PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 5, NUMÉRO 2 2017

RÉDACTEURS EN CHEF

M. Rowland J. Harrison, c.r., LLB, LLM, Conseiller en règlementation de l'énergie

M. Gordon E. Kaiser, BA, MA, JD, Arbitre, JAMS Toronto, Washington DC

COLLABORATEURS 2017

Mme Héloise Apestéguy-Reux, BA, LLB, BCL, Avocate, McCarthy Tétrault, Toronto

Mme Mariko Geronimo Aydin, BS, MA, Associée senior, The Brattle Group, Cambridge

Mme Nicole Bakker, BSc, JD, Avocate, Blake, Cassels & Graydon LLP, Calgary

M. Nigel Bankes, BA, MA, LLM, Professeur, Président du Natural Resources Law, University of Calgary

M. Jeremy Barretto, BSc, MEng (Env), JD, Avocat, Osler, Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

M. Keith B. Bergner, BA, LLB, Associé, Lawson Lundell LLP, Vancouver

Dr. Brian Bietz, BSc, PhD, P.Biol., Président, Bietz Resources Ltd.

Mme Lorelle Binnion, BSc, JD, Stagiaire, BLG, Calgary

Justice David M. Brown, BA, JD, LLM, Juge, Cour d'appel de l'Ontario

Mme Jessica-Ann Buchta, BIB, MBA, JD, Avocate, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

Dr. Neil Campbell, HBA, LLB, MA, SJD, Associé, McMillan, Toronto

M. Gaétan Caron, BSc, MBA, Executive Fellow, School of Public Policy, University of Calgary, BlueKite, Cofondateur

Mme Judy Chang, BSc, MPP, Directrice, The Brattle Group, Cambridge

Mme Nardia Chernawsky, LL.B., BCL, Avocate, Blake, Cassels & Graydon LLP, Vancouver

M. Jeff Christian, BaSC, LLB, Associé, Lawson Lundell LLP, Vancouver

M. Ron Clark, BA, LL.B, LL.M., Associé, Aird & Berlis LLP, Toronro

M. Michael Cleland, BA, MPL, Senior Fellow, University of Ottawa Collaboratory on Energy Research and Policy

M. Sean Conway, BA, MA, Conseiller en politiques publiques, Gowling WLG, Toronto

M. David A. Crerar, BA, LL.B., Associé, BLG, Vancouver

M. Tony Crossman, LL.B., LL.M., Associé, Blake, Cassels & Graydon LLP, Vancouver

M. Kalyan Dasgupta, MSc, Consultant en économie, Berkeley Research Group

Mme Elizabeth DeMarco, BSc, MSc, Associé LL.B, MSEL, Partner, Demarco Allan LLP, Toronto

Mme Anne Drost, LL.B., BCL, LL.M., Associée, Blake, Cassels & Graydon LLP, Montréal

M. Sam Dukesz, BA, Étudiant en droit, Stikeman Elliott, Toronto

M. Simon Ede, BSc, MS, Directeur, Berkeley Research Group, Londre, UK

Mme Jennifer Fairfax, BA, LL.B., Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

Dr. Ahmad Faruqui, BA, MA, PhD, Directeur, The Brattle Group, San Francisco

M. Robert (Bob) S. Fleishman, BA, JD, Avocat-conseil en litige, Morrison Foerster, USA

M. Justin Fontaine, BA, Stagiaire, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

Dr. Adam Fremeth, BA, MA, PhD, Professeur adjoint, Richard Ivey School of Business, Western Univerity

M. Jack Gibbons, BA, MA, Chair, Ontario Clean Air Alliance

Mme Silke Goldberg, Avocate, Herbert, Smith Freehills LLP, London, Paris, Berlin

Mme Reena Goyal, BA, JD, LLM, Avocate senior, Independent Electricity System Operator

Dr. Walter Graf, BS, BSE, MS, PhD, Associé, The Brattle Group, Cambridge

M. Daniel Gralnick, LL.L, Stagiaire en Droit, Canadian Gas Association

M. Willie Grieve, c.r., BA, JD, Président, Alberta Utilities Commission

Mme Rebecca Hall-McGuire, B.Comm., MES, JD, Avocate, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

M. Dufferin Harper, BSc, MSc, LL.B., Associé, Blake, Cassels & Graydon LLP, Calgary

M. Scott Hempling, BA, JD, Professeur adjoint, Georgetown University Law Center

Mme Lauren Heuser, BA, JD, Fellow, Munk School of Global Affairs, University of Toronto

Mme Marie-Christine Hivon, BCL, LLB, Associé, Norton Rose Fulbright, Montréal

Dr. Guy Holburn, BA, MA, PhD, Directeur, Ivey Business School

Mme Kimberly J. Howard, BA, LLB, MA, Avocate, McCarthy Tétrault, Calgary

M. James Hunter, Conseiller juridique, Independent Electricity System Operator

M. Martin Ignasiak, B.Comm, LL.B., Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

M. Mark A. Jamison, BSc, MSc, PhD, Directeur, Public Utility Research Center, University of Florida

Mme Michelle S. Jones, BSoc Sc, LLB, Avocate, Lawson Lundell LLP, Vancouver

Mme Jessica Kennedy, BSc, MBA, JD, Avocate, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

Mme Donna Kennedy-Glans, c.r., BA, LLB, Ancienne dirigeante d'entreprise du secteur de l'énergie et ministre associée de l'électricité et de l'énergie renouvelable

M. Richard King, BSc, MES, LL.B. LL.M., Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

Mme Venessa Korzan, Stagiaire, DLA Piper, Edmonton

M. Jason Kroft, BA, LL.B., LL.M., Associé, Stikeman Elliott, Toronto

M. William Lahey, BA, LLM, Professeur, Schulich School of Law, Dalhousie University

M. Richard Laszlo, B.Eng., MES, Directeur, QUEST

Dr. Stephen Littlechild, B.Comm, PhD, DSc (Hon), D Civ Law (Hon), Professeur émérite, Université de Birmingham

M. Peter Love, BA, MBA, Directeur des économies d'énergie Conservation Officer, Love Energy Consultants, Toronto

M. Sylvain Lussier, BA, LL.B., Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Montréal

M. David MacDougall, BSc, LL.B., LL.M., Assocé, McInnes Cooper, Halifax

Mme Sara Mahaney, BA, JD, Avocate, McInnes Cooper

M. Michael Marion, B.Comm, LL.B., Associé, BLG, Calgary

M. Michael Massicotte, B.Comm, LL.B., Associé, BLG, Calgary

Mme Kalie N. McCrystal, BA, JD, Avocate, BLG, Vancouver

M. Duncan Melville, MA, JD, CFA

Mme Erica C. Miller, BBA, JD, Avocate Farris, Vancouver

M. Ian Mondrow, BA, LL.B., Associé, Gowling WLG, Toronto

Dr. Michael Moore, BS, MS, PhD, Professeur, School of Public Policy, University of Calgary

M. David J. Mullan, LL.M., Professeur émérite, Faculty of Law, Queens University

M. Gordon N. Nettleton, BComm, LLB, Associé, Calgary

Mme Helen T. Newland, B.Sc, LLB, MA,

COLLABORATEURS 2017

Associé, Dentons Canada LLP, Toronto

M. Mathieu Nolin, LL.B., LL.M., Stagiaire, Blake, Cassels & Graydon LLP, Montréal

Mme Sarah Nykolaishen, BA, MA, JD, Avocate, Blakes, Calgary

M. Terri-Lee Oleniuk, BSc, JD, Associé, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Calgary

M. Peter Ostergaard, BA, MA, Ancien président, BC Utilities Commission, Vancouver

M. Bruce Outhouse, c.r., BA, LLB, Associé, Blois Nickerson and Bryson LLP, Halifax

M. Johannes P. Pfeifenberger, MS, MA, Directeur, The Brattle Group, Cambridge

M. Gordon Pickering, B.Comm, BA, Directeur, Navigant Consulting, Sacramento

M. André Plourde, BA, MA, Ph.D., Professeur, Doyen, Faculty of Public Affairs, Carleton University

M. Erik Richer La Flèche, BCL, LLB, Associé, Stikeman Elliott

M. Mark Rodger, BA, LLB, Senior Partner, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

Mme Hannah Roskey, BA, JD, Avocate, Fasken Martineau, Calgary

M. Alan L. Ross, JD, MBA, Partner, BLG, Calgary

M. Chris Sanderson, c.r., BA, LLB, Conseiller sénior, Lawson Lundell, Vancouver

Dr. Hugo Schotman, PhD, Consultant externe, Canadian Gas Association, Ottawa

Dr. Sanem Sergici, BS, PhD, Directrice, The Brattle Group, Cambridge

M. Rick Smead, BSc, JD, Directeur général, RBN Energy LLC, Houston

M. James H. Smellie, BA, LL.B., Associé, Gowling WLG, Calgary

M. Lawrence (Laurie) E. Smith, c.r., BA, LLB, MA, Associé, Bennett Jones, Calgary

Dr. Kathleen Spees, BS, MS, PhD, Directrice, The Brattle Group, Cambridge

M. David Stevens, BA, LL.B., Associé, Aird & Berlis, Toronto

M. Doug Taylor, LL.B., LL.M., Conseiller, Blake, Cassels & Graydon LLP, Toronto

Dr. Ralf Thaeter, Dr.iur., LL.M, Associé directeur- Allemagne, Herbert Smith Freehills, Francfort, Berlin

Mme Zoë Thoms, LL.B, Avocate, Aird & Berlis LLP, Toronto

M. Philip Tunley, BA, LL.B., Associé, Stockwoods LLP, Toronto

M. John Vellone, BA Sc, LLB, MBA, Associé, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

Dr. Leonard Waverman, B.Comm., MA, PhD, Doyen, DeGroote School of Business, McMaster University

M. Patrick G. Welsh, Avocat, Osler Hoskin & Harcourt LLP, Toronto

Mme Sharon Wong, LL.B., Associée, Blake, Cassels & Graydon LLP, Toronto

Dr. Moin A. Yahya, BA, MA, JD, PhD, Professeur ajoint, Faculty of Law, University of Alberta

M. Jason K. Yamashita, BA, JD., Avocat, Farris, Vancouver

Dr. Adonis Yatchew, BA, MA, PhD, Professeur, Department d'économies, University of Toronto

M. C. Kemm Yates, c.r., BA, JD, Associé, Blakes, Calgary

M. Glenn Zacher, BA, LLB, Associé, Stikeman Elliott, Toronto

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie consiste à offrir une tribune pour des débats et des discussions sur des questions concernant les industries règlementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de règlementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés règlementées et des intervenants. Cette publication se veut équilibrée par rapport au traitement des différents dossiers. Les auteurs sont tirés d'une liste de personnes aux antécédents variés, reconnues comme des chefs de file dans le domaine des industries énergétiques règlementées et dont la contribution à cette publication exprimera leurs points de vue indépendants à l'égard de ces enjeux.

POLITIQUE RÉDACTIONELLE

Cette publication trimestrielle est publiée par l'Association canadienne du gaz (ACG) dans le but de favoriser une meilleure compréhension des questions et des tendances en matière de règlementation dans le secteur de l'énergie au Canada.

Les rédacteurs administratifs travailleront avec l'ACG pour déterminer des thèmes et des sujets pour chaque point d'intérêt, rédigeront des textes éditoriaux, sélectionneront des collaborateurs et réviseront leurs articles pour s'assurer de l'uniformité du style et de la qualité.

L'équipe de cette publication trimestrielle conservera une « liste » de collaborateurs qui seront appelés à prêter leur nom et leur collaboration à cette publication. Les personnes apparaissant sur la liste peuvent être invitées par les rédacteurs administratifs à écrire des articles sur des thèmes particuliers ou peuvent proposer leur collaboration de leur propre initiative. De temps à autre, d'autres personnes peuvent également être invitées à rédiger des articles. Certains collaborateurs peuvent avoir représenté des parties ou encore y avoir été associés dans un dossier sur lequel ils formulent un commentaire. Le cas échéant, une note de bas de page sera ajoutée par les rédacteurs à cet effet. Les rédacteurs administratifs se réservent la responsabilité de sélectionner les sujets à publier.

Le contenu de fond des articles individuels est à l'unique responsabilité des collaborateurs.

Par souci d'offrir une tribune pour des débats et des discussions, l'équipe de cette publication trimestrielle invite les lecteurs à émettre leurs commentaires sur les articles publiés et invite également les collaborateurs à réagir, le cas échéant. Les commentaires et les réactions seront publiés sur le site Web de la publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 9
Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

ARTICLES

Le marché d'électricité de l'Alberta en pleine évolution – Le point sur les récents changements et développements 11
Kimberly Howard et Gordon Nettleton

Réformer le marché de gros de l'électricité de l'Ontario : les coûts et les avantages 19
Johannes Pfeifenberger, Kathlee Spees, Judy Chang, Walter Graf et Mariko Geronimo Aydin

Les entreprises manufacturières déménageront-elles en réaction à la hausse de tarifs d'électricité? 25
Ahmad Faruqui et Sanem Sergici

Proposition de loi sur le moratoire relatif aux pétroliers - Un aperçu de l'histoire du moratoire 33
David Bursey et Charlotte Teal

Le système de « planfonnement et d'échange » et la transparence des prix : analyze de la décision de la CEO dans le dossuer EB-2015-0363 39
Moin A. Yahya

RECENSION

Dysfunctrion: Canada After Keystone XL, Dennis McConaghy, Dundurn Toronto, 2017 45
Rowland J. Harrison, c.r.

ÉDITORIAL

Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser
Rédacteurs en chef

Le marché de l'électricité en Alberta connaît de grands changements, en vue de la mise en place de certains éléments du *Climate Leadership Plan* de la province, annoncé le 22 novembre 2015[1]. Les principales composantes de ce plan sont les suivantes :

- un retrait progressif accéléré de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030;
- une taxe sur le dioxyde de carbone à l'échelle de l'économie;
- un plafond absolu pour les émissions provenant de l'exploitation de sables bitumineux;
- un plan de réduction des émissions de méthane[2].

À maintes reprises, la province a utilisé le plan comme argument de vente pour soutenir l'approbation des oléoducs se prolongeant jusqu'à la mer[3].

Environ 39 % de la capacité de production d'électricité installée de l'Alberta dépend du charbon et la réalisation du retrait progressif de toutes les installations de production d'électricité à partir du charbon d'ici 2013 est un objectif ambitieux. Cet objectif a néanmoins été établi dans la *Loi sur l'électricité renouvelable*[4], laquelle a été présentée en novembre 2016.

Dans leur article intitulé « Le marché d'électricité de l'Alberta en pleine évolution – Le point sur les récents changements et développements », Kimberly Howard et Gordon Nettleton examinent la restructuration du marché, depuis un régime entièrement dérèglementé jusqu'à un système hybride intégrant des mécanismes de paiement de la capacité.

La réforme du marché de l'électricité est également amorcée en Ontario par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (IESO), le premier remaniement important de ce marché depuis ses débuts il y a 15 ans. La portée de la réforme prévue du marché est examinée par Johannes Pfeifenberger et al dans leur article intitulé « Réformer le marché de gros de l'électricité de l'Ontario : les coûts et les avantages ». L'article est fondé sur les travaux entrepris par Brattle Group pour le compte de l'IESO. L'analyse a permis de conclure que l'initiative de réforme « peut atténuer ou éliminer de nombreuses inefficacités existantes associées à la conception actuelle du marché et générer des profits nets considérables pour la province ».

Dans leur article intitulé « Les entreprises manufacturières déménageront-elles en réaction à la hausse des tarifs d'électricité? », Ahmad Faruqui et Sanem Sergici concluent que la relocalisation des industries n'est clairement pas dictée uniquement par le prix de l'électricité, et que de nombreux facteurs sont pris en compte dans la décision de déménager, y compris les coûts opérationnels comme les frais de main-d'œuvre et les taxes, l'accès aux matières brutes

---

1 Gouvernement de l'Alberta, *Climate Leadership Plan*, Edmonton, 22 novembre 2015, en ligne : <http://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.cfm>.
2 Ernest & Young LLP, « Alberta climate change leadership plan announcement », Calgary, 2015, en ligne : <http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Alberta-climate-change-leadership-plan-announcement/$FILE/Alberta-climate-change-leadership-plan-announcement.pdf>.
3 Voir à titre d'exemple, Rick McConnell, « Alberta's climate-change plan selling point for pipelines, Rachel Notley says » *CBC News* (19 juillet 2016), en ligne : <http://www.cbc.ca/news/canada/edmonton/alberta-s-climate-change-plan-selling-point-for-pipelines-rachel-notley-says-1.3686055>.
4 Bill 27, *Renewable Electricity Act*, 2e Sess, 29e Lég, Alberta, 2016.

et l'accès aux marchés. Les conclusions sont fondées sur les variations des tarifs industriels aux États-Unis, mais les auteurs « sont d'avis que des conclusions semblables seraient tirées d'un examen des données canadiennes ». L'*ERQ* espère que cet article stimulera la génération de données et la réalisation d'analyses de ce côté-ci de la frontière.

L'exploration pétrolière et gazière au large de la Colombie-Britannique a connu des années quelque peu mouvementées, au cours desquelles elle a notamment été frappée de moratoires sur le forage et la circulation des pétroliers le long de la côte nord. Le statut de ces moratoires n'a pas toujours été clair. Cependant, à la mise sous presse de ce numéro de l'*ERQ*, le gouvernement fédéral avait présenté un projet de loi pour officialiser le moratoire sur la circulation des pétroliers. L'historique du moratoire et du projet de loi proposé a été examiné par David Bursey et Charlotte Teal dans leur article intitulé « Proposition de loi sur le moratoire relatif aux pétroliers- un aperçu de l'histoire du moratoire ». Les auteurs concluent que les options de restrictions à l'exportation augmenteront les coûts et les complications pour les ressources pétrolières canadiennes en développement en vue de leur exportation. Ce perpétuel débat se poursuivra, pendant que ce projet de loi est étudié par le Parlement.

Les mécanismes d'établissement du prix des émissions de dioxyde de carbone sont bien sûr tous axés sur la réduction de ces émissions. Toutefois, l'efficacité de ces mécanismes nécessite la réalisation d'autres études empiriques, ce qui suppose que la transparence dans leur application serait pertinente. Dans une récente décision, la Commission de l'énergie de l'Ontario a refusé d'exiger l'inclusion de frais liés aux systèmes de plafonnement et d'échange en tant que ligne distincte sur les factures des clients, malgré l'utilité éventuelle et malgré le soutien général à l'égard d'une telle transparence. Dans son article intitulé « Le système de plafonnement et d'échange et la transparence des prix : analyse de la décision de la CEO dans le dossier EB-2015-0363 », Moin Yahya conclut que la Commission a manqué une occasion précieuse de contribuer à la science sur le comportement du client à l'égard des émissions.

Enfin, dans ce numéro de l'*ERQ*, l'un de vos rédacteurs en chef, Rowland Harrison, examine l'article de Dennis McConaghy, cadre supérieur retraité chez TransCanada Corp. intitulé « DYSFUNCTION : *Canada after Keystone XL* ». L'examen laisse entendre que *Dysfunction* se veut une importante contribution au débat actuel à propos du processus d'examen des pipelines et doit être lu par l'ensemble des politiciens, des décideurs, des organismes de règlementation, de l'industrie et des citoyens intéressés. ■

LE MARCHÉ D'ÉLECTRICITÉ DE L'ALBERTA EN PLEINE ÉVOLUTION – LE POINT SUR LES RÉCENTS CHANGEMENTS ET DÉVELOPPEMENTS

Kimberly Howard et Gordon Nettleton***

En 2016, un certain nombre de développements clés ont eu une incidence directe sur le secteur de l'énergie de l'Alberta. La plupart de ces développements se sont produits par suite de la mise en œuvre du *Climate Leadership Plan*[1] (plan de lutte contre les changements climatiques axé sur le leadership, ou « Climate Plan ») par le gouvernement de l'Alberta (la « province »). Le Climate Plan a d'abord été annoncé en novembre 2015 et, entre autres choses, il promettait un prix du carbone à l'échelle de l'économie et un plafond établi par la loi d'émissions pour les sables bitumineux.

Pour le secteur de l'énergie, l'objectif principal établi dans le Climate Plan est l'élimination progressive des émissions de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. Les deux tiers de l'électricité existante produite à partir du charbon devraient être remplacés par de l'électricité provenant de sources renouvelables et l'autre tiers par le gaz naturel. Jusqu'ici, la province a pris différentes mesures en vue d'atteindre ces objectifs. Notamment, le 23 novembre 2016, la province a annoncé la restructuration du marché de l'électricité de l'Alberta, le faisant passer d'un régime totalement dérèglementé à un système hybride comportant des mécanismes de paiement axés sur la capacité[2].

Le présent article offre un aperçu de haut niveau des récents développements en Alberta, y compris un résumé des initiatives découlant du Climate Plan, suivi d'un exposé plus détaillé de l'initiative de l'Alberta Electric System Operator (AESO) pour l'élaboration d'un nouveau marché de l'électricité axé sur la capacité.

1. Portrait du marché actuel

L'Alberta est l'un des rares territoires de compétence dans le monde à être doté d'un marché qui relève exclusivement de l'énergie. Cela signifie que les producteurs d'énergie ne recouvrent que le prix de gros de l'électricité. Les investisseurs ne peuvent

* Kim Howard est associée principale au bureau de Calgary de McCarthy Tétrault et membre du groupe sur les pratiques énergétiques à l'échelle nationale de la firme. Le domaine de spécialisation de Kim comprend les exigences règlementaires et commerciales pour le développement de nouvelles énergies renouvelables en Alberta et dans d'autres provinces de l'Ouest canadien.

** Gordon Nettleton est partenaire chez McCarthy Tétrault et dirige conjointement le groupe sur les pratiques de règlementation de l'énergie à l'échelle nationale de la firme. Il comparaît fréquemment devant les tribunaux administratifs provinciaux et fédéraux de l'énergie et aide des clients pour des questions concernant les tarifs de l'électricité et de pipelines et les demandes et questions d'installations en matière de droit des Autochtones et de l'environnement.

1 Gouvernement de l'Alberta, *Climate Leadership Plan*, Edmonton, Alberta Environment and Parks, 20 novembre 2015, en ligne: <https://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.aspx>.

2 Gouvernement de l'Alberta, *Consumers to benefit from stable, reliable electricity market*, Edmonton, 23 novembre 2016, en ligne: <https://www.alberta.ca/release.cfm?xID=44880BD97DCDC-D465-4922-25225F9F43B302C9>.

donc recouvrer le capital investi que s'ils peuvent optimiser les heures à prix élevé et, par conséquent, le réseau exclusivement énergétique est sujet à une instabilité de l'approvisionnement et ne favoriserait pas l'investissement dans les installations de production et, plus particulièrement, dans les sources d'énergie renouvelable.

Voici des statistiques importantes sur le marché de l'électricité de l'Alberta :[3]

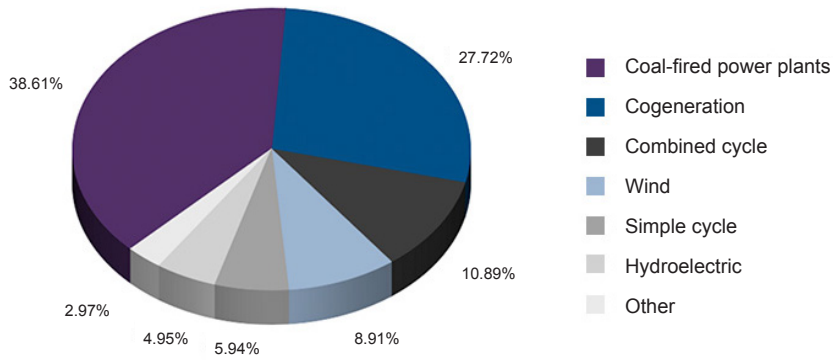
- Environ 39 % de la capacité de production d'électricité installée de l'Alberta provient du charbon, près de 44 % provient du gaz naturel, 9 % de l'éolien et le reste de la capacité provient de l'eau, de la biomasse et de la chaleur résiduelle.

  Voir la figure 1 ci-dessous.

- Les changements illustrés ci-dessous devraient se produire dans la capacité de production future de l'Alberta selon l'estimation de l'AESO en mai 2016 fondée sur les changements de fond anticipés[4]. Bien que ces estimations soient fondées sur une capacité renouvelable installée et hypothétique de 4 200 mégawatts (MW), la province a par la suite annoncé un objectif de 5 000 MW pour ses projets d'énergie éolienne, solaire et hydroélectrique d'ici 2030.

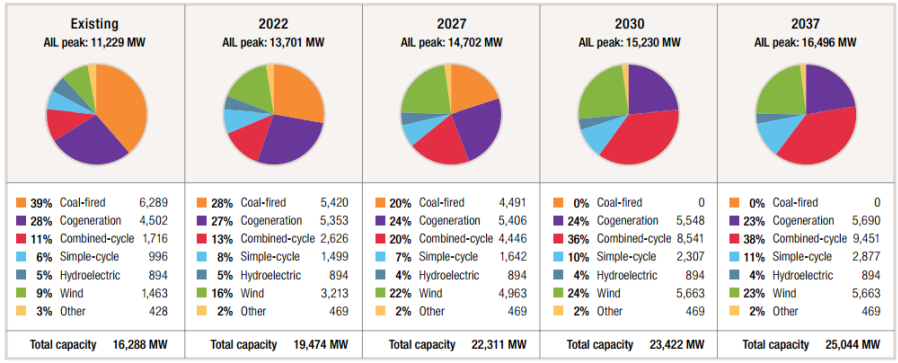
  Voir la figure 2 ci-dessous.

Figure 1



Source : AESO, *Electricity in Alberta*, en date d'août 2016.

Figure 2



Source : *AESO 2016 Long-term Outlook*, en date de mai 2016.

3 Gouvernement de l'Alberta, *Energy Statistics*, Edmonton, décembre 2015, en ligne: <http://www.energy.gov.ab.ca/Electricity/682.asp>.

4 AESO, *AESO 2016 Long-term Outlook,* en ligne: <https://www.aeso.ca/download/listedfiles/AESO-2016-Long-term-Outlook-WEB.pdf>.

2. Le Climate Plan

Comme il est indiqué ci-dessus, pour le secteur de l'énergie, le Climate Plan vise à remplacer deux tiers de l'électricité existante provenant du charbon par de l'énergie renouvelable et un tiers par le gaz naturel. Pour atteindre ces objectifs, la province a pris différentes mesures, y compris :

L'élimination progressive des émissions de charbon d'ici 2030 : Le but du Climate Plan est de remplacer ces unités par une production aux deux tiers d'énergie renouvelable et d'un tiers provenant du gaz naturel. La province a incorporé son objectif de « 30 d'ici 30 » dans la *Renewable Electricity Act*[5], qui a été déposée en novembre 2016. Le 24 novembre 2016, l'Alberta a annoncé sa décision de verser des paiements de transition à la TransAlta Corporation, la Capital Power Corporation et ATCO Ltd., dans le cadre du processus d'élimination progressive des émissions de charbon le ou avant le 31 décembre 2030. En vertu du plan proposé, ces trois entreprises devraient recevoir des paiements annuels totalisant 1,1 milliard de dollars de 2016 à 2030. La province a annoncé que les montants pour ces paiements ne proviendront pas des tarifs d'électricité imposés aux consommateurs, mais plutôt des montants prélevés par l'Alberta pour les émissions industrielles de carbone.

Programme d'énergie renouvelable : La *Renewable Electricity Act* habilite également l'AESO à administrer un processus d'appel à la concurrence pour son programme d'énergie renouvelable (PER). Dans le cadre du PER, les soumissionnaires retenus doivent conclure une entente de soutien à l'électricité renouvelable (ESER) avec l'AESO, qui leur offrira un crédit d'énergie renouvelable indexé de 20 ans, dont la structure s'apparenterait à un contrat sur différence, afin de couvrir toute différence entre le prix de la soumission du participant pour le projet et le prix courant de l'énergie sur le marché. L'AESO a officiellement lancé le premier tour d'appel à la concurrence (1er tour) du PER le 31 mars 2017, avec une demande d'expression d'intérêt (DEI)[6]. En plus de poursuivre ses consultations et ses séances d'information des parties intéressées, l'AESO a publié une ébauche révisée de l'ESER et fourni les dates clés pour le 1er tour du PER. L'ESER dans sa forme complète devrait être remise aux soumissionnaires de projets au cours de l'étape de la demande de qualification.

Voir la figure 3 ci-dessous.

Prix du carbone à l'échelle de l'économie : Les changements au *Specified Gas Emitters Regulation*[7] (règlement sur les émetteurs de gaz désignés – *SGER*) en 2015 ont grandement fait augmenter le coût des émissions pour les grands émetteurs industriels (ceux qui émettent 100 000 tonnes ou plus de gaz à effet de serre). Ces installations sont sujettes aux coûts suivants

Figure 3

AESO ISSUANCE OF REOI	March 31, 2017
REOI question submission deadline	April 11, 2017
REOI information session	April 18, 2017
REOI concludes & EOI Forms due	April 21, 2017
AESO ISSUANCE OF RFQ TO INTERESTED PARTIES	April 28, 2017
RFQ submissions due	June 16, 2017
AESO evaluation of RFQ submissions and selection of qualified respondents	June to September 2017
AESO ISSUANCE OF RFP TO PROPONENTS	September 15, 2017
RFP submissions due	October 13, 2017
Selection of successful proponent(s) and execution of RESA(s)	December 2017
Target commercial operation date	December 2019

Source : AESO, *Request for Expressions of Interest for the First Renewable Electricity Program Competition REP Round 1*, Section 2.1, p 4.

5 PL 27, *Renewable Electricity Act*, 2e sess, 29e lég, Alberta, 2016.
6 AESO, *Request for Expressions of Interest – For the First Renewable Electricity Program Competition REP Round 1, Calgary,* 31 mars 2017, en ligne: <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/REP-Round-1-REOI-033117.pdf>.
7 *Specified Gas Emitters Regulation*, Alta Reg 139/2007.

de conformité en vertu du *SGER* :

Objectifs de réduction de l'intensité des émissions de sites particuliers :	Paiements d'émissions pour chaque tonne dépassant les objectifs de réduction des installations :
• 12 % en 2015	• 15 $ en 2015
• 15 % en 2016	• 20 $ en 2016
• 20 % en 2017	• 30 $ en 2017

La province a également introduit un *Carbon Competitiveness Regulation* (règlement sur la compétitivité du carbone)[8], dans lequel les crédits d'intensité des émissions sont fondés sur une comparaison avec le producteur d'électricité à partir du gaz naturel le plus efficace.

Prélèvement sur le carbone à l'échelle de la province : Le 1er janvier 2017, en vertu de la *Climate Leadership Act*, la province a imposé un prélèvement sur le carbone à l'échelle de la province, en vue de permettre qu'un prélèvement sur le carbone imposé aux consommateurs de combustibles soit réalisé au moyen d'une série d'obligations de paiement et de remise s'appliquant aux personnes comprises dans les chaînes d'approvisionnement en combustible[9]. Les prélèvements sur le carbone sont imposés au niveau de diverses opérations énumérées au sein de la chaîne de valeur du combustible. Les recettes provenant du prélèvement sur le carbone seront utilisées : (i) pour contribuer aux initiatives visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, ou de façon plus générale, à accroître la capacité de l'Alberta à s'adapter aux changements climatiques ou (ii) pour financer des remises ou des ajustements aux prélèvements. Par conséquent, les recettes provenant de la tarification du carbone seront réinvesties en Alberta dans la recherche et la technologie en matière d'énergie propre, l'infrastructure verte et l'aide au financement du PER de l'AESO. La province a annoncé que la taxe sur le carbone sera également utilisée pour un « fond d'ajustement » en vue d'aider des personnes et des familles à s'ajuster au prélèvement et d'aider les petites entreprises, les Premières Nations et les personnes qui travaillent dans l'industrie du charbon.

Plafond établi par la loi d'émissions des sables bitumineux : Le secteur des sables bitumineux produit environ un quart des émissions annuelles de l'Alberta et un prélèvement est actuellement imposé à ces installations en fonction des émissions historiques de chaque installation en vertu du *SGER*. Le 14 décembre 2016, la nouvelle *Oil Sands Emissions Limit Act*[10] est entrée en vigueur. Cette loi impose un plafond d'émissions à la production des sables bitumineux de 100 mégatonnes. La loi envisage également certaines exceptions relativement aux émissions de production combinée, à l'amélioration des émissions, et de possibles exemptions discrétionnaires par règlement (susceptibles de favoriser de nouveaux développements technologiques). Bien que la loi même soit entrée en vigueur, son règlement n'a pas encore été élaboré et devra établir toute la portée et l'application de cette nouvelle loi.

Plan de réduction des émissions de méthane : L'Alberta a l'intention de réduire les émissions de méthane de 45 % par rapport aux niveaux de 2014 d'ici 2025[11]. La plus importante source d'émissions de méthane de la province est son industrie du pétrole et du gaz (provenant de la dispersion, des émissions fugitives de la pneumatique au gaz naturel, des fuites et du torchage). L'ancienne Climate Change and Emissions Management Corporation, maintenant connue sous le nom d'Emissions Reduction Alberta (ERA), a affecté un total de 40 millions de dollars au développement des technologies visant à réduire les émissions de méthane en Alberta, offrant ainsi aux soumissionnaires retenus un maximum de 5 millions de dollars[12]. Les propositions de projets étaient attendues le 30 mars 2017, et ERA devrait faire connaître sa décision en juin 2017[13].

3. Le marché de capacité de l'Alberta

Au cours des 14 prochaines années, la province a estimé qu'il lui faudra un nouvel investissement allant jusqu'à 25 milliards de

8 Alberta, *Climate Leadership Report to the Minister,* Edmonton, Alberta Climate Change Advisory Panel, 2015, en ligne : <http://www.alberta.ca/documents/climate/climate-leadership-report-to-minister.pdf>.
9 *Climate Leadership Act*, SA 2016, c C-16.9, s 3.
10 *Oil Sands Emissions Limit Act,* SA 2016, c O-7.5.
11 Alberta, *Climate Plan*, *Reducing Methane Emissions,* Edmonton, Alberta Environment and Parks, en ligne : <https://www.alberta.ca/climate-methane-emissions.aspx>.
12 Alberta, communiqué, *New "ERA" of Climate Innovation Targets Methane Pollution*,Edmonton, Gouvernement de l'Alberta, 2016, en ligne: <http://www.alberta.ca/release.cfm?xID=43663196ECDB0-D667-25D7-74C379B20D4BC055>.
13 Emissions Reduction Alberta, *Addressing the Methane Challenge – Full Project Proposal Guidelines,* Edmonton, Gouvernement de l'Alberta, en ligne: <http://www.eralberta.ca/apply-docs/era-methane-full-project-proposal-guidelines.pdf>.

dollars dans la production d'électricité afin de répondre, en partie, à ses besoins croissants en électricité, de mettre en œuvre son plan d'élimination progressive de la production au charbon et d'atteindre une capacité d'électricité renouvelable de 30 % d'ici 2030[14].

Par conséquent, les investisseurs actuels et éventuels dans l'énergie ainsi que l'AESO ont recommandé que l'Alberta passe à un régime de marché de l'énergie axé sur la capacité, ce qui devrait favoriser la stabilité des prix de l'électricité et de l'approvisionnement en électricité, de même que l'investissement dans l'énergie. Cette recommandation se retrouve dans le rapport de l'AESO intitulé *Alberta Wholesale Electricity Market Transition Recommendation*[15] (« Capacity Report de l'AESO »).

Dans le cadre du plan de marché proposé, l'Alberta incorporera des mécanismes pour indemniser les producteurs d'énergie pour leur capacité de production. Le marché de l'électricité de l'Alberta comprendra donc trois marchés distincts : (i) un marché pour l'énergie; (ii) le marché de services complémentaires et (iii) un marché pour la capacité, dans lequel les producteurs accepteront d'avoir la disponibilité pour fournir de l'électricité en cas de besoin. Chacun de ces marchés produit des flux de rentrées distincts : (i) les paiements d'énergie, qui sont payés au producteur pour l'électricité qui est achetée, et (ii) les paiements de capacité, qui sont payés au producteur pour assurer la disponibilité de sa capacité de production sur demande.

a. Pourquoi la transition à un marché de capacité?

Dans une lettre datée du 10 janvier 2017[16], Alberta Energy a demandé que l'AESO dirige la conception technique du marché de capacité, y compris une évaluation de l'AESO lui-même afin de déterminer les changements à apporter aux marchés des produits de l'énergie et des services complémentaires et d'assurer la fiabilité du système[17].

Dans le Capacity Report de l'AESO, ce dernier a conclu que le maintien du statu quo (c.-à-d. aucun changement aux règles du marché actuel, qui relève exclusivement de l'énergie) n'attirera pas un montant suffisant d'investissement dans une production garantie et acheminable pour assurer un approvisionnement adéquat pendant la transition de l'Alberta du charbon vers une production renouvelable[18]. Pour en arriver à sa recommandation en faveur d'un marché de capacité, l'AESO a analysé, en tenant compte des résultats escomptés de la province, les solutions de rechange pour remédier à cette lacune. À un niveau élevé, les résultats escomptés d'Alberta Energy et de l'AESO sont les suivants :

- Un ***système fiable et résilient*** (c.-à-d. compatibilité avec la gestion de l'élimination progressive du charbon, compatibilité avec un nombre accru d'interconnexions, intégration de la production renouvelable et des nouvelles technologies, variabilité de la marge de réserve et adéquation suffisante de l'approvisionnement);

- ***Performance environnementale*** (c.-à-d. compatibilité avec le PER, résilience du marché à la politique environnementale, compatibilité avec une production combinée accrue, efficacité énergétique, micro-production et production décentralisée, prix du carbone et expansion future de l'énergie renouvelable);

- ***Coûts raisonnables pour les consommateurs*** (c.-à-d. prix stables, coût raisonnable de l'énergie livrée, maintien d'une efficacité équitable et d'un fonctionnement ouvertement concurrentiel du marché, compatibilité avec les changements à l'option de tarifs règlementés, maintien de coûts de

14 Gouvernement de l'Alberta, *Electricity,* Edmonton, Alberta Energy, en ligne : <http://www.energy.alberta.ca/Electricity/electricity.asp>.
15 AESO, *Alberta Wholesale Electricity Market Transition Recommendation,* Calgary, 2 octobre 2016, en ligne : <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/Albertas-Wholesale-Electricity-Market-Transition.pdf > ("AESO Capacity Report").
16 Gouvernement de l'Alberta, *Lettre à M. David Erickson, président et chef des opérations de l'AESO,* Edmonton, 10 janvier 2017, en ligne : <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/capacity-market-design-AESO-mandate-letter-Jan-10-2017.pdf >.
17 *Ibid.*
18 AESO Capacity Report, *supra* note 15 à la p 16.

transport raisonnables et qui n'altèrent pas le marché de façon fondamentale);

- ***Développement économique et création d'emplois*** (c.-à-d. incidence sur le commerce ou les industries clés, promotion de la croissance économique et atteinte d'autres objectifs sociaux comme le soutien de groupes démographiques, de régions ou de politiques industrielles en particulier);

- Une ***transition ordonnée*** (c.-à-d. minimisation des perturbations et des coûts).

À titre de contexte, les autres options envisagées par l'AESO comprenaient : (i) des améliorations au marché exclusivement de l'énergie (p. ex. accroître le plafonnement du tarif de 1 000 $ à 5 000 $); (ii) des contrats à long terme, comme ceux mis en place en Ontario et (iii) le retour à une structure de coût règlementé des services.

Tel qu'il a été expliqué en détail dans le Capacity Report de l'AESO, ce dernier a finalement recommandé un marché de capacité pour les raisons suivantes[19] :

- Assure la fiabilité alors que le réseau d'électricité de l'Alberta évolue et offrira une indemnisation précise pour la production garantie;

- Accroît la stabilité des prix;

- Offre une plus grande certitude quant aux recettes pour les producteurs;

- Maintient les forces du marché concurrentiel et favorise l'innovation et la discipline au niveau des coûts;

- Favorise la mise en œuvre des initiatives du Climate Leadership Plan et peut être adapté en fonction de l'évolution future des politiques.

b. Délais pour le marché de capacité

- Le marché de capacité de l'Alberta sera développé en consultation avec les parties intéressées et sera mis en œuvre d'ici 2021.

- L'AESO a estimé qu'il faudrait deux ans pour réaliser la conception du marché et une année de plus pour mettre au point les contrats juridiques et mettre en place un processus d'approvisionnement.

- Les premiers contrats de capacité devraient être formés au moins trois ans après le début du processus de conception.

- Par conséquent, la date la plus rapprochée où la capacité offerte dans le cadre de l'enchère initiale serait en service sera probablement en 2024.

4. Conception du marché de capacité – questions et faits à surveiller

Les répercussions possibles d'une réforme importante du marché de l'électricité sur le paysage énergétique de l'Alberta devront être considérées à la lumière des autres engagements récemment annoncés par la province, comme ses initiatives d'énergie renouvelable. En ce moment, les questions à prendre en considération comprennent[20] :

- **Rôle des organismes de règlementation :** Des modifications règlementaires, l'établissement de dispositions règlementaires (p. ex. nouvelles règles et nouveaux tarifs ISO) et une surveillance par les organismes de règlementation concernés seront nécessaires pour assurer une transition ordonnée vers un marché de capacité, sa conception et sa mise en œuvre. C'est pourquoi les organismes de règlementation de l'électricité de l'Alberta, y compris l'Alberta Utilities Commission (AUC), le Market Surveillance Administrator de l'Alberta et le Balancing Pool pourraient y jouer un plus grand rôle.

  Nous prévoyons que l'AUC jouera un rôle

[19] Capacity Report de l'AESO, *ibid* aux pp 40-41.

[20] Voir aussi Kimberly Howard, Beverly Ma et George Vegh, « The New Current: Alberta Announced Overhaul of Electricity Market », *Canadian Energy Perspectives, Developments in Energy and Power Law* (24 novembre 2016), en ligne : Canadian Energy Perspectives Blog <http://www.canadianenergylawblog.com/2016/11/24/the-new-current-alberta-announces-overhaul-of-electricity-market/>.

important, y compris en ce qui concerne le processus d'établissement des règles du marché et les demandes de la part d'installations. Par exemple, à mesure que les activités de développement se poursuivent en prévision de tours futurs du PER et des enchères de capacité concurrentielles, une augmentation correspondante est attendue dans le nombre de demandes d'approbation d'installations auprès de l'AUC. Au cours de l'examen et de l'approbation par l'AUC du nombre accru de demandes de la part d'installations, il sera intéressant de voir comment l'AUC traitera les éléments de preuve de thèmes récurrents, y compris ceux concernant le bruit, la faune et les effets sur la santé. La contribution du public à l'infrastructure énergétique a été à l'avant-plan des récents développements énergétiques et est d'une importance capitale en Alberta et partout au Canada. Il faudra entre autres surveiller si le critère « directement touché »[21] de l'AUC quant à la qualité pour participer demeurera ou s'il sera modifié pour en faire une norme plus inclusive en vue de favoriser une plus grande participation du public.

- **Stabilité des prix :** Bien que les marchés de capacité aient de nombreux avantages pour les consommateurs, comme la réduction des pointes de prix, les consommateurs risquent d'avoir à assumer des coûts accrus. La province a récemment annoncé son engagement à protéger les consommateurs contre les prix instables en imposant un plafonnement du tarif de 6,8 cents par kilowatt-heure de juin 2017 à juin 2021[22]. Toutefois, puisqu'il est peu probable que le plafonnement des prix de l'électricité et l'introduction de paiements pour la capacité énergétique se recoupent, l'incidence du marché de l'énergie axé sur la capacité demeure incertaine.

- **Chevauchement et action réciproque avec d'autres initiatives :** Il sera important de voir quelle sera l'interaction du marché de capacité avec les principes du marché relevant exclusivement de l'énergie et plus particulièrement des principes établis dans le *Fair, Efficient and Open Competition Regulation*[23] (*FEOC*). Plus précisément, il faudra voir si et comment les principes du *FEOC* seront appliqués aux divers rapports entre les producteurs participant au marché de l'Alberta, y compris les soumissionnaires retenus dans le cadre du PER et d'enchères pour des marchés de capacité, et comment ces initiatives seront traitées en ce qui concerne les producteurs titulaires qui ont déjà investi dans des installations de production au gaz naturel ou renouvelable, et qui ont construit et exploité celles-ci en Alberta.

- **Fiabilité de l'approvisionnement :** Le marché de capacité incitera les producteurs d'électricité à alimenter le réseau commun d'énergie et permettra un investissement dans les sources d'énergie renouvelable. Reste à voir si la réforme du marché pourra combler de possibles lacunes dans l'approvisionnement en énergie de l'Alberta, surtout durant la période de l'élimination progressive du charbon, et si elle renforcera le Climate Plan de l'Alberta. ■

---

21 *Alberta Utilities Commission Act,* SA 2007, c A-37.2, art 9; AUC Rule 001, *Rules of Practice*, art 11.

22 Gouvernement de l'Alberta, *Price cap to protect consumers from volatile electricity prices,* Edmonton, 22 novembre 2016, en ligne : < https://www.alberta.ca/release.cfm?xID=4487283D35A59-070B-5A1F-76A7FB63D2CA149D>.

23 Alta Reg 159/2009.

RÉFORMER LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO : LES COÛTS ET LES AVANTAGES

*Johannes Pfeifenberger, Kathleen Spees, Judy Chang, Walter Graf et Mariko Geronimo Aydin**

Aperçu

La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) qui gère le marché de gros de l'électricité de l'Ontario est sur le point d'entreprendre une grande réforme de la conception de son marché. Cette initiative sera la première importante réorganisation du marché de gros de l'électricité de l'Ontario depuis sa mise en place il y a 15 ans[1]. La réforme du marché envisagée comprendra des changements importants pour : (1) accroître l'efficacité de la composante « énergie » des marchés de gros, (2) introduire un certain nombre de caractéristiques pour améliorer la souplesse opérationnelle du système, et (3) développer la mise aux enchères pour accroître la capacité afin de financer les investissements nécessaires pour maintenir la fiabilité de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario. Cet ensemble coordonné de réformes du marché est qualifié de « renouvellement du marché » et représente l'aboutissement de nombreuses années d'analyse et d'observation par la SIERE, le Comité de surveillance du marché (CSM) de l'Ontario et les intervenants du secteur de l'électricité de l'Ontario.

Notre analyse récemment terminée des incidences de la réforme du marché, effectuée en menant de nombreuses consultations auprès des intervenants de la SIERE, montre que cette initiative peut atténuer ou éliminer les nombreuses inefficacités existantes associées à la conception actuelle du marché et apporter des avantages nets substantiels à la province[2]. Compte tenu de ces résultats, la SIERE et ses intervenants ont décidé de procéder à l'élaboration d'une conception renouvelée du marché de manière à maximiser les avantages offerts, à atténuer les risques liés à la mise en œuvre et à préparer l'établissement du marché de l'énergie de gros de la province afin de satisfaire aux futurs besoins des clients tout en soutenant les priorités en matière de politiques publiques.

Parmi les principales constatations de notre analyse, mentionnons les suivantes :

- Les avantages estimés du renouvellement du marché l'emportent largement sur les

*Johannes Pfeifenberger, Kathleen Spees et Judy Chang sont directeurs non associées, Mariko Geronimo Aydin est associée principale et Walter Graf est associé à de The Brattle Group, un cabinet d'experts-conseils en économie ayant des bureaux à Toronto, Boston, Washington DC, San Francisco, New York, Londres, Rome, Madrid et Sydney. Cet article est basé sur les travaux entrepris par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de l'Ontario. Nous tenons à souligner l'importante contribution du personnel de la SIERE, des membres du Groupe de travail sur le renouvellement du marché et des intervenants de la SIERE. Les analystes de recherche de Brattle Peter Cahill, James Mashal et John Imon Pedtke ont contribué à l'analyse des avantages pour cette étude. Vikki Harper, William Schwant et Ken Donald d'Utilicast ont contribué à estimer pour la SIERE les coûts de mise en œuvre des initiatives proposées en matière de renouvellement du marché. Tous les résultats et toutes les erreurs éventuelles relèvent de la responsabilité des auteurs et ne représentent pas l'opinion de The Brattle Group ou de ses clients.

1 Voir les affichages de la SIERE sur le renouvellement du marché consultables en ligne: <http://www.ieso.ca/sector-participants/engagement-initiatives/engagements/market-renewal> (en anglais seulement).

2 Pfeifenberger et al, *The Future of Ontario's Electricity Market: A Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project*, The Brattle Group, préparé pour la SIERE (20 avril 2017), en ligne: <http://www.ieso.ca/sector-participants/engagement-initiatives/engagements/market-renewal> (en anglais seulement).

coûts estimés de mise en œuvre, avec une valeur actualisée des avantages nets allant de 2,2 à 5,2 milliards de dollars au cours des dix prochaines années. Ces avantages à l'échelle de la province seront partagés par les clients et les fournisseurs.

- Les avantages découlant du renouvellement du marché sont susceptibles de s'accroître au fil du temps, alors que le secteur de l'électricité de l'Ontario poursuit la décarbonisation, que les contrats viennent à échéance et que le secteur jouit d'une distribution plus étendue.

- Le renouvellement du marché permettra de mieux préparer l'Ontario pour l'avenir en créant un cadre concurrentiel pour assurer une intégration efficace des technologies nouvelles et émergentes.

- La SIERE et les intervenants ont de nombreuses possibilités d'améliorer le rapport coûts-avantages du renouvellement du marché en tirant des leçons des expériences des autres provinces et territoires et en appliquant les enseignements tirés au contexte unique de l'Ontario.

La nécessité du renouvellement du marché

Le marché de gros actuel a été conçu à l'origine pour coordonner l'exploitation des ressources nucléaires, hydroélectriques et sous forme de combustibles fossiles, avec la production d'électricité à partir de centrales thermiques au charbon qui couvre environ 25 % des besoins énergétiques totaux de l'Ontario, et pour fournir la majeure partie de la souplesse du système. Les limites de la conception du marché ont été reconnues par le Comité de conception du marché qui a initialement élaboré le système, et la conception devait être une solution temporaire qui aurait subi une transition vers un système de « tarification nodale » sur une période de 18 mois après sa mise en œuvre initiale. Contrairement à ce que prévoyaient ces plans antérieurs, cette conception transitoire est en place depuis une décennie et demie.

Au fil du temps, des correctifs et des améliorations temporaires ont été apportés à la conception de base, mais le système existant est néanmoins devenu de plus en plus inefficace. Ces inefficacités ont été abondamment documentées et analysées par la SIERE, le CSM et des observateurs indépendants[3]. En 2014, l'Ontario a retiré sa dernière centrale thermique alimentée au charbon dans le cadre d'un effort concerté par la province en vue de décarboniser le secteur de l'électricité[4]. Des sources de production d'électricité non émettrices (particulièrement le nucléaire, la biomasse, l'éolien et le solaire) et la nouvelle ressource de production d'électricité au gaz naturel ont remplacé la majorité de la production d'électricité au charbon. L'évolution des sources d'approvisionnement et les besoins accrus de souplesse ont amplifié les défis associés à la conception de marché existante. Pour l'avenir, les défis vont s'intensifier, ce qui rend le système actuel de plus en plus inefficace et coûteux. Par ailleurs, avec l'adoption de nouvelles technologies qui introduisent d'autres complexités opérationnelles et la hausse continue de la participation au niveau de la distribution, il faudra considérablement améliorer la conception générale du marché.

Bien que des détails particuliers de la mise en œuvre du programme de renouvellement du marché n'aient pas encore été définis, les caractéristiques générales du renouvellement du marché relevées par la SIERE et les intervenants peuvent être classées en trois domaines de travail :

- **L'énergie :** Passer à un marché comportant un calendrier unique en ce qui a trait aux opérations et au règlement financier, y compris à une tarification au coût marginal en fonction de l'endroit pour les fournisseurs, à une optimisation de l'engagement de production et de l'acheminement en temps réel et à un marché journalier financièrement contraignant.

---

3 Par exemple, voir le rapport de la Commission de l'énergie de l'Ontario, *Market Surveillance Panel: Congestion Payments in Ontario's Wholesale Electricity Market: An Argument for Market Reform*, Toronto, décembre 2016, en ligne: <http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/MSP/MSP_CMSC_Report_201612.pdf> (en anglais seulement).

4 Voir le rapport de la Commission de l'énergie de l'Ontario, *La fin du charbon: Document d'introduction sur la modernisation de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario*, Toronto, décembre 2015, en ligne: <http://www.energy.gov.on.ca/fr/archive/the-end-of-coal/>.

- **L'exploitabilité :** Augmenter la souplesse du système et améliorer l'utilisation des interconnexions avec les systèmes voisins afin de réduire les coûts associés aux conditions de production en surplus, les incertitudes liées à la production variable à partir de sources renouvelables, et la nécessité de restreindre l'accès aux ressources.

- **La capacité :** Améliorer l'approvisionnement des ressources afin de répondre aux besoins de suffisance des ressources de la province grâce au recours à la mise aux enchères pour accroître la capacité qui stimule la concurrence de toutes les sources d'approvisionnement qualifiées d'une manière technologiquement neutre.

Ces réformes augmenteront la mesure dans laquelle l'Ontario fait appel à des mécanismes de marché transparents pour fournir de l'électricité à tous les consommateurs. Les expériences d'autres marchés de l'électricité en Amérique du Nord qui ont déjà relevé des défis similaires à ceux de l'Ontario montrent que la réforme du marché proposée aidera à soutenir un secteur de l'électricité plus efficace.

Avantages attendus du renouvellement du marché

Nous avons estimé les avantages de chacun des trois domaines de travail du renouvellement du marché en tenant compte des commentaires des intervenants, des études actuelles sur le marché de l'Ontario, des analyses des efforts similaires déployés pour revoir la conception du marché dans d'autres marchés de l'électricité en Amérique du Nord au cours de la dernière décennie, ainsi que d'une évaluation des caractéristiques uniques de l'Ontario. En ce qui a trait à chaque domaine de travail, des réformes similaires dans d'autres marchés ont permis de faire des gains d'efficacité qui compensent largement les coûts. Les réformes du marché de l'énergie des marchés de MidContinent ISO (MISO), de Californie ISO (CAISO), du Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) et du Southwest Power Pool (SPP), entre 2005 et 2014, ont permis de mettre en œuvre un bon nombre des mêmes éléments actuellement à l'examen en Ontario[5]. De même, les études sur les améliorations apportées à l'exploitabilité et à l'interconnexion dans les marchés de CAISO, d'ERCOT, de MISO, de New York ISO (NYISO), de Pennsylvanie-New Jersey-Maryland (PJM) et de l'ISO Nouvelle-Angleterre (ISO-NE) ont quantifié des avantages importants dont pourrait éventuellement bénéficier le domaine de travail sur l'exploitabilité de la SIERE[6]. De plus, l'expérience acquise dans d'autres marchés a montré que la mise aux enchères pour accroître la capacité peut attirer des quantités importantes de ressources ayant des capacités de production à moindre coût. En particulier, aux États-Unis, les marchés de PJM, d'ISO-NE, et de NYISO ont misé avec succès sur les marchés de capacité pour répondre à leurs besoins de fiabilité de façon rentable depuis plus de dix ans[7]. Le regroupement des analyses axées sur l'Ontario avec les expériences vécues dans d'autres marchés — après avoir reconnu et tenu compte des différences entre les marchés — dresse un tableau complet des avantages et des risques potentiels associés au renouvellement du marché.

Les principaux avantages du renouvellement du marché sont associés à ce qui suit :

- **Des économies de coûts liés à la réduction de la consommation des combustibles et des émissions, et à l'exploitation et à l'entretien.** Le marché actuel ne tient pas pleinement compte de tous les coûts et de toutes les contraintes du système dans la fixation des prix, l'engagement des ressources et la répartition de la production. La

5 Voir la section III de notre rapport du 20 avril, *supra* note 2, pour un examen approfondi des réformes du marché de l'énergie dans ces marchés, de la façon dont elles se comparent à celles qui sont envisagées en Ontario, et de la façon dont nous utilisons les études des avantages dans ces marchés pour évaluer les avantages potentiels en Ontario.

6 Voir la section IV de notre rapport du 20 avril pour obtenir plus de renseignements, *supra* note 2.

7 Le marché de capacité de PJM a été introduit en 2007, celui d'ISO-NE en 2010, celui de NYISO en 2006, et celui de MISO plus récemment, soit en 2013. Pour une évaluation de l'expérience après une première décennie de fonctionnement avec des marchés de capacité, voir le rapport de Kathleen Spees, Samuel A. Newell et Johannes P. Pfeifenberger, « Capacity Markets—Lessons Learned from theFirst Decade » (2013) 2:2 Economics of Energy & Environmental Policy, en ligne: <http://www.iaee.org/en/publications/eeeparticle.aspx?id=45> (en anglais seulement). Pour de plus amples renseignements sur l'expérience dans d'autres marchés de capacité et pour découvrir comment ces constatations ont façonné notre analyse des avantages pour l'Ontario, voir la section V de notre rapport du 20 avril, *supra* note 2.

province ne tire donc pas pleinement parti de ses ressources les moins coûteuses. Le renouvellement du marché permettra de réduire les coûts d'exploitation en améliorant la capacité du système à recenser et à utiliser les ressources les moins coûteuses, y compris l'énergie éolienne, solaire, nucléaire et hydroélectrique, le stockage, la réaction à la demande et les interconnexions.

- **Moins de réduction de la consommation et de déversement de ressources non émettrices.** Le marché actuel n'utilise pas non plus efficacement les sources existantes ni les solutions innovantes qui incitent à répondre aux besoins de souplesse du système. Une amélioration de la conception du marché éviterait des réductions excessives et coûteuses des ressources d'énergie éolienne, solaire, nucléaire et hydroélectrique non émettrices.

- **Une augmentation des revenus d'exportation et une réduction des coûts des importations.** Une réforme du marché de l'énergie et l'amélioration des interconnexions renforceront l'efficacité des échanges avec les marchés de l'électricité voisins. De telles améliorations permettraient une hausse des importations des ressources de production moins coûteuses et donneraient aux fournisseurs de l'Ontario la possibilité d'exporter plus d'électricité chaque fois que les revenus d'exportation dépassent les coûts de production de l'Ontario.

- **Des économies réalisées sur les coûts d'investissement.** La transition vers un processus d'approvisionnement des capacités davantage axé sur le marché, associé à une amélioration des incitatifs pour optimiser le marché de l'énergie et les services auxiliaires, augmentera la concurrence pour répondre aux besoins du système à des coûts d'investissement plus bas. Une approche technologiquement neutre uniformisera les règles du jeu pour les ressources existantes et nouvelles, y compris les technologies innovantes qui sont généralement exclues du processus d'approvisionnement des capacités.

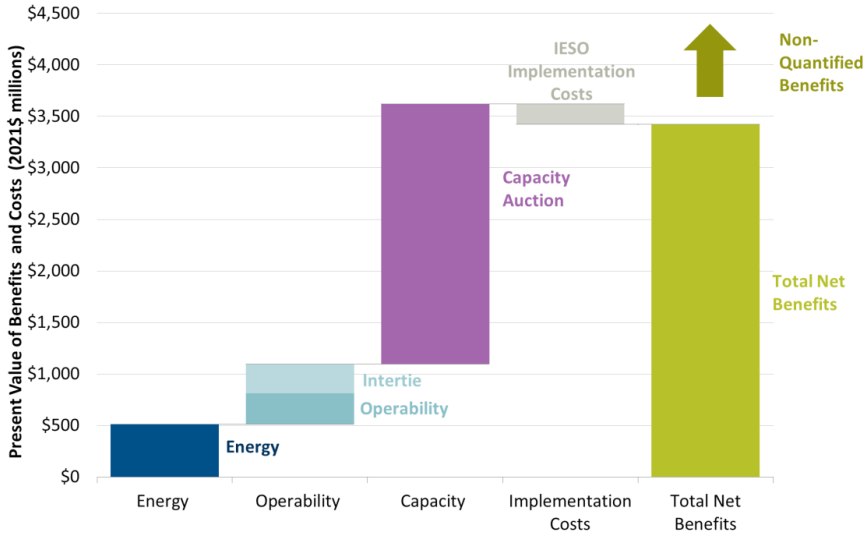
- **Une réduction des occasions de jeu, de la complexité administrative et des paiements de transfert injustifiés.** Le système actuel ne permet pas d'harmoniser la répartition de la production avec les prix du marché, ce qui engendre des paiements élevés. Ces paiements reflètent en partie les inefficacités et le fardeau administratif des opérations tant pour la SIERE que pour les participants au marché; ils incitent également certains participants au marché à profiter des défauts de conception. Une conception de marché plus concurrentielle pourrait éliminer ces inefficacités et les occasions de jeu.

- **Un renforcement de la concurrence et de l'innovation.** Une amélioration de la conception du marché donnera lieu à des prix du marché qui reflètent bien les conditions du marché qui, à leur tour, soutiendront la concurrence entre un large éventail de ressources traditionnelles et non traditionnelles afin de réduire les coûts du système et d'encourager l'innovation.

- **La concordance avec les objectifs stratégiques de la province.** Le renouvellement du marché permettra de mettre en place une plateforme améliorée permettant l'évolution du marché tout en soutenant les objectifs stratégiques de l'Ontario et les changements dans les fondements du marché.

La figure 1 résume nos estimations des avantages et des coûts du renouvellement du marché. Comme on peut le constater, la valeur actuelle des avantages estimatifs entre 2021 et 2030 est d'environ 510 millions de dollars attribuables aux réformes du marché de l'énergie, 580 millions de dollars attribuables aux réformes de l'exploitabilité et 2,5 milliards de dollars attribuables aux réformes de la mise aux enchères pour accroître la capacité. Les avantages réalisés se poursuivront au-delà de 2030 et continueront de croître au fil du temps à mesure qu'un plus grand nombre des contrats en vigueur arriveront à expiration. Les avantages pourraient être supérieurs à ce que nous avons estimé si les ressources actuellement sous contrat sont plus sensibles aux prix du marché que ce qui est supposé dans notre analyse. Comme on peut le constater, ces avantages sont de l'ordre de 200 millions de dollars dans les

Figure 1 - Valeur actuelle des avantages et des coûts du renouvellement du marché (2021–2030)



Notes : Les résultats représentent les avantages à l'échelle de la province tirés des gains d'efficacité nets des coûts de mise en œuvre de la SIERE; ils excluent les paiements de transfert entre les participants du marché.

coûts de mise en œuvre prévus de la SIERE. Des coûts supplémentaires modestes pour la mise en œuvre seront également encourus par les participants au marché (ils ne sont pas indiqués dans la figure).

Au total, nous estimons la valeur actualisée des avantages de la réforme du marché sur 10 ans à environ 3,4 milliards de dollars (avant les frais de mise en œuvre), avec un rapport coûts avantages de base de 18:1. Compte tenu des incertitudes dans la nature des réformes et de l'ampleur des avantages tirés de chaque domaine de travail, ces avantages nets pendant dix ans pourraient varier de 2,2 à 5,2 milliards de dollars, avec un rapport coûts avantages allant de 12:1 à 27:1. En d'autres termes, les avantages du renouvellement du marché pourraient être largement supérieurs aux coûts de mise en œuvre, même en tenant compte de l'importante marge d'incertitude.

En plus des avantages quantifiés susmentionnés, nous prévoyons que le renouvellement du marché produira des avantages supplémentaires qui n'ont pas encore été quantifiés. Par exemple, les estimations ci-dessus n'incluent pas les avantages d'une meilleure intégration de diverses ressources émergentes; elles ne tiennent pas compte des avantages liés à la réduction des occasions de jeu et de la complexité administrative tant pour la SIERE que pour les participants du marché et elles n'incluent pas non plus les économies à long terme qui seront réalisées du fait de faciliter l'innovation grâce à un marché concurrentiel plus ouvert.

Les avantages globaux seront partagés par les clients et les fournisseurs. L'électricité sera facturée à un coût moins élevé aux clients, et les fournisseurs les plus concurrentiels profiteront d'une augmentation des possibilités de vendre des services de flexibilité, en produisant de l'énergie à l'endroit et au moment le plus opportun, et grâce à des possibilités accrues d'exporter de l'énergie et des capacités. Les investisseurs de nouvelles ressources et de nouvelles technologies bénéficieront des possibilités offertes par les types de réformes prévues pour l'Ontario. Par contre, ceux qui ne contribuent pas aux besoins de souplesse du système, ceux qui ont des coûts d'avancement net élevés ou ceux qui reçoivent actuellement une rémunération importante supérieure au marché subiront sans doute une réduction de leurs revenus totaux, car ils seront exposés à une plus forte concurrence.

Recommandations

Compte tenu des avantages nets importants que la province tirera, la SIERE et les intervenants ont décidé de passer à l'étape de la conception du renouvellement du marché. Pour maximiser les avantages et atténuer les risques éventuels associés au renouvellement du marché, nous recommandons que la SIERE et les intervenants examinent soigneusement les choix de conception disponibles et qu'ils tirent des leçons des expériences des autres marchés avant de sélectionner les caractéristiques qui sont les plus favorables et conformes aux principes fondamentaux et au contexte politique uniques de l'Ontario. Nous formulons des recommandations plus précises pour chaque domaine de travail dans la section des constatations et des recommandations de notre rapport du 20 avril. ■

LES ENTREPRISES MANUFACTURIÈRES DÉMÉNAGERONT-ELLES EN RÉACTION À LA HAUSSE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ?

Ahmad Faruqui et Sanem Sergici[1]

I. Introduction

Chaque fois qu'une entreprise manufacturière fait face à une hausse des tarifs d'électricité, elle évalue les avantages de déménager vers des régions où les coûts sont plus faibles. Toutefois, comme les coûts d'électricité pour la plupart des entreprises représentent une faible proportion de l'ensemble des dépenses d'exploitation, un déménagement motivé par une hausse des tarifs d'électricité est peu probable d'un point de vue économique. Bien sûr, une entreprise dont les coûts d'électricité représentent une proportion substantielle des dépenses totales, comme une usine d'aluminium de première fusion, trouvera sans doute qu'il est économique de déménager.

Il est permis de penser que, si les clients industriels déménageaient chaque fois que leurs tarifs d'électricité augmentent, il ne resterait que très peu d'entreprises manufacturières dans les régions où les coûts d'électricité sont plus élevés.

Nous avons examiné cette question en analysant la variation des tarifs industriels dans l'ensemble des États-Unis en utilisant une combinaison de données primaires et secondaires.

Nous constatons que les tarifs industriels varient considérablement d'une région à l'autre des États-Unis et que les entreprises manufacturières ne déménagent pas en réaction à une hausse des tarifs d'électricité. Nous nous attendons à ce que des conclusions semblables puissent être tirées d'un examen des données canadiennes.

Notre méthodologie repose sur une approche qui fait la synthèse de l'information provenant de deux sources. La première est un sondage primaire mené auprès des services publics au moyen d'entrevues téléphoniques et par courrier électronique. La deuxième est de l'information publiée provenant de sources secondaires, comme l'Edison Electric Institute (EEI) et la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis.

Nous commençons par présenter la variation dans les tarifs industriels entre les services publics aux États-Unis. Nous nous concentrons sur les clients dont la demande de pointe varie de 1 MW à 50 MW. Nous recensons ensuite les types de tarifs qui sont offerts aux clients industriels par les services publics. Nous déterminons également si des tarifs particuliers sont offerts aux grands clients industriels dont la taille fait en sorte que la demande dépasse les 30 MW. Nous terminons en faisant quelques observations sur les futures tendances en matière de tarifs industriels.

Sur 116 services publics des États-Unis, nous

1 Les auteurs sont directeurs non associés de The Brattle Group situé à San Francisco, en Californie, et à Cambridge, Massachusetts, respectivement. Les opinions exprimées dans cet article sont ceux des auteurs et non de leur employeur. Vous pouvez envoyer vos commentaires à l'adresse : ahmad.faruqui@brattle.com.

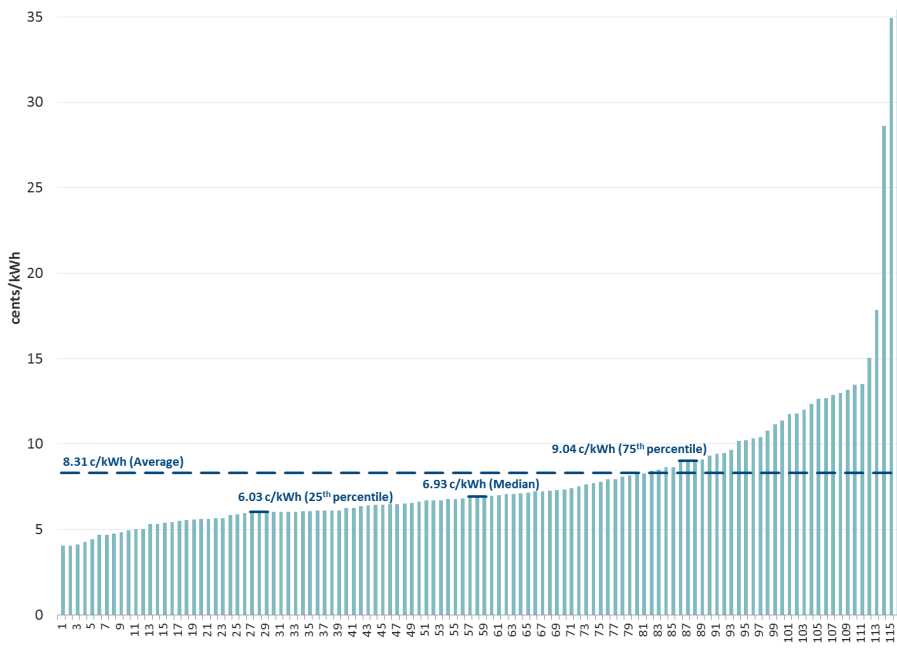
constatons que le tarif forfaitaire industriel moyen est de 8,31 cents/kWh. La répartition est présentée à la **figure 1**. Le tarif le plus bas est inférieur à 5 cents/kWh et le tarif le plus élevé est d'environ 35 cents/kWh. Cette grande disparité ne soutient pas la position formulée par les clients industriels selon laquelle si les tarifs d'électricité augmentaient, ils déménageraient dans des États où les coûts sont moins élevés. Si c'était tout à fait vrai, on ne retrouverait aucun client industriel exerçant ses activités dans les régions où les coûts sont plus élevés[2]. Ils déménageraient tous dans les régions où les coûts sont moins élevés.

Un certain nombre de facteurs interviennent manifestement dans les décisions en matière de localisation des installations industrielles, notamment le coût de la conduite des affaires et l'accès aux marchés. Le coût de la conduite des affaires englobe les coûts de la main-d'œuvre, les coûts des matières, les impôts, en plus des coûts d'électricité et des autres coûts énergétiques.

La **figure 2** permet de voir de plus près les tarifs industriels par région. Cette figure peut laisser croire que les États du sud présentent la concurrence la plus âpre pour les clients industriels, comme en témoignent les offres de tarifs industriels étroitement groupées par État. D'autres régions présentent les plus grandes variations des tarifs industriels, ce qui est peut-être révélateur de clients industriels plus captifs.

Un autre aspect que nous avons examiné est la répartition des tarifs selon l'état de la restructuration dans les États. Nous avons constaté qu'en moyenne les États qui ont plein accès au marché de détail ont des tarifs plus élevés dans toutes les catégories tarifaires.

Figure 1 : Répartition des tarifs forfaitaires industriels moyens



Sources et notes : Ce graphique fait état des tarifs de 116 services publics des États-Unis tirés du Rapport des tarifs de l'été 2013 de l'EEI pour la période de juillet 2012 à juin 2013. Les entreprises qui ne font que la distribution ne sont pas incluses. Dans le cas des services publics détenus par des investisseurs ayant des territoires de service dans plusieurs États, le tarif moyen pondéré dans ces États est indiqué.

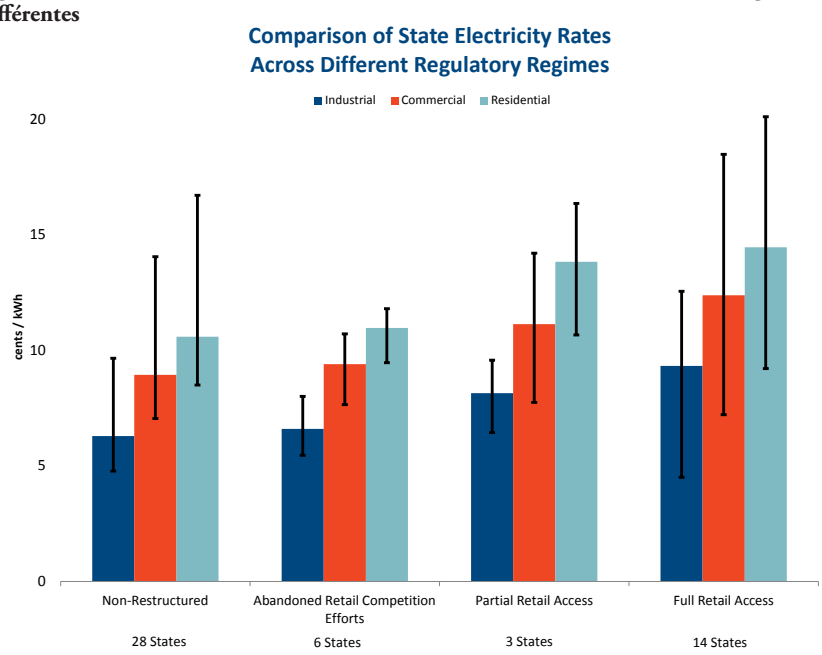
2 On pourrait alléguer que les clients industriels ont tous, à un moment donné, été localisés dans des régions à faibles tarifs d'électricité. Mais ce n'est sans doute pas le cas. Il y a toujours eu d'importantes variations dans les tarifs industriels au fil du temps. Par ailleurs, les clients industriels ont eu tendance à s'installer sur tout le territoire des États-Unis, au lieu de s'installer uniquement dans les régions où les coûts d'électricité sont faibles.

Les États partiellement restructurés ont des tarifs comparables à ceux qui sont entièrement restructurés. Les États qui ont abandonné la restructuration, quant à eux, ont des tarifs comparables à ceux des États non restructurés.

Un autre déterminant important des tarifs est le mélange de types de production de la région. Les régions ayant des options de combustible à faible coût (p. ex. le charbon, l'énergie nucléaire) ont généralement des tarifs moins élevés par rapport aux régions ayant des

Figure 2 : Gros plan sur les tarifs industriels par région

Figure 3 : Moyenne des tarifs d'électricité dans des États ayant des structures de règlementation différentes



options de combustible plus onéreux (p. ex. le gaz naturel). Les régions de l'Atlantique sud, des Rocheuses, du Midwest et de l'Atlantique centre ont une plus grande proportion des combinaisons du charbon et d'énergie nucléaire pour produire de l'électricité et ont des tarifs moins élevés. La Nouvelle-Angleterre a la plus grande proportion de production d'électricité au gaz naturel et les tarifs les plus élevés. La région du Pacifique fait une consommation moins intensive de combustibles fossiles que la Nouvelle-Angleterre et a généralement des tarifs plus bas par rapport à la Nouvelle-Angleterre.

II. Services publics ayant fait l'objet d'un sondage

Pour approfondir la question, nous avons joint 38 services publics pour mener des entretiens téléphoniques. Nous avons été en mesure de recueillir de l'information auprès de 19 services publics, des régions de l'ouest, du centre-ouest et du sud des États-Unis. La **figure 5** montre la répartition géographique de ces services publics.

La demande des clients industriels de taille moyenne est de 6 MW parmi les répondants au sondage et le facteur de charge est de 63 % parmi les répondants au sondage.

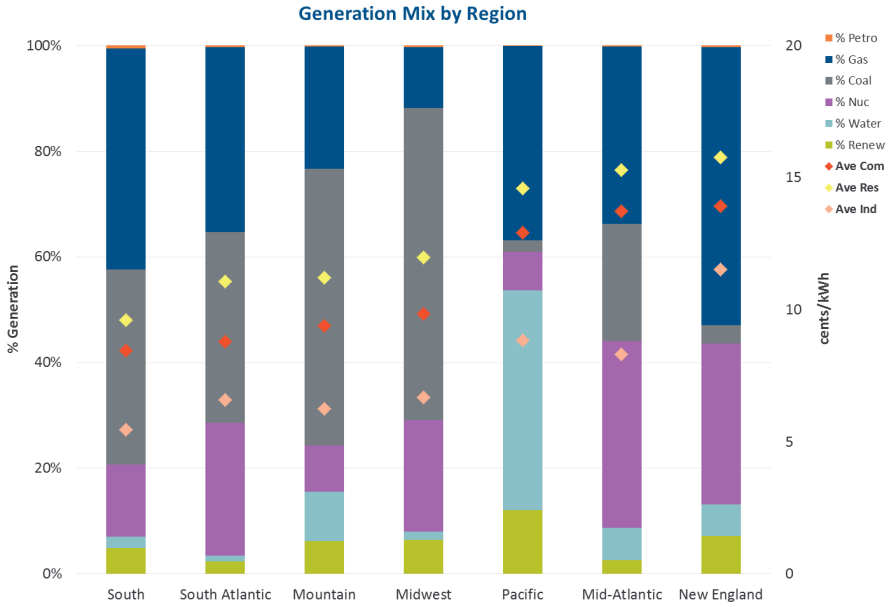
Voir Tableau 1.

La **figure 6** à la page 30 montre la variation des tarifs entre 13 des 19 répondants au sondage. *Le tarif forfaitaire moyen est de 6,54 cents/kWh, mais il y a une variation importante entre les répondants, puisque le tarif le moins élevé est de 5 cents/kWh et le tarif le plus élevé est d'environ 9 cents/kWh.* La variation de près de deux fois supérieures dans les prix de la figure 6 est moins importante que la variation quasi quintuplée qui apparaît à la figure 2, qui présentait plusieurs valeurs aberrantes, mais qui reste importante.

Plusieurs types de tarifs sont offerts par les répondants au sondage à leurs clients industriels. Les types de tarifs et le pourcentage de services publics dans l'échantillon qui les offrent sont présentés à la **figure 7** à la page 31. Des tarifs particuliers destinés aux grands clients industriels ne sont offerts qu'à seulement 12 % des répondants au sondage, mais ils ne sont pas aussi popu

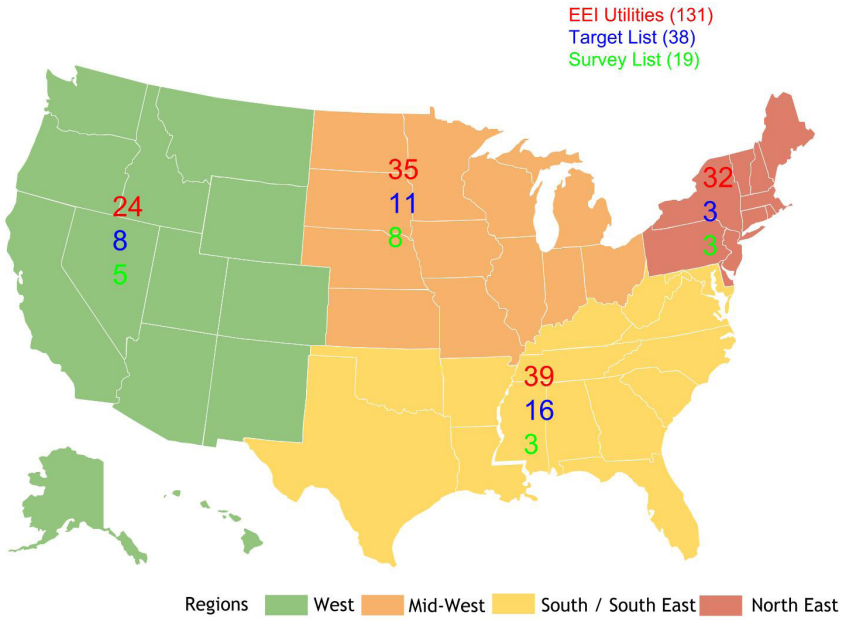
laires que dans le passé lorsque les tarifs de développement économique **étaient fréquents**. La plupart des entreprises ont indiqué qu'elles n'offrent pas de tarifs **négociés**. Les entreprises des régions restructurées ne sont pas autorisées à offrir des tarifs négociés particuliers; des

Figure 4 : Mélange de types de production par région



Source: EIA 2012 Historical Tables for Generation; 2013 EEI Annual Rates Report

Figure 5 : Répartition géographique des services publics répertoriés par l'EEI, de la liste cible et de la liste du sondage



Les « **services publics répertoriés par l'EEI** » représentent la vaste majorité des services publics détenus par des investisseurs dans l'ensemble des États-Unis.
La « **liste cible** » couvre les grandes régions des États-Unis.
La « **liste du sondage** » est un sous-ensemble de la liste cible qui représente les services publics qui ont accepté de passer une entrevue.

Tableau 1 : Sommaire des caractéristiques des répondants au sondage

Attribut	**Description**
Charge de pointe	2 000 MW à 22 000 MW
Production annuelle	11 000 GWh à 145 000 GWh
Mélange de combustibles	Principalement le charbon ou mélange de divers types
Répartition des clients	Fabrication, métaux, agriculture, centres de données
Propre production?	14 font leur propre production; 5 ne font que la livraison
Restructurées?	La majorité des entreprises sont localisées dans des régions non restructurées
Renouvelables?	La plupart ont des exigences liées aux normes en matière d'offre d'énergie renouvelable de 10 à 15 % à satisfaire au cours des prochaines années

entreprises ont indiqué avoir conclu des contrats particuliers avant la restructuration. Quelques répondants au sondage offrent des **tarifs de tarification personnalisée** à un très petit nombre de grands clients industriels (dont la demande est habituellement > 20 MW). Certaines entreprises ont fondé leur tarification personnalisée sur une méthodologie basée sur le coût du service. Quelques répondants au sondage ont mentionné avoir des tarifs personnalisés destinés aux grands clients industriels, comme un client de l'industrie de la fonte dont la demande est de 450 MW et une entreprise de l'industrie chimique. Plusieurs services publics répondants offrent des **tarifs particuliers** à une industrie, comme ceux destinés aux constructeurs automobiles ou aux fonderies de métaux communs, ou ont récemment annoncé des **tarifs de développement économique** pour attirer des clients de petites et moyennes entreprises.

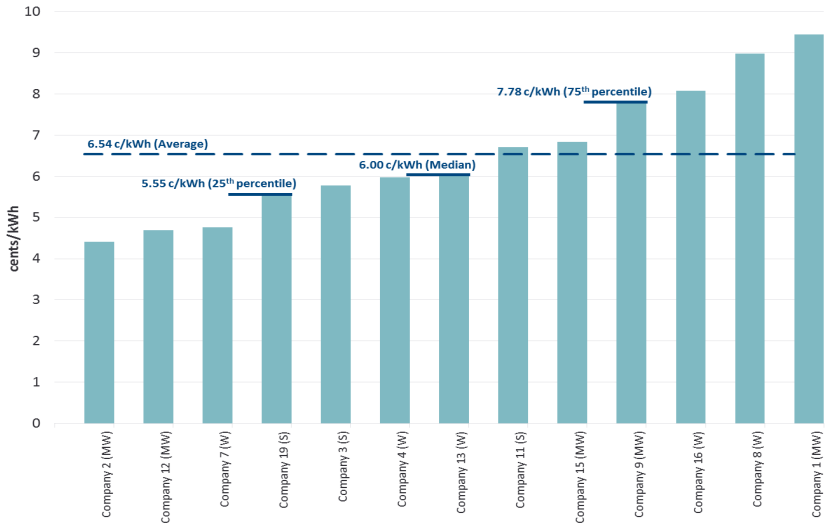
Une tarification en temps réel est offerte par 18 % des répondants. Les tarifs les plus populaires sont les tarifs en fonction de la disponibilité, 71 %, les tarifs en fonction de l'heure de consommation, 65 %, et les tarifs en fonction de la demande d'énergie saisonnière, 53 %.

Environ 50 % des services publics répondants ont des clients qui ont installé des systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité ou de cogénération. Parmi ceux qui n'avaient pas de tels clients, la principale raison invoquée était qu'ils avaient des tarifs d'électricité peu élevés. Parmi ceux qui avaient des tarifs d'électricité élevés, la raison la plus couramment invoquée était l'application de normes en matière d'offre d'énergie renouvelable (plus de 50 % des clients ont indiqué avoir des exigences liées aux normes en matière d'offre d'énergie renouvelable à satisfaire).

Nous avons également questionné les **répondants au sondage** au sujet des tendances passées et futures en matière de tarification. Environ un tiers des répondants ont constaté une hausse des tarifs au cours des dernières années. Un autre tiers des répondants ont indiqué que les tarifs sont demeurés stables. Le dernier tiers des répondants ont indiqué, pour leur part, que les tarifs avaient légèrement changé sans toutefois préciser le sens de ce changement.

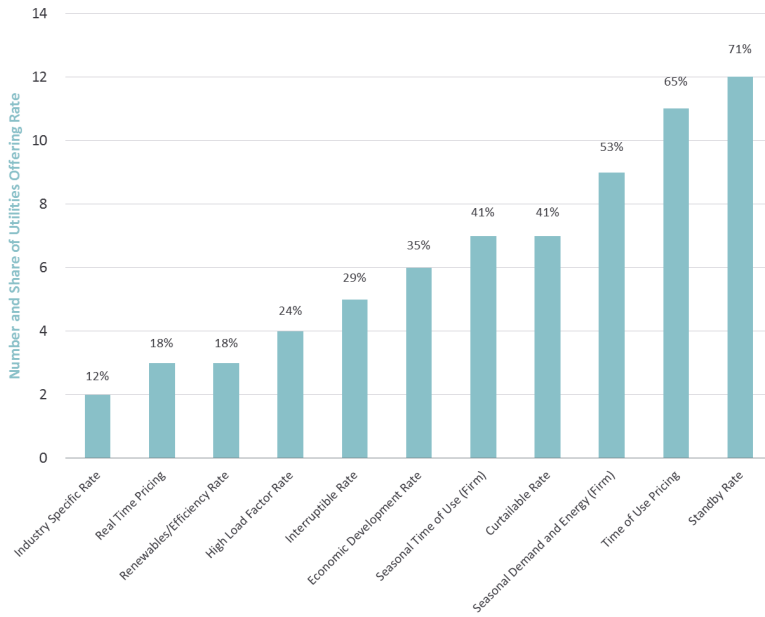
À propos de l'avenir, 70 % des répondants prévoyaient une hausse des tarifs dans les prochaines années. Les raisons suivantes ont été invoquées : une hausse des coûts des combustibles, la production par de nouvelles

Figure 6 : Répartition des tarifs forfaitaires moyens des clients industriels dans le cas des répondants au sondage



Sources et notes : Ce graphique fait état des tarifs de 13 services publics répondants sur le total des 19 entreprises interrogées. Les tarifs des entreprises qui ne font que la distribution ne sont pas inclus dans le graphique. Les tarifs sont tirés du Rapport des tarifs de l'été 2013 de l'EEI pour la période de juillet 2012 à juin 2013.

Figure 7 : Types de tarifs offerts par les répondants au sondage



sources qui seront bientôt en service, des changements dans la méthodologie d'établissement des tarifs, et les coûts liés au respect de normes environnementales strictes.

III. Conclusions

Les tarifs des clients industriels varient énormément dans l'ensemble des États-Unis pour différentes raisons, dont le mélange de types de production du service public, la variation de la charge, le coût de la capacité de production et le coût des programmes d'utilité publique et de conformité environnementale. En dépit de la présence de tarifs plus élevés dans certaines régions et de tarifs moins élevés dans d'autres régions, des clients industriels de taille et de secteurs d'activités différents sont établis dans la plupart des États. Le déménagement de clients industriels n'est manifestement pas uniquement motivé par le prix de l'électricité. De nombreux facteurs entrent en jeu dans la décision d'un déménagement, notamment les autres coûts associés à la conduite des affaires, y compris les coûts de la main-d'œuvre et les impôts, l'accès aux matières premières et l'accès aux marchés.

Une autre constatation intéressante est que des tarifs particuliers destinés aux grands clients industriels ne sont offerts que par seulement un faible pourcentage des répondants au sondage, et ils ne sont pas aussi populaires que dans le passé lorsque les tarifs de développement économique **étaient fréquents**. La plupart des services publics ont signalé qu'ils n'offraient pas de tarifs négociés, alors que quelques services publics offrent des tarifs particuliers à une industrie, comme ceux destinés aux constructeurs automobiles ou aux fonderies de métaux communs. Les tarifs les plus populaires offerts par les services publics sont les tarifs en fonction de la disponibilité, les tarifs en fonction de l'heure de consommation, et les tarifs en fonction de la demande d'énergie saisonnière. ■

PROPOSITION DE LOI SUR LE MORATOIRE RELATIF AUX PÉTROLIERS - UN APERÇU DE L'HISTOIRE DU MORATOIRE

*Davud Bursey et Charlotte Teal**

Le 12 mai 2017, le gouvernement du Canada a déposé au Parlement le projet de loi C-48 intitulé *Loi sur le moratoire relatif aux pétroliers*[1]. Cette initiative est consécutive au lancement du Plan national de protection des océans qui a eu lieu en novembre 2016, et vient concrétiser l'engagement du premier ministre pour l'officialisation d'un moratoire sur la circulation des pétroliers le long de la côte nord de la Colombie-Britannique. De façon plus générale, le plan vise à « accroître la sécurité maritime, à favoriser un transport maritime responsable, à protéger les milieux marins du Canada et à créer de nouveaux partenariats avec les collectivités autochtones et côtières »[2].

Lorsque le gouvernement fédéral parle d'« officialiser » un moratoire relatif aux pétroliers de brut, il est utile de revoir le contexte historique ainsi que les restrictions existantes aujourd'hui sur la circulation des pétroliers, qu'elles soient officieuses ou non. L'état du moratoire relatif aux pétroliers sur la côte ouest, ou la nécessité d'un tel moratoire, est un sujet de grand intérêt en Colombie-Britannique depuis des décennies. Le présent article porte sur certaines périodes de cette histoire houleuse, afin de faciliter notre compréhension de la situation passée et de ce qui nous attend.

1. Quelques faits au sujet de l'activité pétrolière et des pétroliers sur la côte de la Colombie-Britannique

Les pétroliers circulent le long de la côte de la Colombie-Britannique depuis les années 1930. Selon Transports Canada, il y avait en 2015 environ 197 513 départs et arrivées de navires dans les ports de la Colombie-Britannique, dont environ 1 487 étaient des pétroliers, une proportion d'environ 0,75 pour cent[3].

Le pétrole est expédié principalement dans les ports de Vancouver, de Prince-Rupert et de Kitimat, et la plupart des cargaisons proviennent du long de la côte et y sont destinées. Le pétrole est transporté sur des barges, des porte-conteneurs, des transbordeurs et d'autres types de navires commerciaux et privés[4].

Les premiers puits de pétrole ont été forés entre 1913 à 1915, dans le détroit de la Reine Charlotte à Tian Bay, sur la côte ouest de l'île Graham[5].

---

*David Bursey est associé et Charlotte Teal est stagiaire en droit au sein du cabinet Bennett Jones LLP de Vancouver.

1 Projet de loi C-48, *Loi concernant la réglementation des bâtiments transportant du pétrole brut ou des hydrocarbures persistants à destination ou en provenance des ports ou des installations maritimes situés le long de la côte nord de la Colombie-Britannique*, 1re sess, 42e Lég, 2017.

2 Transports Canada, communiqué, « Le gouvernement du Canada présente la *Loi sur le moratoire relatif aux pétroliers* » (12 mai 2017).

3 Transports Canada, « Renseignez-vous sur la sécurité des navires-citernes au Canada » (15 mai 2017), en ligne : <http://www.tc.gc.ca/fra/securitemaritime/securite-navires-citernes-canada-4513.html#ouest>.

4 *Ibid.*

5 Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, « Offshore Oil & Gas in BC: A Chronology of Activity », en ligne : <http://www.empr.gov.bc.ca/Mining/Geoscience/MapPlace/thematicmaps/OffshoreMapGallery/Pages/chronologyofactivity.aspx>.

2. Comment fonctionne le moratoire proposé

Le moratoire proposé s'ajoute à la zone d'exclusion volontaire des pétroliers, établie en 1985[6].

Les caractéristiques de base de la législation proposée sont les suivantes :

- Il est interdit aux pétroliers qui transportent plus de 12 500 tonnes métriques de pétrole brut ou d'hydrocarbures persistants de s'arrêter, de charger ou de décharger leurs cargaisons dans les ports et installations maritimes situés dans le Nord de la Colombie-Britannique.

- La zone du moratoire proposé s'étend sur la côte nord de la Colombie-Britannique, depuis la pointe nord de l'île de Vancouver jusqu'à la frontière avec l'Alaska – plus précisément, au nord de la ligne située par 50°53'00" de latitude nord et à l'ouest de la ligne située par 126°38'36" de longitude ouest.

- Les navires qui transportent moins de 12 500 tonnes métriques de pétrole brut ou d'hydrocarbures persistants demeureront admis dans la zone du moratoire, afin que les collectivités nordiques puissent recevoir des cargaisons d'huile de chauffage et d'autres produits.

- Le capitaine d'un pétrolier pouvant transporter une quantité supérieure à 12 500 tonnes métriques d'hydrocarbures en vrac sous forme liquide doit faire rapport au ministre des Transports avant que le pétrolier n'entre dans la zone du moratoire.

- La définition du terme « pétrole brut » est semblable à celle qui figure dans la *Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires.*

- Les hydrocarbures persistants sont énumérés dans une annexe de la *Loi* et comprennent des produits plus lourds qui se dissipent lentement, y compris : le bitume partiellement valorisé; le pétrole brut synthétique; le brai de pétrole; le gatsch et le combustible de soute C.

- Les produits pétroliers raffinés peuvent être retirés de la liste ou ajoutés à celle-ci, selon des critères scientifiques et relatifs à la sécurité de l'environnement.

- Le ministre peut exempter le pétrolier de l'interdiction « si l'exemption est essentielle au réapprovisionnement communautaire ou industriel ou est autrement dans l'intérêt public ».

- Les recours et sanctions en cas de violation peuvent comprendre une amende pouvant atteindre cinq millions de dollars, l'emprisonnement, la détention et la vente du navire. Le propriétaire, les directeurs et les officiers peuvent tous être partis à une infraction.

3. Restrictions fédérales actuelles concernant les activités pétrolières extracôtières

L'attention des gouvernements fédéral et provincial et leurs discussions au sujet du moratoire ont été centrées sur deux types d'activités pétrolières extracôtières : 1) l'exploration pétrolière et gazière; 2) le transport du pétrole brut.

Le gouvernement fédéral, par voie d'une politique et d'un décret, impose un moratoire de fait sur l'exploration et pétrolière et gazière au large de la côte de la Colombie-Britannique depuis 1972.

En 1972, le gouvernement fédéral a également annoncé un moratoire sur le transport du pétrole brut par l'entrée Dixon, le détroit d'Hecate et le détroit de la Reine-Charlotte, mais il n'a jamais mis en œuvre ce moratoire au moyen d'un instrument législatif. Depuis ce temps, l'état du moratoire est source de débats et de confusion. En droit et en pratique, le gouvernement fédéral permet et règlemente l'exportation, l'importation ou l'expédition de pétrole depuis ou vers les ports de la Colombie-Britannique.

Le gouvernement fédéral, dans le cadre d'une entente avec les États-Unis, a établi une zone d'exclusion volontaire des pétroliers qui restreint la circulation de pétroliers de l'Alaska à Washington, mais cette restriction est spécifique et étroite.

Une explication plus approfondie est présentée

6 *Supra* note 2.

plus loin.

a. Moratoire sur l'exploration pétrolière et gazière, 1972

En 1972, le gouvernement fédéral a annoncé un moratoire sur l'exploitation pétrolière et gazière au large de la Colombie-Britannique. Il a mis en place le moratoire par le biais de politique en décidant de ne plus délivrer de permis d'exploration au large de la Colombie-Britannique et de suspendre tous les permis en vigueur à l'époque. Cette décision a, dans les faits, imposé un moratoire sur toutes les zones d'exploitation extracôtière de compétence fédérale[7].

En 1989, la Colombie-Britannique a annoncé qu'elle ne permettrait plus l'exploration extracôtière pendant au moins cinq ans. Le gouvernement fédéral a réaffirmé sa politique et a ajouté qu'il n'accepterait pas de demandes d'exploitation extracôtière, sauf si le gouvernement de la Colombie-Britannique le lui demandait [8].

La Colombie-Britannique a amorcé l'examen de son moratoire en 2002, après quoi le moratoire provincial a été levé. La province a alors fait appel au gouvernement fédéral pour qu'il revoie le moratoire fédéral, ce qui a mené à une série d'examens et de rapports[9].

b. Moratoire sur la circulation des pétroliers

Il n'y a pas consensus sur la question de savoir si un moratoire fédéral sur la circulation de pétroliers de brut a déjà progressé au-delà de l'annonce politique de son entrée en vigueur. Les rapports gouvernementaux, fédéraux et provinciaux, sont mitigés sur ce point. Cependant, aucune législation fédérale n'établit de moratoire fédéral et le transport de pétrole brut est autorisé et règlementé dans le cours normal des activités.

Plusieurs rapports fédéraux et provinciaux publiés depuis 1972 font état d'un moratoire sur la circulation des pétroliers de brut, par exemple :

- Dans un examen fédéral-provincial mixte de 1986 sur l'exploration extracôtière, le moratoire sur les activités extracôtières était décrit comme suit :

  > En 1972, le gouvernement fédéral a imposé un moratoire pour empêcher les pétroliers de brut de circuler par l'entrée Dixon, le détroit d'Hecate et le détroit de la Reine-Charlotte, à destination du terminal du pipeline de Trans-Alaska à Valdez en Alaska. Par la suite, un décret fédéral a relevé, pour une période indéterminée, les titulaires de permis d'exploration extracôtière en vigueur de leurs obligations relativement à l'exécution de forage exploratoire dans ces eaux et a interdit tout forage subséquent.
  >
  > En 1981, la province de la Colombie-Britannique a renforcé le moratoire lorsqu'elle a déclaré une zone maritime intérieure. Parallèlement, un moratoire d'une durée indéterminée a été imposé sur l'exploration extracôtière dans le détroit Johnstone au sud de Telegraph Cobe, dans les détroits de Georgia et Juan de Fuca. Depuis février 1986, tous ces moratoires demeurent en vigueur[10].

- Le mandat du comité d'examen public fédéral[11] 2003 et du comité d'examen scientifique[12] concurrent affirme ceci :

  > En 1972, le gouvernement du Canada a imposé un moratoire sur le trafic des pétroliers de brut dans l'entrée Dixon, le détroit d'Hécate et le détroit de la Reine-Charlotte en raison de préoccupations relatives

---

7 Lynne Myers & Jessica Finney, *Exploitation du pétrole et du gaz au large de la Colombie-Britannique : état des moratoires provincial et fédéral,* 2004, Bibliothèque du Parlement, Division des sciences et de la technologie, p 2. Voir également Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, Chronology, *supra* note 5.

8 *Ibid*.

9 *Ibid.*

10 *Report and Recommendation of the West Coast Offshore Exploration Review Panel* 1986, Examen mixte, Canada et Colombie-Britannique, p 9.

11 Comité d'examen public, *Rapport du Comité d'examen public relativement au moratoire du gouvernement du Canada visant les activités pétrolières et gazières extracôtières dans la région de la Reine-Charlotte, en Colombie-Britannique*, Ottawa, 29 octobre 2004. Ce rapport a été commandé par le gouvernement fédéral, à la suite d'une demande d'examen soumise par le gouvernement de la Colombie-Britannique.

12 La Société royale du Canada, *Rapport du groupe d'experts sur des questions scientifiques reliées aux activités pétrolières et gazières au large des côtes de la Colombie-Britannique,* Ottawa, février 2004.

aux incidences environnementales possibles de ce trafic. Le moratoire a subséquemment été élargi afin d'y inclure les activités pétrolières et gazières. Par la suite, il y a eu l'application d'une interdiction semblable par le gouvernement de la Colombie-Britannique.

- Le mandat du comité d'examen scientifique 2002 de la Colombie-Britannique décrit comme suit la perspective provinciale[13] :

> La Colombie-Britannique a toujours restreint les activités pétrolières et gazières, et ce depuis 1959, à l'exception d'une brève période, soit de 1965 à 1966. La province a émis trois décrets distincts (1959, 1966 et 1981), réservant le plancher océanique au large des îles de la Reine-Charlotte et de l'île de Vancouver jusqu'aux terres de la Couronne.
>
> En outre, un moratoire fédéral est en place depuis 1972.

a) Zone d'exclusion volontaire des pétroliers, 1985

Au terme de la construction du système de pipelines Trans Alaska dans les années 1970, les pétroliers transportaient du pétrole brut depuis l'Alaska jusqu'aux ports situés le long de la côte ouest des États-Unis. Des routes ont été établies en 1977 pour contrer les risques environnementaux. Ces routes obligent les pétroliers à se rendre loin à l'ouest des îles de la Reine-Charlotte et de l'île de Vancouver.

Entre 1982 et 1985, ces routes ont fait l'objet de conflits en raison des coûts supplémentaires qui en découlent. Le Canada et les États-Unis ont étudié les routes et les risques, et se sont entendus sur certaines routes acceptables de part et d'autre. En 1985, le gouvernement fédéral a négocié la zone d'exclusion volontaire des pétroliers (TEZ) avec la garde côtière américaine. La TEZ s'étend des côtes de la Colombie-Britannique vers l'ouest, et elle a été calculée en fonction de la pire dérive éventuelle d'un pétrolier chargé en panne, par rapport au temps requis pour que les secours arrivent sur les lieux. Les pétroliers chargés qui circulent de l'Alaska vers Washington doivent naviguer à l'ouest de la zone[14].

À la suite des discussions de 1988 auxquelles ont participé les États-Unis et la Garde côtière canadienne ainsi que les représentants du groupe d'utilisateurs de l'industrie américaine des pétroliers, tous ont convenu que la TEZ serait volontairement adoptée le long de la côte de la Colombie-Britannique[15].

La TEZ ne s'applique pas aux pétroliers qui voyagent depuis ou vers les ports canadiens[16].

4. Le nouveau moratoire sur les pétroliers le long de la côte nord – quelles sont les perspectives d'avenir?

En novembre 2015, le premier ministre a demandé à quatre ministres fédéraux de se concerter pour « officialiser un moratoire sur la circulation des pétroliers le long de la côte nord de la Colombie-Britannique » (ci-après, le « Moratoire proposé »)[17]. L'idée du moratoire n'est pas nouvelle, contrairement à la restriction dans la *Loi* proposée. Si elle est adoptée, la *Loi* permettra de résoudre tout problème de confusion relativement à l'état d'un moratoire sur les pétroliers.

Le premier ministre Trudeau a récemment dit ceci : « aucun pays ne trouverait 173 milliards de barils de pétrole pour simplement les laisser enfouis dans le sol »[18]. Bien que cette déclaration démontre l'engagement du gouvernement fédéral à l'égard de l'exploitation des ressources pétrolières du Canada, la *Loi* crée un obstacle logistique important à cette exploitation.

---

13 Scientific Review Panel, *British Columbia Offshore Hydrocarbon Development – Report of the Scientific Review Panel* (15 janvier 2002).

14 Transports Canada, « Le routage sécuritaire des navires et l'établissement de rapports » (15 mai 2017), en ligne : <http://www.tc.gc.ca/fra/securitemaritime/routage-securitaire-navires-etablissement-rapports-4516html>.

15 Garde côtière canadienne, « Renseignements sur la zone d'exclusion volontaire des pétroliers », en ligne : <http://www.ccg-gcc.gc.ca/e0003909>.

16 Supra *note 14.*

17 Cabinet du premier ministre, « Lettre au ministre des Pêches », Ottawa, novembre 2015, en ligne : <http://pm.gc.ca/fra/lettre-de-mandat-du-ministre-des-peches-des-oceans-et-de-la-garde-cotiere-canadienne>.

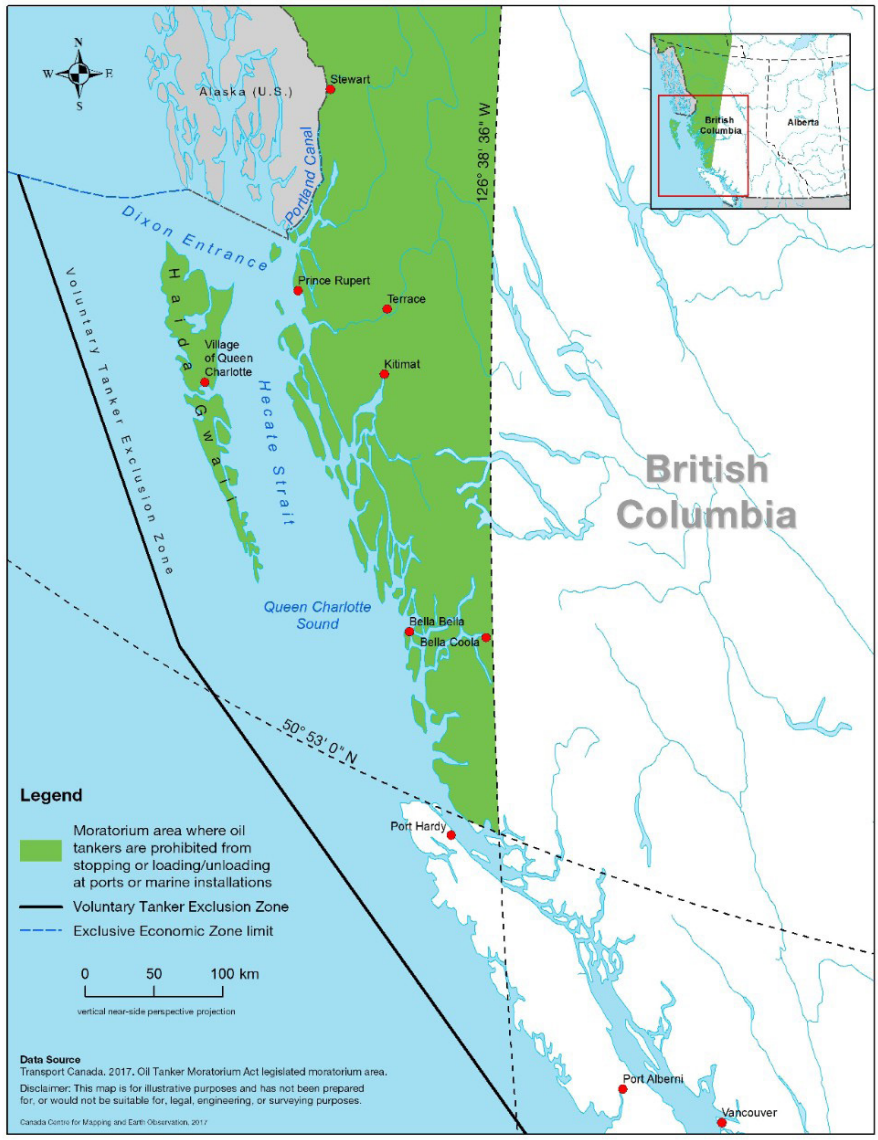
18 « Trudeau: No country would find 173 billion barrels of oil in the ground and leave them there» *CBC News* (10 mars 2017), en ligne : <http://www.cbc.ca/news/world/trudeau-no-country-would-find-173-billion-barrels-of-oil-in-the-ground-and-leave-them-there-1.4019321>.

La *Loi* proposée définit un choix stratégique clair quant aux endroits où le pétrole brut peut être exporté le long de la côte de la Colombie-Britannique, c.-à-d. depuis la côte sud seulement. Ce choix a de profondes répercussions sur les économies de la Colombie-Britannique et du Canada, car les deux dépendent fortement du commerce d'exportation.

Le fait de limiter les options d'exportation augmentera les coûts et compliquera l'exploitation de nos ressources pétrolières. Ce coût en vaut-il la peine, compte tenu des risques? Existe-t-il d'autres options qui nous permettraient de protéger la côte nord? L'analyse supportant le choix de politique mérite un examen approfondi pour déterminer la meilleure approche pour servir les intérêts environnementaux et économiques du Canada.

Alors que ce projet de loi est étudié par le Parlement, il y a fort à parier que nous en entendrons davantage sur ce perpétuel débat. ■

Zone de moratoire proposée



LE SYSTÈME DE « PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE » ET LA TRANSPARENCE DES PRIX : ANALYSE DE LA DÉCISION DE LA CEO DANS LE DOSSIER EB-2015-0363

*Moin A. Yahya**

Contexte

La récente décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) concernant l'indication des frais liés au système de plafonnement et d'échange sur les factures des consommateurs a fait quelques vagues[1]. Dans une décision sur la façon dont les factures contenant les nouveaux frais liés au système de « plafonnement et d'échange » devaient être présentées aux clients, la CEO a confirmé dans un rapport que ces frais ne doivent pas être présentés sur une ligne distincte[2]. La CEO a plutôt ordonné que les frais liés au système de « plafonnement et d'échange » soient fusionnés avec les frais de distribution. La présente analyse examine la décision de la CEO et fournit une certaine évaluation critique de celle-ci.

En bref, un système de « plafonnement et d'échange » est un système où le gouvernement établit des seuils d'émission pour différents émetteurs. Les émetteurs peuvent respecter leur seuil en réduisant leurs émissions ou acheter des droits d'émission dans un marché de « plafonnement et d'échange ». Ces droits sont vendus par le gouvernement ou par d'autres émetteurs qui ont été en mesure de réduire leurs émissions en deçà de leur seuil. En vertu de la *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone*[3], les distributeurs de gaz naturel sont tenus de respecter certains seuils d'émission, vraisemblablement par l'achat de droits[4]. Lorsque ces distributeurs achètent ces droits, ils transfèrent alors le coût d'achat des droits aux clients. Parmi les nombreuses questions liées à la conception du système de « plafonnement et

* Moin Yahya est professeur de droit à l'Université de l'Alberta et il est membre actif de l'Alberta Utilities Commission (AUC). Les commentaires énoncés aux présentes sont de nature purement universitaire et ne reflètent aucunement le fond des instances antérieures ou en suspens dont est saisie l'AUC, et ils ne doivent pas être considérés comme des commentaires officiels de l'AUC sur l'une ou l'autre des questions analysées. En outre, cette analyse ne doit pas être considérée comme un commentaire officiel de l'AUC sur la CEO.

1 On ne peut comprendre la réponse de la décision de la CEO en ne lisant qu'un seul compte rendu, mais il est possible d'en saisir le sens à l'aide d'articles comme celui intitulé « Kathleen Wynne says she is being transparent about cap-and-trade costs », *CBC News* (7 décembre 2016), en ligne : <http://www.cbc.ca/news/canada/toronto/wynne-cap-and-trade-1.3885571>. En outre, une recherche de l'expression « ontario cap and trade transparent » effectuée sur Google génère de nombreux résultats montrant l'insatisfaction à l'égard de la décision de la CEO.

2 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Report of the Board regarding the Regulatory Framework for the Assessment of Costs of Natural Gas Utilities' Cap and Trade Activities*, EB-2015-0363, Toronto, CEO, 26 septembre 2016, à la p 33, en ligne : <https://www.oeb.ca/oeb/_Documents/EB-2015-0363/Report_Cap_and_Trade_Framework_20160926.pdf>.

3 *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone*, LO 2016, ch 7.

4 *Supra* note 2, aux pp 1, 3.

d'échange », il y a celle concernant la facturation ou ce à quoi ressemblera la facture finale remise au client. Un élément très pertinent lié à cette question concerne la question de savoir si les frais apparaîtront sur une ligne distincte ou s'ils seront fusionnés avec les frais généraux de distribution. La CEO a publié un rapport préliminaire sollicitant les commentaires de tous les participants intéressés au sujet des divers aspects du système, y compris la question de la facturation[5].

La CEO a reçu près de quarante commentaires[6]. Presque tous ces commentaires concernaient la question de la facturation, la très grande majorité (presque l'unanimité) plaidant en faveur de la transparence dans la facturation, c.-à-d. défendant l'inscription des frais liés au système de « plafonnement et d'échange » sur une ligne distincte.

Les arguments présentés en faveur de créer une ligne distincte pour ces frais s'articulaient principalement autour des trois éléments suivants : 1) la transparence; 2) l'incidence sur le comportement du client alors qu'il est informé des coûts engagés; et 3) la préférence des clients pour une ligne distincte. L'argument relatif à la transparence a été présenté sous diverses formes. Étant donné que les frais liés au système de « plafonnement et d'échange » sont nouveaux, il est important que les clients voient exactement pourquoi le montant de leur facture augmente soudainement. De plus, certaines des parties ont fait valoir que les frais liés au système de « plafonnement et d'échange » n'avaient rien à voir avec la distribution de gaz aux clients, de sorte que la fusion de ces frais avec les frais de distribution s'avère inexacte. L'argument qui concerne les préférences du client a été avancé par Enbridge, qui a commandé une étude pour solliciter auprès des clients résidentiels leurs points de vue sur les frais[7]. L'étude a révélé que 86 % des clients souhaitaient voir une ligne distincte sur leur facture. Union Gas a également réalisé une étude semblable, et 92 % des personnes interrogées étaient d'avis qu'il est important ou très important de voir une ligne distincte affichant les frais[8].

Quant aux répercussions sur le client, plusieurs commentateurs ont souligné que pour que les frais liés au système de « plafonnement et d'échange » permettent l'atteinte de l'objectif véritable dudit système, à savoir la réduction des émissions, il est important que les clients voient ce que leur coûte ce système. Ainsi, les clients individuels pourraient prendre leur propre décision concernant leur consommation de gaz naturel et les autres mesures qui les guideraient vers un comportement générant moins d'émissions, comme l'achat d'appareils électroménagers plus éconergétiques[9].

Par ailleurs, seuls la CEO et Environmental Defence ont fait valoir qu'il n'était pas nécessaire d'ajouter une ligne distincte, car on s'inquiète que cela puisse créer de la confusion chez les clients. Environmental Defence semblait toutefois ouvert à l'ajout d'une ligne distincte dans la mesure où plus de renseignements seraient inscrits sur la facture. En réponse aux préoccupations de la CEO concernant le fait qu'une ligne distincte puisse créer de la confusion chez les clients, il ressortait de nombreux commentaires portant que la facture compte déjà de nombreux frais, et qu'il faut être davantage proactif dans l'éducation du client.

Au terme du processus, la CEO a décidé de ne pas exiger l'ajout d'une ligne distincte, mais plutôt de fusionner les frais avec les frais de distribution.

Commentaire

La décision de la CEO fait l'objet de deux principales critiques. L'une est fondée sur l'économie politique et l'autre sur la microéconomie du comportement du consommateur. J'aborderai brièvement l'argument relatif à l'économie politique, mais mes commentaires seront principalement centrés

5 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Staff Discussion Paper on a Cap and Trade Regulatory Framework for the Natural Gas Utilities*, EB-2015-0363, Toronto, CEO, 25 mai 2016, en ligne : <http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2015-0363/Cap_and_Trade_Staff_Discussion_Paper_20160525.pdf.>.

6 Voir la liste de commentaires, 24 juin 2016, en ligne : <https://www.oeb.ca/industry/policy-initiatives-and-consultations/consultation-develop-regulatory-framework-natural-gas>.

7 Enbirdge Gas Distribution Inc, *Commission de l'énergie de l'Ontario (« Commission ») – Consultation to Develop a Regulatory Framework for Natural Gas Distributors' Cap and Trade Compliance Plans EB-2015-0363 – Staff Discussion Paper, Comments of Enbridge Gas Distribution Inc* (22 juin 2016), à la p 15, en ligne : <http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dllwebdrawer/rec/532593/view/>.

8 Union Gas Limited, *EB-2015-0363 – Consultation to Develop a Regulatory Framework for Natural Gas Distributors' Cap and Trade Compliance Plans – Union Gas Limited Submission on Discussion Paper* (22 juin 2016), à la p 14, en ligne : <http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/532661/view/>.

9 Voir les commentaires d'IESO, SEC, LPMA et Enbridge, 24 juin 2016, en ligne : <https://www.oeb.ca/industry/policy-initiatives-and-consultations/consultation-develop-regulatory-framework-natural-gas>.

sur le deuxième point. La présente section porte sur le postulat de la CEO énoncé dans son rapport final, à savoir que :

> [Traduction] Pour la grande majorité des clients à faible volume, une ligne distincte ne fournit aucune forme de signal de prix qui soit significatif. Les clients qui ne sont pas des participants volontaires ne peuvent pas éviter les frais liés au système de plafonnement et d'échange qui seront assumés par les services publics et qui leur seront alloués. **Le plus important moteur du comportement du consommateur, de l'avis de la CEO, est le prix total.** C'est ce qui a été confirmé dans une recherche entreprise dans le passé par la CEO relativement à la réaction des consommateurs devant les factures d'électricité. Cette recherche a révélé que les clients à faible volume se concentrent beaucoup plus sur le montant total dû de leur facture que sur les lignes individuelles[10]. (caractères gras ajoutés)

Ce postulat porte que si un client est confronté à un prix $P^T=P^x+T$, il importe peu que le client voie le prix final P^T ou que le client voie les deux composantes séparément, à savoir le prix du produit P^x plus des frais unitaires T. Suivant un niveau d'analyse de base, cette affirmation est exacte. Il est possible de le prouver à l'aide d'un modèle microéconomique simple du comportement du consommateur. Mais ce modèle suppose que la seule chose que le client consomme c'est le produit, en l'occurrence le gaz. Je reviendrai sur ce point dans la deuxième partie de cette section.

L'autre aspect de ce postulat concerne l'hypothèse selon laquelle les frais liés au système de « plafonnement et d'échange » constituent véritablement une mesure de contrôle des émissions et non une taxe déguisée. C'est en lien avec cette hypothèse que la deuxième section entre en jeu.

a. L'économie politique des frais fusionnés

On dit que Milton Friedman a regretté d'avoir conçu le système de retenues d'impôts, un système qu'il estime responsable de l'augmentation des dépenses gouvernementales (et de l'imposition)[11]. De la même façon, au sujet des taxes sur la valeur ajoutée, il a observé que ces taxes sont invisibles et qu'il est donc plus facile de les augmenter[12]. En effet, il a observé que chaque pays européen appliquant des taxes sur la valeur ajoutée a vu les dépenses de son gouvernement augmenter en flèche après l'introduction de ces taxes[13]. La notion d'invisibilité de la taxe a été examinée par les économistes, surtout dans le domaine du choix public.

Certains économistes ont fait référence à l'idée d'illusion fiscale et de la prépondérance de l'effet de la taxe[14]. Bref, ces théories examinent l'absence de renseignements exhaustifs accessibles aux contribuables concernant différents régimes fiscaux, comme les véritables frais liés aux taxes qu'ils paient par rapport aux véritables avantages qu'ils tirent des dépenses gouvernementales. Cela permet au gouvernement d'augmenter, au fil du temps, ses taxes sans trop de représailles de la part des contribuables. Ainsi, comme les frais liés au système de « plafonnement et d'échange » ne sont pas des taxes en soi, ce sont des frais non associés au coût de production du produit consommé du fait que le prix est établi par un organisme gouvernemental. Donc, ils présentent certaines caractéristiques des taxes et peuvent par conséquent être assujettis aux mêmes tentations que pourrait avoir le gouvernement d'augmenter les revenus en prétextant le recours à ces frais[15].

Bien que ces théories reposent sur certaines bases empiriques, elles requièrent une analyse plus poussée de la façon dont la politique fiscale

---

10 *Supra* note 2, à la p 34.
11 David Gamage & Darien Shanske, « Three Essays on Tax Salience: Market Salience and Political Salience » (2011) Tax L Rev 65 aux pp 19, 41.
12 *Ibid* à la p 21, n 8.
13 *Ibid.*
14 Voir à titre d'exemple Werner W. Pommerehne & Friedrich Schneider, « Fiscal Illusion, Political Institutions, and Local Public Spending » (1978) 31:3 Kyklos 381; Brian Dollery & Andrew Worthington, « The Empirical Analysis of Fiscal Illusion » (1996) 10:3 J Economic Surveys 261; Gamage & Shanske, *supra* note 11.
15 Déjà, les revenus attendus du système de « plafonnement et d'échange » n'ont pas été à la hauteur des attentes du gouvernement de l'Ontario. Voir « Ontario is expecting smaller cap-and-trade revenues in 2017 and 2018 than originally planned » *Presse canadienne* (1er mai 2017), en ligne : <http://business.financialpost.com/news/economy/ontario-is-expecting-smaller-cap-and-trade-revenues-in-2017-and-2018-than-originally-planned>.

du gouvernement interagit avec les politiques en matière d'énergie, ce qui va au-delà de la portée de cette brève analyse. Je soulève simplement ce point pour souligner une objection à la fusion des frais liés au système de « plafonnement et d'échange » avec les frais de distribution généraux. Cela ne signifie pas nécessairement que je considère que la décision de la CEO est attribuable à ces théories. En effet, ces théories n'agissent sur aucun dessin intentionnel des politiciens, mais soulignent plutôt les conséquences inattendues de ces régimes de taxes invisibles.

b. Comportement du consommateur

Si l'on revient au postulat de la CEO portant que les clients ne regardent que le prix final, comme je l'ai mentionné précédemment, ce postulat est exact si les clients ne sont intéressés que par un produit, à savoir le gaz naturel. Toutefois, si ce qui intéresse les consommateurs, au moins un sous-groupe de ceux-ci, n'est pas que le gaz naturel, mais qu'ils démontrent également un intérêt pour les émissions générées par leur fournisseur de gaz, l'analyse devient plus complexe. Les économistes modélisent normalement le comportement du consommateur de la façon suivante : Si un consommateur, dont le revenu est I, qui est intéressé par le produit de consommation x (disons le gaz naturel) et tous les autres produits y, le comportement du consommateur peut alors être modélisé par la résolution de la formule suivante :

$$\max_{x,y} U(x,y) \text{ étant donné que } P^x x + y \leq I,$$

où U est le lic dérivé de la consommation x et y, P^x est le prix de x, et le prix de y est normalisé à 1. Le résultat est une fonction de demande de x qui dépendra de P^x et de I. Si le nouveau système de « plafonnement et d'échange » entraîne des frais unitaires de T qui sont ajoutés à P^x, alors la nouvelle fonction d'objectif à optimiser est la suivante :

$$\max_{x,y} U(x,y) \text{ étant donné que } (P^x + T)x + y \leq I.$$

Le lecteur peut voir qu'effectivement, tout ce qui compte c'est la somme des prix, puisque la fonction de demande qui en résulte dépend désormais de ($P^x + T$) et de I.

Considérons que les clients s'intéressent également à la quantité d'émissions qu'ils produisent, y compris les émissions produites par leur fournisseur de gaz[16]. Le service public du client provient maintenant de la consommation de x, em et y, où em est la quantité d'émissions dont le client est responsable. Par souci de simplicité, je supposerai que les émissions sont toutes liées à la consommation de x. Le comportement du consommateur est donc maintenant dérivé de :

$$\max_{x,em,y} U(x,em,y) \text{ étant donné que } P^x x + P^m em + y \leq I,$$

où P^m est le prix des émissions que paie le client[17]. Il est à noter que s'il existe une relation linéaire entre la quantité d'émissions et la quantité de gaz consommée, le postulat de la CEO est exact[18]. Mais s'il n'y a pas de relation linéaire entre la quantité d'émission et la quantité de gaz consommée, on ne peut affirmer de façon générale que tout ce qui compte c'est le prix combiné. La fonction de demande qui en résulte sera exprimée en tant que fonction de P^x, de P^m et de I. Cela signifie que le client doit connaître P^x (le prix du gaz naturel) de même que P^m (le prix des émissions) pour prendre des décisions éclairées sur l'optimisation des services publics auxquels il a recours. Si ce que voient les clients ne représente que la somme de ces deux prix et qu'ils ne peuvent pas voir leurs impacts individuels, la décision qu'ils prendront ne sera probablement pas optimale.

Pour savoir si les clients valorisent seulement la consommation de gaz (ou de tout autre carburant) ou s'ils valorisent également la réduction des émissions, il faut examiner la preuve empirique. Il existe de la documentation sur les répercussions qu'a la prépondérance de l'effet d'une taxe sur le comportement du consommateur. Par exemple, trois économistes ont découvert que l'affichage du prix incluant la taxe dans les supermarchés réduisait la demande par rapport à l'affichage du prix sans taxe auquel la taxe est simplement ajoutée à la caisse[19]. De

16 Même si ce n'est qu'un sous-groupe de clients qui s'intéresse aux émissions, les résultats sont les mêmes sur le plan qualitatif.

17 Cela peut prendre la forme d'une taxe sur le carbone, de frais liés au système de « plafonnement et d'échange » ou de tout autre coût associé à la réduction des émissions.

18 Si $em = ax$, où a est une constante, le prix réel que voit le client est donc $P^x + aP^m$.

19 Raj Chetty, Adam Looney & Kory Kroft, « Salience and Taxation: Theory and Evidence » (2009) 99:4 Am Econ Rev 1145.

la même façon, un autre économiste a observé que lorsque les conducteurs paient le péage sur les routes chaque fois qu'ils s'y trouvent, l'introduction des systèmes de paiement électronique (qui permettent au conducteur de passer directement par les postes de péage sans s'arrêter pour payer) a fait en sorte que les conducteurs se préoccupaient moins des péages. Cette situation a entraîné une hausse des frais de péage de 20 à 40 % par rapport aux routes où le paiement électronique des frais de péage n'est pas offert[20]. Ces résultats ne sont pas concluants lorsqu'il s'agit de déterminer si la CEO a tort ou non. C'est que ces études concernent des taxes dont l'unique objectif est la génération de revenus.

En ce qui concerne la pollution ou le contrôle des émissions, il existe une étude fort pertinente. Nicolas Rivers et Brandon Schaufele, deux économistes canadiens, ont examiné les répercussions des taxes sur le carbone appliquées en Colombie-Britannique (C.-B.) sur la consommation d'essence[21]. En C.-B., les taxes sur le carbone sont affichées à la pompe. Cela signifie que les clients peuvent voir le montant de taxe qu'ils paient lorsqu'ils mettent de l'essence dans leur véhicule. Si tout ce qui importait pour les clients c'était effectivement le prix combiné, il ne devrait pas y avoir d'effet sur la consommation d'essence lorsque le prix de l'essence augmente de 0,05 $ ou lorsque la taxe sur le carbone augmente de 0,05 $. Cependant, l'étude révèle que les consommateurs réagissaient davantage à une augmentation du prix des émissions qu'à une augmentation identique du prix du produit acheté :

> [Traduction] Une augmentation de 5 cents du prix du marché de l'essence génère une diminution de 2,1 % du nombre de litres d'essence consommés à court terme, alors qu'une augmentation de 5 cents de la taxe sur le carbone, un niveau qui équivaut environ à un prix du carbone de 25 % la tonne, génère une diminution à court terme de 8,4 % de la demande en essence. Ces résultats nous mènent à conclure que l'effet de la taxe sur le carbone a une prépondérance plus importante sur les changements dans le prix déterminé par le marché : les taxes sur le carbone génèrent des réactions plus importantes sur le plan de la demande que les augmentations de taxes exclusivement liées au prix[22].

Les auteurs expliquent leurs résultats de plusieurs façons, certaines de ces explications étant liées aux détails du régime fiscal de la C.-B., alors que d'autres concernent les préférences du client et les perceptions à l'égard des émissions et des taxes. Toutefois, ce qui importe, c'est que l'étude démontre que les clients sont tout à fait en mesure de traiter différents éléments d'information lorsqu'on les leur présente et que le prix final n'est pas la seule chose qui compte.

Même s'il s'agit de la seule étude canadienne que j'ai pu trouver sur ce sujet[23], d'autres études sur la prépondérance de l'effet d'une taxe (comme je l'ai mentionné précédemment) démontrent que, à tout le moins, d'autres études de ce genre sont nécessaires. Le simple fait d'affirmer que tout ce qui compte est le prix final est purement faux sur le plan empirique.

Conclusion

La CEO a manqué une occasion précieuse de contribuer à la science sur le comportement du client à l'égard des émissions. Si la CEO avait permis l'inscription des frais liés au système de « plafonnement et d'échange » sur une ligne distincte, il aurait été possible de vérifier la prépondérance de l'effet de ces frais sur le comportement du client. Ainsi, nous aurions obtenu des renseignements précieux sur la conception future de ce système de tarification et d'autres régimes liés à l'environnement. En outre, si les résultats de Rivers et de Schaufele s'appliquent également à l'Ontario, la CEO aurait pu réduire davantage ses émissions en détaillant les frais liés au système de « plafonnement et d'échange ».

20 Amy Finkelstein, « E-ZTax: Tax Salience and Tax Rates » (2009), 124:3 Quarterly J Econ 969.
21 Nicolas Rivers et Brandon Schaufele, « Salience of Carbon Taxes in the Gasoline Market » (2015) 74 J Environmental Econ & Mgmt 23.
22 *Ibid* à la p 24.
23 L'article contient des citations de nombreuses autres études américaines.

Bien que la CEO ait affirmé que ses études démontraient que seul le prix final avait de l'importance, il aurait été utile de présenter les détails de cette étude dans son document intitulé « Staff Report ». Les parties qui ont formulé des commentaires auraient ainsi pu examiner les questions relatives à la prépondérance de l'effet des frais et aux préférences des clients. Alors que deux des services publics d'alimentation en gaz ont présenté une preuve fondée sur un sondage concernant les désirs de leurs clients de voir les frais séparés des frais de distribution, la grande majorité des commentaires étaient également dénués de toute preuve empirique. En effet, la plupart d'entre eux n'ont présenté aucun argument économique, fût-il théorique ou empirique.

Dans toutes les provinces, le public qui participera aux instances futures sera mieux servi si une théorie et une preuve davantage axées sur l'économique sont présentées afin d'examiner les subtilités de la conception d'un régime. Étant donné l'existence de vastes études théoriques et le développement d'éléments de preuve empirique, la présentation de ces études à de telles instances n'est pas une tâche si onéreuse. Effectivement, toutes les parties doivent travailler davantage, en l'occurrence les chercheurs universitaires, pour que l'on puisse tenir des discussions plus significatives sur ces questions. ■

DYSFUNCTION: CANADA AFTER KEYSTONE XL, DENNIS MCCONAGHY, DUNDURN TORONTO, 2017

Analysé par Rowland J. Harrison, c.r. *

La saga du projet Keystone XL à travers les dédales du processus d'examen public américain est désormais bien connue. Malgré les conclusions répétées auxquelles en est venu le Département d'État des États-Unis dans ses évaluations, à savoir que le projet n'entraînerait « aucun changement considérable dans la quantité d'émissions de gaz à effet de serre [et] ne risquerait pas d'avoir une incidence importante sur le taux de développement dans les sables bitumineux [canadiens] »[1], en novembre 2015, le président Barack Obama a refusé d'octroyer un permis pour le projet, déclarant qu'une telle approbation aurait miné le rôle de l'Amérique en tant que « leader mondial dans la prise de mesures sérieuses pour lutter contre les changements climatiques »[2]. Bien que le projet Keystone XL ait depuis été autorisé par le président Donald Trump, il ne faut pas négliger les leçons qu'il faut tirer de ce refus précédent pour le Canada, là où d'autres projets d'oléoducs sont tout aussi controversés, d'autant plus que le gouvernement fédéral procède à l'examen du rapport du Comité d'experts sur la Modernisation de l'Office national de l'énergie[3]. Il y a fort à parier que ce débat animé se poursuivra.

L'ouvrage de Dennis McConaghy, *DYSFUNCTION: Canada after Keystone XL* devrait être accueilli par toutes les parties intéressées en tant que contribution indispensable à ce débat[4]. Il s'agit d'une chronique unique offrant une « perspective de l'intérieur ». Avant de prendre sa retraite, M. McConaghy était cadre supérieur chez TransCanada et il a participé directement à la conception et à l'exécution du projet Keystone XL dès le tout début de la création du projet au milieu des années 2000.

Cette contribution incitera sans doute les opposants au projet Keystone XL à écarter ses conclusions au motif qu'elles sont intéressées, mais il s'agirait là d'une erreur monumentale. Une grande partie de la controverse entourant le projet (et, de fait, son rejet par le président Obama) concerne la mesure dans laquelle il contribuerait aux émissions de gaz à effet de serre et aurait une incidence sur les changements climatiques. Les changements climatiques sont également au cœur des principales contestations à l'égard d'autres projets d'oléoducs. Toutefois, M. McConaghy ne nie aucunement l'existence des changements climatiques :

> « Soyons clairs; je crois que les émissions de gaz à effet de

---

* Rowland J. Harrison, Q.C. est un consultant en règlementation de l'énergie dans la région de Calgary et le co-rédacteur en chef de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*.

1 US, Department of State, *Draft Supplemental Environmental Impact Statement*, Washington DC, Department of State, mars 2013.

2 Barack Obama, "Statement by the President on the Keystone XL Pipeline", The White House, Washington DC (6 novembre 2015).

3 Le rapport du Comité devait être soumis au gouvernement fédéral, le 15 mai 2017, en ligne : <http://www.modernisation-one.ca/one-bienvenue>. Le rapport sera examiné dans une prochaine édition de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*.

4 Dennis McConaghy, *Dysfunction: Canada after Keystone XL*, Toronto, Dundurn Press, 2017.

> serre découlant de l'activité humaine augmentent le risque de changements climatiques. C'est un risque que nous devons gérer[5]. »

En effet, il soutient précisément la taxe sur le carbone et fait valoir que le destin du projet Keystone XL aux mains d'Obama pourrait très bien avoir été différent si le gouvernement du premier ministre Stephen Harper ne s'était pas si ardemment opposé à une telle taxe.

Donc, il est justifié d'accorder à la conclusion de M. McConaghy toute la considération qui lui est due. L'annulation du projet Keystone XL « n'était qu'un acte symbolique, sans véritable conséquence sur la gestion sérieuse des risques de changements climatiques ».

La frustration de M. McConaghy est palpable dans son observation du fait que le refus ultime du projet par le président Obama (lorsqu'il a finalement pris une décision) signifiait « la fin d'un simulacre fourbe et insoutenable ». Il ne s'agit pas là que d'une simple hyperbole – tout au long du processus, M. McConaghy note des cas où TransCanada a été amenée à croire que son acceptation de conditions supplémentaires et d'évaluations environnementales mènerait ultimement à une approbation. En rétrospective, il est devenu évident que l'administration américaine avait l'intention de retarder la prise d'une décision finale plutôt que de préserver l'intégrité du processus règlementaire. Au moment du refus définitif du projet en novembre 2015, le secrétaire d'État John Kerry a déclaré que la décision « ne pouvait pas être prise simplement en fonction des chiffres »[6]. Selon M. McConaghy, il s'agissait sans doute d'un « reflet fidèle » de l'état d'esprit du président et du secrétaire d'État, l'amenant à conclure que « l'application régulière de la loi et les évaluations technocratiques n'y étaient pour rien ».

Il existe des différences évidentes entre les processus d'examen règlementaire aux États-Unis et au Canada. Le constat que fait M. McConaghy au sujet de l'expérience Keystone XL demeure néanmoins pertinent ici, alors que la politisation des projets d'énergie continue de croître. En 2012, le rôle de l'Office national de l'énergie a connu un changement fondamental alors qu'il est passé de décideur à conseiller, la prise de décisions directes ayant été transférée au cabinet fédéral. La possibilité que la politique l'emporte sur l'analyse indépendante s'est donc considérablement accrue. L'expérience vécue dans le cadre du projet Keystone XL illustre très bien les conséquences d'emprunter cette voie.

L'évaluation de M. McConaghy n'est pas encourageante :

> « L'idée la plus désolante qui me fascine au lendemain de la longue déroute du projet Keystone XL, c'est que le Canada n'a pas beaucoup appris... Les promoteurs de grandes infrastructures d'hydrocarbures dans ce pays doivent suivre un long processus de décision potentiellement malhonnête, dont les résultats ne sont pas nécessairement liés au véritable examen règlementaire des avantages et des risques environnementaux atténués[7]. »

Espérons que le débat et les mesures suivant le rapport du Comité d'experts sur la Modernisation de l'Office national de l'énergie apporteront des améliorations.

Mais, peut-être que l'importance plus générale de l'ouvrage *Dysfunction* repose dans son sous-titre : *Canada after Keystone XL* ou « le Canada après Keystone XL ». Dans la deuxième partie, M. McConaghy examine « les autres pipelines du Canada : Northern Gateway, TransMountain et Énergie Est » en regard du contexte de l'expérience Keystone XL. Son examen l'a mené à poser la question suivante :

> « Le Canada a-t-il réellement la conviction fondamentale qu'il est dans l'intérêt public de développer ses ressources en hydrocarbures? Depuis l'échec du projet KXL, le Canada s'est montré profondément équivoque à l'égard de cette position[8]. »

---

5 *Ibid* à la p 11.
6 John Kerry, Communiqué, "Keystone XL Pipeline Permit Determination" (6 novembre 2015).
7 *Supra* note 4 à la p 194.
8 *Ibid* à la p 137.

En effet, il s'agit de la question qui est indispensable au débat controversé entourant ces projets d'infrastructure énergétiques et ceux à venir au Canada.

Dysfunction s'avère une contribution importante au débat. Il doit être lu par l'ensemble des politiciens, des décideurs, des organismes de règlementation, des membres de l'industrie et des citoyens touchés. ■