  
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine  
Montréal (Québec) H3T 2A7  
[www.hec.ca](http://www.hec.ca)



HEC Montréal – Campus durable est un mouvement qui mobilise l'ensemble de la communauté universitaire autour de trois axes principaux : enseignement, recherche et milieu de vie.



Soucieuse de l'environnement, HEC Montréal privilégie l'utilisation de papier recyclé fabriqué au Québec dans le respect de normes environnementales reconnues.