PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 9, NUMÉRO 3 2021

DIRECTEURS DE RÉDACTION

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

M. Gordon E. Kaiser, BA, MA, JD, Arbitre et Avocat-conseil, Energy Arbitration LLP, Toronto, Calgary

SUPPORTERS

L'honorable David M. Brown, BA, JD, LLM, Juge, Court d'appel de l'Ontario

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

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

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

M. Peter Ostergaard, BA, MA, ancien Président, BC Utilities Commission, Vancouver

M. André Plourde, BA, MA, PhD, Professor, Doyen, Faculty of Public Affairs, Carleton University

M. Mark J. Rodger, BA, LLB, Associé senior, Borden Ladner Gervais, Toronto

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

M. C. Kemm Yates, c.r., BA, JD, Arbitre et Avocat-conseil, Western Arbitration Chambers, Calgary

COLLABORATEURS 2021

M. Nigel Bankes, BA, MA, LLM, Professeur, Chaire en droit des ressources naturelles, University of Calgary

M. Joel Balyk, MA, BA, Assistant de recherche, C.D. Howe Institute

M. Kenneth A. Barry, ancien Conseiller en chef de l'énergie, Reynolds Metals Co., Richmond, VA, ancien Avocat-conseil, Réglementation de l'énergie, Hunton Andrews Kurth, Washington, DC

M. Eric Bremermann, BAH, LLB, Associé, Stikeman Elliott LLP, Toronto

M. Jimmy Burg, BSc, JD, Avocat, Gowling WLG, Vancouver

M. Neil Campbell, HBA, JD, MBA, SJD, Associé, McMillan LLP, Toronto

M. Adam Chisholm, BSc, LLB, Associé, McMillan LLP, Toronto

M. Ron Clark, BA, LLB, LLM, Associé, Aird & Berlis, Toronto

Mme. Adriana Da Silva Bellini, JD, LLL, LLM, Avocate, Gowlings WLG, Calgary

M. Benjamin Dachis, BA, MA, MSc, Directeur des affaires publiques, C.D. Howe Institute

Mme. Olivia Dixon, JD, LLM, Associée, Osler, Calgary

M. Sander Duncanson, BA, LLB, Associé, Osler, Calgary

Mme. Adelaide Egan, BAH, Étudiante, McMillan LLP, Ottawa

M. Ahmad Faruqui, BA, MA, PhD, Associé principal, The Brattle Group, San Francisco

M. Robert S. Fleishman, BA, JD, Associé, Kirkland & Ellis, Washington, DC

M. Tommy Gelbman, BA, M Phil, LLB, LLL, Associé, Osler, Calgary

Mme. Melanie Gillis, BA, JD, Avocate, McInnes Cooper, Halifax

Mme. Talia Gordner, BMusA, LLB, JD, Associée, McMillan LLP, Toronto

M. Daniel Gralnick, JD, LLL, Avocat, Stikeman Elliot LLP, Toronto

M. Bob Heggie, BA, LLB, Directeur général, Alberta Utilities Commission

Mme. Emma Hobbs, BSc, MSc, JD, Avocate, Gowling WLG, Vancouver

M. Martin Ignasiak, BComm, LLB, Associé, Osler, Calgary

M. Jay Lalach, BComm, LLB, Associé, Gowling WLG, Calgary

Mme. Patricia Larkin, BSc, MA, PhD, Associée principale de recherche, Énergie Positive, Ottawa

M. Andrew Leach, BSc, MA, LLM, PhD, professeur agrégé, Alberta School of Business, University of Alberta

M. James MacDuff, BA, BComm, LLB, BCL, Associé, McInnes Cooper, Halifax

Mme. Gabrielle Matheson, MA, BAH, Stagiaire, Gowling WLG, Vancouver

M. David Morton, président et directeur général, British Columbia Utilities Commission

M. David J. Mullan, LLM, Professeur émérite, Faculté de droit, Queen's University

Mr. Chris Norris, BASc, MEng, MBA, LLM, Directeur du développement des affaires, Hydrogène, Siemens Energy

M. Martin Olszynski, BSc, LLB, LLM, Associate Professor, Faculty of Law, University of Calgary

Mme. Lisa Page, BA, MA, JD, Avocate, McMillan LLP, Ottawa

M. Erik Richer La Flèche, BCL, LLB, Associé, Stikeman Elliot LLP, Montréal

M. Agustin Ros, BA, MS, PhD, Associé principal, The Brattle Group; professeur auxiliaire, Brandeis University, Boston

M. David Stevens, BA, LLB, Associé, Aird & Berlis LLP, Toronto

M. Tyler Warchola, Bsc, MSc, Étudiant, Osler, Calgary

M. Moin A. Yahya, BA, MA, JD, PhD, Professeur, Faculté de droit, University of Alberta

M. Glenn Zacher, BA, LLB, Associé, Stikeman Elliott LLP, 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 réglementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de réglementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés réglementées et des intervenants. Le rôle de cette publication est de fournir des analyses et le contexte qui vont au-delà des développements quotidiens. 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 réglementées. D'autres auteurs sont invités, de temps à autre, à soumettre des contributions par les rédacteurs en chef.

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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

Les directeurs de la rédaction travailleront avec l'ACG pour déterminer des thèmes et des sujets pour chaque publication, rédigeront des textes éditoriaux, sélectionneront des collaborateurs et réviseront leurs articles pour s'assurer de l'uniformité du style et de la qualité. Les directeurs de la rédaction se réservent la responsabilité de sélectionner les directeurs de rédaction.

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 directeurs de la rédaction à écrire des articles sur des thèmes particuliers ou peuvent proposer leur collaboration selon leur propre initiative. De temps à autre, d'autres personnes peuvent également être invitées à rédiger des articles.

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

Outre la publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, des commentaires ou des hyperliens vers des développements actuels peuvent être publiés sur le site Web de temps à autre, en particulier en temps opportun.

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 (www.energyregulationquarterly.ca).

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 6
Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

ARTICLES

L'hydrogène est-il la solution miracle? 8
Jay Lalach, Adriana Da Silva Bellini, Jimmy Burg, Emma Hobbs et Gabrielle Matheson
Commentaires par: Chris Norris

La Colombie-Britannique réduit les obstacles réglementaires à l'investissement dans l'hydrogène 22
Eric Bremermann, Glenn Zacher et Daniel Gralnick

Les tarifs sur le carbone : le prochain défi en matière de droit et de politique climatiques au Canada? 24
A. Neil Campbell, Ph. D., Lisa Page, Talia Gordner et Adelaide Egan

Hydro-Québec et ses projets de transmission aux États-Unis 28
Erik Richer La Flèche

La cause de l'augmentation du prix de l'électricité en Ontario 34
Benjamin Dachis et Joel Balyk

L'enquête judiciaire de Collingwood : Leçons pour les services publics d'électricité de l'Ontario 47
Ron Clark

La Cour suprême de la Colombie-Britannique élargit considérablement les droits des Autochtones 53
Sander Duncanson, Martin Ignasiak, Tommy Gelbman, Olivia Dixon et Tyler Warchola

RECENSIONS

The Guide to Energy Arbitrations *58*
Adam Chisholm

ÉDITORIAL

Directeurs de rédaction

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

De temps à autre, les rédacteurs en chef de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* invitent des cabinets d'avocats et d'autres intervenants à traiter de certains sujets qui revêtent une importance particulière pour les organismes de réglementation de l'énergie[1]. Deux articles sur l'hydrogène font partie de cette série de textes dans la présente édition de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*. Ces articles concernent une nouvelle technologie importante qui aura sans aucun doute un impact majeur sur les organismes de réglementation de l'énergie et les entreprises qu'ils régissent.

L'année dernière, la plupart des pays ont considérablement accru leurs engagements en matière de réduction des émissions de carbone et le montant des fonds qu'ils sont prêts à investir à cet égard. C'est pourquoi on assiste présentement à une course folle dans la conception de nouvelles technologies qui favoriseront le processus de décarbonisation.

L'hydrogène se trouve au sommet de cette liste de nouvelles technologies. D'ailleurs, la plupart des pays disposent maintenant d'un programme sur l'hydrogène. Au Canada, il existe un programme fédéral sur l'hydrogène ainsi que des programmes existants ou proposés dans la plupart des provinces. Nous avons invité le cabinet Gowlings à examiner ces initiatives, à expliquer où elles en sont actuellement, et comment elles sont susceptibles d'évoluer. L'examen de ce cabinet est présenté dans l'article principal du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* sous le titre « L'hydrogène est-il la solution miracle? ». Nous avons également invité le cabinet d'avocats Stikeman Elliott à se pencher sur le programme sur l'hydrogène unique en son genre que la Colombie-Britannique a récemment annoncé. Enfin, nous avons également demandé à Siemens, l'un des principaux développeurs de cette technologie, de nous faire part de ses commentaires sur l'évolution de cette technologie et sur les obstacles réglementaires à l'entrée. Le rapport de Siemens est présenté dans le premier de ces deux articles.

Le rôle croissant de l'hydrogène constitue bien sûr un moyen d'atteindre l'objectif primordial de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Parallèlement à l'adoption de technologies émergentes, diverses initiatives politiques, législatives et réglementaires poursuivent également cet objectif grâce à des mesures visant directement à réduire l'utilisation du carbone. Dans « Les tarifs sur le carbone : le prochain défi en matière de droit et de politique climatiques au Canada? », A. Neil Campbell, Ph. D., et ses collaborateurs examinent l'une de ces initiatives, à savoir les tarifs sur le carbone ou les ajustements à la frontière pour le carbone (AFC), qui visent à ajuster « les prix à l'importation des biens à forte intensité carbonique pour compenser l'effet d'un régime de tarification du carbone sur le coût des biens de production locale ». Le Canada a annoncé dans le budget de 2021 qu'il prévoyait d'établir des AFC dans le cadre de son Plan climatique.

Pendant ce temps, l'expansion du rôle de l'hydroélectricité « verte » du Québec dans le paysage énergétique nord-américain continue de se heurter à des obstacles importants sous la forme d'une « opposition vigoureuse et efficace à l'étranger » aux nouvelles lignes de transmission proposées pour l'exportation. Dans

[1] Voir : Paul Kraske et al, « Le stockage de l'électricité en Amérique du Nord » (2019) 7:1 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 61; KPMG, « Capitaliser le nuage : les défis réglementaires » (2020) 8:1 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie; Ron Clark, « Le rapport d'examen des contrats de production de l'Ontario » (2020) 8:4 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 62.

« Hydro-Québec et ses projets de transmission aux États-Unis », Erik Richer La Flèche examine l'histoire des cinq plus grands projets d'exportation du Québec des trois dernières décennies et discute de la façon dont de tels projets pourraient être configurés à l'avenir pour augmenter leurs chances de réussite. Fait intéressant, l'auteur note que les arguments contre les exportations du Québec « recoupent souvent ceux utilisés contre les pipelines; et à la surprise d'une grande partie de la classe politique québécoise, les références « vertes » de l'hydroélectricité du Québec ne suffisent pas à assurer le succès des projets d'exportation ».

Dans « La cause de l'augmentation du prix de l'électricité en Ontario », Benjamin Dachis et Joel Balyk estiment que le nœud du problème de l'augmentation des coûts du réseau dans le secteur de l'électricité en Ontario depuis plus d'une décennie réside dans « les augmentations du coût de l'approvisionnement découlant de contrats à prix élevé, réparties sur une consommation d'électricité inférieure à celle prévue au moment de la signature de ces contrats ». Selon les auteurs, l'Ontario remplace le système actuel de tarification de l'électricité industrielle pour les gros clients par « un tarif interruptible » basé sur le marché qui les récompense pour avoir accepté d'interrompre l'approvisionnement pendant les heures de pointe extrêmes. Ils concluent que le gouvernement devrait mettre fin à sa « mainmise » sur la planification et l'approvisionnement du réseau, et fournir plutôt des directives stratégiques de haut niveau pour habiliter la Commission de l'énergie de l'Ontario à réglementer ainsi que pour s'assurer de l'indépendance de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) « afin de ne pas répéter les erreurs du passé ».

En novembre 2020, un rapport d'une enquête judiciaire a été publié sur la vente en 2012 par la ville de Collingwood de 50 % de sa participation dans Collus Power Corporation, la société de distribution locale (SDL) d'électricité. L'enquête a été demandée afin d'examiner les allégations de conflits d'intérêts, les avantages injustes qui auraient été accordés à l'acheteur et les malversations présumées de certaines parties. Dans « L'enquête judiciaire de Collingwood : leçons pour les services publics d'électricité de l'Ontario », Ron Clark discute de la pertinence des recommandations de l'enquête pour les SDL et des enseignements à tirer du rapport à ce sujet.

La jurisprudence sur les droits autochtones continue d'évoluer; c'est le cas tout récemment dans une décision importante de la Cour suprême de la Colombie-Britannique qui a statué que les droits des Premières Nations en vertu du Traité 8 dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique avaient été violés par les impacts cumulatifs des développements industriels sur le territoire traditionnel des Premières Nations. La décision est analysée par Sander Duncanson et ses collaborateurs dans « La Cour suprême de la Colombie-Britannique élargit considérablement les droits des Autochtones ».

Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* se termine par une critique de livre d'Adam Chisholm sur la dernière édition de l'indispensable *Guide to Energy Arbitrations*. ■

L'HYDROGÈNE EST-IL LA SOLUTION MIRACLE?

Jay Lalach, Adriana Da Silva Bellini, Jimmy Burg,

*Emma Hobbs et Gabrielle Matheson**

Commentaires par: Chris Norris

INTRODUCTION

L'hydrogène est l'élément chimique le plus abondant de l'univers. Il peut servir de carburant de remplacement à faibles émissions ou sans émissions et a un certain nombre d'autres applications dans les secteurs du stockage d'énergie, du transport, de la production d'électricité et du chauffage. Lorsqu'il est mélangé à des combustibles fossiles, il joue un rôle important dans la réduction de leurs émissions de carbone. Bref, cet élément présente un argument convaincant quant à son utilisation en tant que solution autonome pour la transition vers l'énergie propre.

Partout dans le monde, les pays s'engagent à atteindre la neutralité carbone, certains visant à atteindre ce jalon dès 2050. Par conséquent, l'accent est mis sur l'hydrogène en tant que clé de la diversification des sources d'énergie de la planète et d'une économie plus propre et plus verte. Toutefois, l'hydrogène n'existe pas dans un état naturel qui peut être incorporé dans des applications commerciales et doit être converti à l'aide d'autres matières premières comme l'eau ou le gaz naturel. De plus, ce processus de conversion est coûteux et exige beaucoup d'énergie.

La question se pose donc : L'hydrogène *est-il* la solution miracle? L'appétit politique et sociétal s'accroît, mais la technologie peut-elle suivre le rythme? Le présent article donne un aperçu du rôle de l'hydrogène dans la transition vers l'énergie propre. Il propose une introduction générale à la production, à l'utilisation, au transport et au stockage de l'hydrogène, et enchaîne avec un examen des engagements du gouvernement à ce jour au Canada et partout dans le monde et des défis réglementaires potentiels, avant de conclure avec le point de vue d'un intervenant de l'industrie.

LA TECHNOLOGIE

Notions de base sur l'hydrogène

L'intérêt récent pour l'hydrogène tient de sa capacité à agir comme combustible ou vecteur énergétique, et donc comme solution de rechange aux combustibles fossiles. L'hydrogène transporte environ trois fois plus d'énergie par masse unitaire que l'essence, sa combustion ne produit que de l'eau et a une intensité en carbone du cycle de vie inférieure à celle des combustibles fossiles[1]. Pour ces raisons, l'hydrogène représente une excellente solution de rechange énergétique pour toute une gamme d'applications incluant le transport, la production d'électricité et le chauffage, y compris la chaleur de procédé (industriel) et le chauffage des locaux (résidentiels et commerciaux). Le principal inconvénient est que l'hydrogène coûte actuellement plus cher à produire que les combustibles fossiles. Bien que l'hydrogène puisse être dérivé de plusieurs matières premières (p. ex. le gaz naturel, les

---

* Jay Lalach est associé chez Gowling WLG. Adriana Da Silva Bellini, Jimmy Burg et Emma Hobbs sont des avocats et Gabrielle Matheson est étudiante en droit au cabinet.

[1] US Department of Energy. « Increase your H2IQ! » (septembre 2019), notes 5 du présentateur, en ligne (pdf) : *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy* <www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f67/fcto-increase-your-h2iq-training-resource-2019-update.pdf>. La méthode du cycle de vie mesure les émissions totales de carbone au fil du temps, de l'extraction du produit jusqu'à son utilisation finale.

déchets agricoles, les produits forestiers, l'eau) et procédés chimiques, l'écart de prix entre l'hydrogène et les combustibles fossiles dépend en grande partie de sa méthode de production.

Aujourd'hui, la plus grande partie de l'hydrogène dans le monde est produite à partir du gaz naturel. Cet hydrogène « gris » est produit par le reformage à la vapeur du méthane ou du gaz naturel, ce qui génère des émissions de carbone lorsqu'elles sont mesurées tout au long du cycle de vie du produit, de l'extraction jusqu'à l'utilisation. Toutefois, comme l'hydrogène ne produit pas d'émissions au point de consommation, l'intensité en carbone du cycle de vie de l'hydrogène gris est inférieure à celle des combustibles fossiles traditionnels.

Lorsqu'il est utilisé en combinaison avec la technologie de captage et de stockage du carbone, l'hydrogène gris est caractérisé comme de l'hydrogène « bleu ». Ses émissions de carbone pendant le cycle de vie sont encore plus faibles que celles de l'hydrogène gris, mais à un coût de production plus élevé compte tenu du besoin supplémentaire de capter le carbone.

L'hydrogène peut également être produit en divisant les molécules d'eau en hydrogène et en oxygène à l'aide de courants électriques par le procédé d'électrolyse. Lorsque l'électricité utilisée pour alimenter les électrolyseurs provient d'une source non émettrice (c.-à-d. hydroélectrique, nucléaire, solaire, éolienne), le procédé ne génère aucune émission. Cet hydrogène, appelé hydrogène « vert », est le plus cher à produire.

À l'heure actuelle, l'utilisation la plus importante de l'hydrogène, tant au Canada qu'à l'échelle mondiale, est la matière première dans les secteurs industriels à forte intensité d'émissions. De nos jours, les utilisations les plus courantes de l'hydrogène sont le raffinage du pétrole et la production d'ammoniac, de méthanol et d'acier[2].

Transport et stockage de l'hydrogène

En raison de sa faible densité volumétrique, le transport et le stockage de l'hydrogène peuvent être des opérations complexes et coûteuses, ce qui a une incidence sur sa compétitivité par rapport aux autres combustibles. Plus précisément, il faut trois fois plus de quantités volumiques d'hydrogène pour fournir la même quantité d'énergie que le gaz naturel, ce qui augmente les coûts et l'infrastructure nécessaires pour le transport et le stockage de l'hydrogène dans l'ensemble du réseau. Le transport de l'hydrogène sur de longues distances s'avère particulièrement complexe, car le principal moyen de transport de l'hydrogène au Canada, tant gazeux que liquide, est le camion-citerne[3].

Pour cette raison, l'hydrogène est principalement utilisé sur le site de production. Cependant, il existe un certain nombre d'options différentes pour accroître la capacité de stockage et de transport de l'hydrogène, comme la compression, la liquéfaction ou le procédé chimique qui consiste à incorporer l'hydrogène dans des molécules plus grosses (supports chimiques) qui se transportent et se stockent plus facilement sous forme de liquides dans les pipelines de transport et de distribution de gaz naturel[4].

Un certain nombre de pipelines dédiés au transport de l'hydrogène sont déjà exploités et le réseau de transport de gaz existant possède déjà une importante capacité de stockage[5]. En transportant un mélange d'hydrogène et de gaz naturel, les pipelines de transport ou de distribution de gaz naturel existant au Canada peuvent être convertis pour accélérer la croissance de l'utilisation de l'hydrogène au Canada. Cet amalgame peut également être utilisé directement dans un certain nombre d'applications d'utilisation finale au lieu du gaz naturel, comme il en est question plus loin.

Parmi les autres options de stockage, mentionnons les piles à combustible, qui

---

[2] Gouvernement du Canada, « Stratégie canadienne pour l'hydrogène : saisir les possibilités pour l'hydrogène » (décembre 2020) à la p 77, en ligne (pdf) : *Ressources naturelles Canada* <publications.gc.ca/collections/collection_2021/rncan-nrcan/M134-65-2020-fra.pdf> [Stratégie canadienne pour l'hydrogène].

[3] *Ibid* à la p 48.

[4] Agence internationale de l'énergie, « The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities » (juin 2019) à la p 70, en ligne (pdf) : <iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf> [IEA Hydrogen]; Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2 à la p 48.

[5] *Ibid* à la p 152; Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2 à la p 49.

devraient jouer un rôle important dans diverses applications, dont le transport, l'utilisation de combustibles pour la production d'électricité et de chaleur ainsi que la fourniture de matières premières pour l'industrie. Il existe également des moyens géologiques de stockage, car l'hydrogène sous forme gazeuse peut être stocké sous terre dans des cavernes de sel, des réservoirs de gaz naturel ou de pétrole déplétés et des aquifères salins[6].

Mélange de l'hydrogène

Comme combustibles, l'hydrogène et le gaz naturel présentent un certain nombre de similitudes, particulièrement en ce qui a trait à la sûreté, à la capacité de transport et à la polyvalence. Compte tenu de l'intérêt croissant pour l'hydrogène comme combustible, le mélange de l'hydrogène à du gaz naturel ou même à du propane offre l'occasion d'accroître la demande d'hydrogène tout en réduisant les émissions de carbone et en optimisant l'utilisation de l'infrastructure de livraison de combustible existante à mesure que le marché de l'hydrogène prend de l'expansion. Ce mélange peut être utilisé dans de nombreuses applications à la place du gaz naturel pur. Actuellement, des rapports de mélange allant jusqu'à 20 % d'hydrogène sont mis à l'essai et ont un impact limité sur l'infrastructure de distribution et les appareils des utilisateurs finaux[7].

Le mélange de quantités relativement petites d'hydrogène dans les réseaux de gazoducs existants nécessiterait tout au plus des changements mineurs à l'infrastructure de distribution de carburant et aux appareils des utilisateurs finaux, tout en stimulant les technologies d'approvisionnement en hydrogène. Cela présente l'avantage de réduire au minimum les coûts d'investissement initiaux élevés et les risques connexes liés au développement d'une infrastructure de transport et de distribution de l'hydrogène[8].

Le mélange de l'hydrogène contribuera certainement de façon importante au développement de l'économie de l'hydrogène, mais un certain nombre de défis subsistent, notamment en ce qui concerne la compatibilité des pipelines, la tolérance de l'équipement d'utilisation finale, ainsi que des considérations liées à la densité et à la variabilité du volume de l'hydrogène. Comme il a été mentionné précédemment, à température ambiante, l'hydrogène accapare environ le tiers de la densité volumétrique d'énergie du gaz naturel, ce qui réduit la teneur en énergie du gaz mélangé. Plus la quantité d'hydrogène du mélange augmente, plus la teneur en énergie moyenne du mélange de gaz diminue, de sorte qu'un volume accru du mélange de gaz doit être consommé pour répondre aux mêmes besoins énergétiques. Il s'agit d'un facteur à considérer important pour le transport, en tenant compte de la capacité des pipelines, ainsi que des applications d'utilisation finale.

De plus, selon la composition du mélange et les conditions d'exploitation d'un pipeline donné, l'exposition à l'hydrogène peut entraîner une fragilisation et une dégradation des réseaux au fil du temps. L'acier et le polyéthylène plus récents, utilisés dans les réseaux de distribution de gaz naturel, ne présentent généralement pas de préoccupations en ce qui concerne la fragilisation; toutefois, l'acier utilisé dans les anciennes infrastructures de distribution et les anciens pipelines de transport de gaz naturel peut être vulnérable à ces problèmes lorsqu'ils sont exposés à des concentrations plus élevées d'hydrogène et à des pressions plus élevées sur une période prolongée[9].

Les rapports de mélange de l'hydrogène destiné à la distribution sont limités par la capacité et la tolérance de l'équipement d'utilisation finale relié au réseau. Par conséquent, la tolérance du réseau global est limitée à celle de la composante d'utilisation finale ayant la tolérance la plus faible. Ce défi peut s'avérer particulièrement difficile à surmonter dans le cas des procédés industriels de grande précision qui utilisent le gaz naturel comme matière première. L'évaluation des appareils d'utilisation finale plus conventionnels (résidentiels et commerciaux) est en cours.

---

[6] *Ibid* à la pa 69; Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2 à la p 46.

[7] Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2 à la p 49.

[8] IEA Hydrogen, *supra* note 4 aux pp 182–83.

[9] Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2 à la p 73.

Production et stockage de l'électricité

L'hydrogène a plusieurs utilisations dans l'industrie de l'électricité. Bien qu'il puisse être utilisé directement (et/ou comme mélange) dans les turbines à combustion, son utilisation dans les centrales stationnaires utilisant des piles à combustible a augmenté rapidement[10]. Les piles à combustible convertissent l'hydrogène en électricité et en chaleur et produisent de l'eau et aucune émission directe.

Un autre rôle de l'hydrogène dans le secteur de l'électricité est de fournir des capacités de gestion de la puissance. L'hydrogène peut être utilisé comme source d'énergie de secours et option de stockage pour soutenir l'énergie renouvelable variable. Il offre plus de souplesse et de stabilité et permet de tenir compte des variations saisonnières et de l'intermittence dans la demande et la capacité de production d'électricité renouvelable[11].

L'électricité excédentaire générée par le vent et le soleil en dehors des heures de pointe peut être utilisée pour produire de l'hydrogène par électrolyse (dans des installations de conversion de l'électricité en gaz, que l'on appelle P2G), lequel peut, à son tour, être stocké et utilisé pour produire de l'électricité ultérieurement, soit au moyen de turbines à combustion ou de piles à combustible stationnaires.

Conformément à un contrat de stockage d'énergie conclu avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario, la première installation P2G au Canada a été établie afin de fournir des services de régulation, à savoir d'équilibrer et de gérer l'offre et la demande d'électricité en temps réel et d'assurer le fonctionnement fiable du réseau d'électricité de l'Ontario en convertissant l'électricité renouvelable excédentaire en hydrogène. Cet hydrogène est stocké en vue d'une conversion ultérieure en électricité au moyen de piles à hydrogène lorsque le réseau en a besoin. Récemment, Enbridge Gas et Cummins ont annoncé un nouveau projet qui permettra de mélanger cet hydrogène renouvelable dans une boucle séparée du réseau de distribution de gaz naturel existant d'Enbridge Gas[12].

L'efficience de ces méthodes de conversion et de stockage demeure un défi, car une grande partie de l'électricité d'origine est perdue dans le procédé, par comparaison, surtout, aux pertes observées dans le cycle de stockage au moyen, par exemple, de piles au lithium ionique[13]. Cela dit, l'hydrogène peut contribuer à améliorer « la rentabilité des énergies renouvelables variables en fournissant un stockage d'énergie à grande échelle qui optimise l'utilisation de ces actifs de production d'électricité[14] ».

En plus de soutenir l'électricité renouvelable variable, les piles à combustible peuvent aussi faciliter l'accès à une alimentation en électricité fiable dans les régions éloignées. Actuellement, la production d'électricité hors réseau et de secours demeure en grande partie alimentée au diesel, une solution qui peut s'avérer coûteuse quand elle sous-tend le transport vers des collectivités éloignées et autochtones. L'hydrogène peut être intégré dans les systèmes d'énergie renouvelable et produit localement par électrolyse. Il peut également être stocké au moyen de piles à combustible pour fournir une alimentation de secours, alimenter un système de microréseau et être distribué en cogénérant de la chaleur et de l'énergie. Les piles à combustible offrent une solution de rechange intéressante qui permettrait non seulement de réduire la dépendance à l'égard du diesel et d'autres combustibles fossiles importés, mais aussi d'offrir une solution de rechange beaucoup plus propre et plus saine en réduisant les émissions et en améliorant la qualité de l'air

[10] *Ibid* à la p 68.

[11] *Ibid*; IEA Hydrogen, *supra* note 4 à la p 150.

[12] Voir Cummins Inc., « In its Second Year, North America's First multi-megawatt Power-to-Gas Facility Shows Hydrogen Potential » (12 novembre 2020), en ligne : <www.cummins.com/news/2020/11/12/its-second year-north-Americas-first-multi-watt-power-gas-facility-shows>; voir aussi Enbridge Gas Inc., « Groundbreaking $5.2m Hydrogen Blending Project Aims to green Ontario's Natural Gas Grid » (18 novembre 2020), en ligne : <www.enbridge.com/stories/2020/november/enbridge-gas-and-hydrogenics-groundbreaking-hydrogen-blending-project-ontario>.

[13] [Traduction] « Les options de stockage à base d'hydrogène souffrent d'une faible efficience aller-retour : dans le procédé de conversion de l'électricité en hydrogène par électrolyse, puis de l'hydrogène en électricité, environ 60 % de l'électricité d'origine est perdue, alors qu'avec l'utilisation des piles au lithium ionique, les pertes sur un cycle de stockage sont d'environ 15 %. » (IEA Hydrogen, *supra* note 4 à la p 158)

[14] Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2 à la p 27.

local[15]. Un autre facteur à considérer important dans le contexte des véhicules utilisés dans les régions éloignées est que les piles à combustible offrent un meilleur rendement que les batteries à des températures plus froides[16].

Industrie des transports

Comme il a déjà été mentionné, les piles à hydrogène ont un certain nombre d'applications et devraient jouer un rôle important dans diverses industries, y compris la production d'électricité, la chaleur, les matières premières pour l'industrie et, en particulier, le transport. De nouveaux marchés s'ouvrent pour les solutions de transport alimentées par des piles à hydrogène, y compris les marchés des véhicules de passagers, des camions de transport de marchandises, des autocars, des systèmes de transport urbain, des trains, des navires et même des aéronefs[17].

Comme dans le cas des véhicules électriques à batterie, les véhicules électriques à pile à combustible (ou VEPC) ne produisent aucune émission d'échappement et pourraient améliorer la qualité de l'air local et réduire la pollution[18]. Cependant, les émissions des véhicules à passagers ne représentent qu'une petite fraction des émissions du secteur des transports, la plupart provenant des autres modes de transport mentionnés ci-dessus. Les piles à hydrogène peuvent alimenter tous ces véhicules. Toutefois, l'industrie des piles à combustible pour les gros véhicules en est encore à ses balbutiements en raison des faibles taux d'adoption, du manque d'infrastructure de ravitaillement en hydrogène et des coûts élevés par rapport aux véhicules électriques à batterie et à combustibles fossiles.

Les VEPC légers à passagers et les autobus de transport en commun sont disponibles sur le marché dans certains pays[19], et un certain nombre de grands constructeurs automobiles ont des véhicules à pile à combustible sur le marché ou en développement[20]. Bien qu'on s'attende actuellement à ce que les véhicules électriques à batterie représentent la part du lion du marché canadien des véhicules légers[21], les VEPC offrent un meilleur rendement dans les secteurs du transport et du camionnage commerciaux lourds et de longue distance, et ont l'avantage d'offrir une plus grande autonomie, un ravitaillement plus rapide et un rendement plus fiable dans les climats plus froids[22]. Cela dit, la compétitivité des VEPC dépendra en grande partie des coûts des technologies fondées sur des piles à combustible et de la disponibilité des stations de ravitaillement[23].

Tandis que les gouvernements examinent la possibilité d'utiliser l'hydrogène pour atteindre leurs objectifs de réduction des émissions, ils mettent aussi en œuvre un certain nombre de mesures législatives et de politiques directes et indirectes. Dans la section suivante, nous examinons les mesures prises au Canada, aux États-Unis, en Europe et au Royaume-Uni, ainsi que par plusieurs partenariats internationaux, qui contribueront toutes à la transition énergétique.

ENGAGEMENTS DU GOUVERNEMENT

Canada

Fédéral

En 2016, la même année où le Canada a ratifié l'Accord de Paris, le gouvernement fédéral du Canada a publié un plan national de lutte contre les changements climatiques conçu pour aider le Canada à atteindre son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 30 % par rapport aux niveaux de

[15] *Ibid* à la p 69; IEA Hydrogen, *supra* note 4 à la p 154.

[16] *Ibid* à la p 53.

[17] Voir Ballard, « The Future of Clean Transit is Electric » (dernière consultation le 18 août 2021), en ligne : <www.ballard.com/markets/transit-bus>.

[18] IEA Hydrogen, *supra* note 4 à la p 124.

[19] Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2 à la p 53.

[20] Comme Hyundai, Toyota, Honda, GM, Mercedes, Ford, Nissan et Volkswagen.

[21] Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2 à la p 54.

[22] *Ibid* aux pp 53–54.

[23] IEA Hydrogen, *supra* note 4 à la p 123.

2005 d'ici 2030[24]. Quatre ans plus tard, en décembre 2020, le gouvernement du Canada a fait un suivi en présentant un plan pour le climat mis à jour et renforcé : *Un environnement sain et une économie saine* (le « **Plan pour le climat** »). Le Plan pour le climat comprend 64 politiques et programmes fédéraux qui visent la transition vers l'énergie propre et à mettre le pays sur la bonne voie pour dépasser les objectifs de réduction des émissions de l'Accord de Paris pour 2030. Il appuie non seulement une nouvelle cible fédérale d'émissions nettes zéro d'ici 2050, mais il s'aligne également sur les cibles provisoires accélérées établies par la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, une loi qui, une fois adoptée, rendra ces cibles juridiquement contraignantes.

Le 16 décembre 2020, le gouvernement du Canada a publié sa Stratégie canadienne pour l'hydrogène (la « **Stratégie canadienne**[25] »). La Stratégie canadienne fait de l'hydrogène un élément essentiel pour atteindre les cibles de carboneutralité du Canada d'ici 2050, en prévoyant que l'hydrogène pourrait représenter 30 % de l'énergie utilisée au Canada d'ici 2050. La Stratégie canadienne pour l'hydrogène établit des échéanciers à court, à moyen et à long terme. À court terme, d'aujourd'hui à 2025, le Canada mettra l'accent sur l'établissement d'une assise pour la production et l'utilisation de l'hydrogène au Canada en mettant au point une nouvelle infrastructure d'approvisionnement et de distribution de l'hydrogène. À moyen terme (de 2025 à 2030), l'accent sera mis sur la croissance et la diversification du secteur de l'hydrogène, plus précisément sur le déploiement et la connexion de centres régionaux de distribution de l'hydrogène. À long terme, de 2030 à 2050, le Canada mettra l'accent sur l'expansion rapide du marché, à mesure que des hydrogénoducs dédiés deviendront une solution de rechange au gaz naturel réalisable et concurrentielle sur le plan des coûts.

Le gouvernement canadien a reconnu que toutes les voies de production d'hydrogène bleu et vert à faibles émissions sont nécessaires pour atteindre les cibles établies dans la Stratégie canadienne[26]. Pour accélérer la planification et la production, le gouvernement accorde la priorité à la coordination stratégique et à l'investissement dans l'ensemble de la chaîne de valeur. À cette fin, le gouvernement fédéral a instauré un certain nombre de programmes de financement conçus pour appuyer les investissements dans la production d'infrastructures à faibles émissions de carbone ou à émissions nulles.

Il convient de souligner en particulier le projet de règlement de la *norme sur les combustibles propres* du gouvernement du Canada, qui vise à favoriser l'adoption de carburants propres en exigeant que les fournisseurs réduisent graduellement l'intensité en carbone de leurs combustibles[27]. Le Fonds pour les combustibles propres (« **FCP** ») du Canada de 1,5 milliard de dollars, introduit dans le cadre du Plan pour le climat et réaffirmé dans le budget de 2021, appuie les objectifs de la *norme sur les combustibles propres* et de la Stratégie canadienne en finançant des projets visant à construire une infrastructure de production de combustibles propres, y compris d'hydrogène, d'éthanol, de diesel renouvelable et de gaz naturel renouvelable. La FCP aide à réduire les coûts initiaux qui, autrement, constitueraient un obstacle à la croissance du marché national des combustibles propres. Ressources naturelles Canada fournira du financement dans le cadre d'accord de contributions à remboursement conditionnel pouvant atteindre 30 % du total des coûts admissibles du projet, jusqu'à concurrence de 150 millions de dollars par

[24] En 2021, une cible rehaussée a été soumise aux Nations Unies, à savoir de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030. Voir Gouvernement du Canada, communiqué, « Le gouvernement du Canada confirme sa nouvelle cible ambitieuse de réduction des émissions de gaz à effet de serre », en ligne : <www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2021/07/le-gouvernement-du-canada-confirme-sa-nouvelle-cible-ambitieuse-de-reduction-des-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre.html>.

[25] Stratégie canadienne pour l'hydrogène, *supra* note 2.

[26] Environnement et Changement climatique Canada, « Un environnement sain et une économie saine » (2020) aux pp 45–46, en ligne (pdf) : *Gouvernement du Canada* <www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/climate-change/climate-plan/plan_environnement_sain_economie_saine.pdf>.

[27] Gouvernement du Canada, « Norme sur les combustibles propres » (dernière modification le 26 juillet 2021), en ligne : <www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/production-energie/reglement-carburants/norme-carburants-propres.html>.

projet[28]. Ensemble, la *norme sur les combustibles propres* et le FCP fonctionnent comme une approche de type « carotte et bâton », où la *norme sur les combustibles propres* incite les Canadiens à réduire l'intensité en carbone de leurs carburants.

Le gouvernement fédéral a également mis en œuvre une multitude d'autres programmes de financement visant à accélérer la transition vers les carburants à faible teneur en carbone grâce au développement de technologies et d'infrastructures d'énergie propre. Ils comprennent notamment un engagement de 150 millions de dollars pour appuyer le déploiement de l'infrastructure pour les véhicules à émission zéro[29] et par l'entremise de programmes comme le Réseau canadien d'innovation pour la réduction des émissions (RCIRE), le Programme de croissance propre (PCP), le Programme d'infrastructures vertes et l'Initiative autochtone pour réduire la dépendance au diesel.

Provincial

Les gouvernements provinciaux examinent également les possibilités de déployer des solutions fndées sur l'hydrogène pour atteindre les objectifs climatiques.

En Colombie-Britannique, l'hydrogène est au cœur des efforts déployés par la province pour atteindre des cibles ambitieuses de réduction des gaz à effet de serre. Le 6 juillet 2021, la province a publié la stratégie sur l'hydrogène de la Colombie-Britannique (« **stratégie de la Colombie-Britannique** »), la première province du Canada à publier une stratégie provinciale exhaustive sur l'hydrogène[30]. La stratégie de la Colombie-Britannique, conçue pour stimuler les investissements dans l'hydrogène dans la province, décrit une série d'engagements stratégiques et de stratégies à court et à long terme pour accroître l'utilisation de l'hydrogène dans la province. La stratégie de la C.-B. estime que l'hydrogène est la solution la plus pratique pour réduire les émissions dans les secteurs difficiles à décarboniser, comme le transport par camions lourds et à poids moyen. Comme à l'échelon fédéral, de nombreux règlements provinciaux s'harmonisent avec la Stratégie sur l'hydrogène pour appuyer la transition vers l'énergie propre. Le *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* de la Colombie-Britannique prescrit à la fois une exigence de contenu renouvelable pour le diesel et l'essence et une diminution générale de l'intensité en carbone des combustibles liquides. Le règlement, qui offre des crédits aux fournisseurs de carburant qui cherchent à faire la transition vers des carburants à faible teneur en carbone, a récemment permis à un parc de 65 camions lourds de passer du diesel à l'hydrogène dans le nord-est de la Colombie-Britannique[31]. La province a aussi récemment modifié le *Greenhouse Gas Reduction (Clean Energy) Regulations* afin d'accroître la production et l'utilisation de gaz renouvelable et d'hydrogène vert et résiduel en Colombie-Britannique. Les changements donneront plus de souplesse aux services publics de gaz naturel, stimuleront les investissements dans l'énergie renouvelable et accéléreront la croissance de l'approvisionnement en hydrogène et en gaz renouvelable dans leurs réseaux[32].

En octobre 2020, l'Alberta a publié « *Getting Alberta Back to Work – Natural Gas Vision and Strategy* » (la « **stratégie de l'Alberta** »), qui énonce le plan du gouvernement provincial

[28] Ressources naturelles Canada, « Fonds pour les combustibles propres » (dernière modification le 16 juillet 2021), en ligne : <www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-canada/fonds-pour-les-combustibles-propres/23738>.

[29] Infrastructure Canada, « Fonds pour le transport en commun à zéro émission » (dernière modification le 10 août 2021), en ligne : <www.infrastructure.gc.ca/zero-emissions-trans-zero-emissions/index-fra.html>.

[30] Ministry of Energy, Mines and Low Carbon Innovation, « B.C. Hydrogen Strategy – A sustainable pathway for BC's energy transition » (6 juillet 2021), en ligne (pdf) : <www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/electricity-alternative-energy/electricity/bc-hydro-review/bc_hydrogen_strategy_final.pdf>.

[31] Ministry of Energy, Mines and Low Carbon Innovation, « Heavy-duty hydrogen fuel station powers clean energy transition » (28 juin 2021), en ligne : *Gouvernement de la Colombie-Britannique* <news.gov.bc.ca/releases/2021EMLI0044-001213>.

[32] Ministry of Energy, Mines and Low Carbon Innovation, communiqué, « Province enables increased investments in renewable gas, hydrogen » (2 juillet 2021), en ligne : *Gouvernement de la Colombie-Britannique* <archive.news.gov.bc.ca/releases/news_releases_2020-2024/2021EMLI0046-001286.htm>.

pour l'avenir économique de l'Alberta[33]. Selon la stratégie de l'Alberta, l'hydrogène est l'un des principaux domaines de croissance du secteur du gaz naturel de l'Alberta. La stratégie de l'Alberta vise à produire de l'hydrogène bleu à grande échelle dans toute l'Alberta, à déployer l'hydrogène dans diverses applications commerciales à l'échelle de la province et à exporter des produits dérivés de l'hydrogène vers les marchés nationaux et mondiaux d'ici 2040[34].

Toujours en 2020, le Québec a publié son Plan pour une économie verte, un plan conçu pour aider la province à atteindre les cibles de réduction des émissions de GES qu'elle s'est imposée pour 2030[35]. Le plan identifie divers domaines d'application pour l'hydrogène vert, notamment les processus industriels, le transport intensif et lourd, la chimie verte, le stockage massif d'énergie et la production de chaleur. Le gouvernement du Québec souhaite que le Plan pour une économie verte contribue à faire de la province un chef de file dans la production d'hydrogène vert et d'autres bioénergies.

Les gouvernements de l'Ontario et de Terre-Neuve-et-Labrador devraient également élaborer des stratégies sur l'hydrogène.

États-Unis

En janvier 2021, l'administration Biden-Harris a officiellement rejoint l'Accord de Paris, mettant le pays sur la bonne voie pour atteindre un objectif de zéro émission nette de carbone au plus tard en 2050[36]. L'engagement est appuyé par des lois comme la *CLEAN Futures Act*, qui a été présentée à la Chambre en mars 2021. Si elle est adoptée, la *CLEAN Futures Act* fixera des normes de décarbonisation pour les secteurs de l'électricité, de la construction et du transport afin d'atteindre un bilan énergétique nul d'ici 2050. La *CLEAN Futures Act* établira également un accélérateur pour l'énergie propre et le développement durable qui, grâce à un financement de 100 milliards de dollars, générera des investissements publics et privés pour financer des technologies énergétiques à faibles émissions et à zéro émission[37].

Pour atteindre les objectifs du pays en matière d'émissions, les États-Unis prévoient de décarboniser le secteur de l'énergie en augmentant la consommation et la production d'hydrogène. En particulier, l'administration Biden-Harris a parlé d'une utilisation de l'hydrogène dans la production d'électricité et comme combustible de remplacement sans émission[38].

Le Department of Energy's (« **DOE** ») Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office (« **HFTO** ») des États-Unis offre des subventions concurrentielles pour la recherche et le développement dans les secteurs de la production, de la livraison, de l'infrastructure, du stockage, des piles à combustible et des utilisations finales de l'hydrogène[39]. L'initiative H2@Scale de l'HFTO, lancée

[33] Gouvernement de l'Alberta, « Getting Alberta Back to Work – Natural Gas Vision and Strategy » (6 octobre 2020), en ligne (pdf) <open.alberta.ca/dataset/988ed6c1-1f17-40b4-ac15-ce5460ba19e2/resource/a7846ac0-a43b-465a-99a5-a5db172286ae/download/energy-getting-alberta-back-to-work-natural-gas-vision-and-strategy-2020.pdf>.

[34] Paule Hamelin et al, « L'horizon se précise : Stratégies du gouvernement canadien en matière d'hydrogène » (8 juin 2021), en ligne : *Gowling WLG* <gowlingwlg.com/fr/insights-resources/articles/2021/canadian-governments-hydrogen-strategies/>.

[35] Gouvernement du Québec, « Plan pour une économie verte 2030 – Politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques » (2020), en ligne (pdf) : <cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-economie-verte-2030.pdf?1605549736>.

[36] The White House, communiqué, « FACT SHEET: President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing U.S. Leadership on Clean Energy Technologies » (22 avril 2021), en ligne : <www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/04/22/fact-sheet-president-biden-sets-2030-greenhouse-gas-pollution-reduction-target-aimed-at-creating-good-paying-union-jobs-and-securing-u-s-leadership-on-clean-energy-technologies/">.

[37] House Committee on Energy & Commerce, communiqué, « E&C Leaders Introduce the Clean Future Act, Comprehensive Legislation to Combat the Climate Crisis » (2 mars 2021), en ligne : <energycommerce.house.gov/newsroom/press-releases/ec-leaders-introduce-the-clean-future-act-comprehensive-legislation-to>.

[38] Molly Wood, « President Biden says green hydrogen is key to a lower emissions future. So, what is it? » (29 avril 2021), en ligne : *Market Place* <www.marketplace.org/shows/marketplace-tech/president-biden-says-green-hydrogen-is-key-to-a-lower-emissions-future-so-what-is-it/>.

[39] Voir Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, « Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office » (dernière visite le 18 août 2021), en ligne : <www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-and-fuel-cell-technologies-office>.

en 2016, vise à rallier les intervenants afin d'élaborer des projets visant à faire progresser la production, le stockage, le transport et l'utilisation abordables de l'hydrogène[40]. L'HFTO a financé des projets consacrés à la technologie des piles à combustible et à la fabrication de camions lourds à pile à combustible, à l'utilisation à grande échelle de l'hydrogène dans les ports et les centres de données, à la recherche universitaire sur l'application de l'hydrogène à la production d'« acier vert » et à des programmes de formation pour une main-d'œuvre spécialisée dans l'hydrogène et les piles à combustible[41]. Le Congrès a alloué 150 millions de dollars à l'HFTO pour 2021.

Le Loans Program Office (« **LPO** ») du DOE fournit également du financement aux fabricants américains pour qu'ils développent et déploient des technologies innovantes dans le domaine de l'énergie. Il reste 4,5 milliards de dollars dans l'autorisation de prêt pour des technologies innovantes dans le domaine de l'énergie (*Title XVII Innovative Clean Energy Loan Guarantee*) pour appuyer la production et l'infrastructure d'hydrogène vert et bleu dans le cadre de la demande ouverte de projets sur l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique, et plus de 10 milliards de dollars dans le cadre du programme de prêts pour la fabrication de véhicules à technologie de pointe (*Advanced Technology Vehicles Manufacturing Loan Program*) afin d'appuyer la fabrication de véhicules électriques à pile à combustible pour le transport de passagers et leurs composantes.

Le 7 juin 2021, la secrétaire à l'Énergie, Jennifer M. Granholm, a lancé l'initiative Energy Hydrogen Shot du DOE. L'initiative vise à réduire le coût de l'hydrogène propre de 80 %, à 1 $ le kilogramme au cours de la prochaine décennie. En marge de la mise en œuvre de l'initiative, le programme sur l'hydrogène du DOE a publié un appel d'intérêt en vue d'obtenir des démonstrations viables de l'hydrogène qui peuvent aider à réduire le coût de l'hydrogène[42]. La demande budgétaire globale du DOE pour l'exercice 2022 se chiffrait à environ 400 millions de dollars pour divers efforts liés à l'hydrogène, ce qui représente une importante augmentation par rapport au financement actuel[43].

Europe

En mars 2020, l'UE s'est engagée à atteindre un bilan net zéro d'ici 2050. Le 8 juillet 2020, la Commission européenne a fixé des objectifs beaucoup plus ambitieux avec la publication de « Une stratégie pour l'hydrogène en vue d'une Europe neutre climatiquement » (« **Stratégie pour l'hydrogène de l'UE** »). Dans ce document, l'UE s'est également engagée à atteindre un objectif de production d'hydrogène à faible teneur en carbone à partir d'électrolyseurs de 40 GW d'ici 2030, avec au moins une production de 6 GW à partir d'électrolyseurs à hydrogène vert d'ici 2024[44]. Il s'agit d'objectifs ambitieux étant donné que la capacité de production actuelle d'électrolyseurs en Europe est inférieure à 1 GW par an.

La Stratégie pour l'hydrogène de l'UE indique clairement que la Commission européenne attend de l'hydrogène qu'il joue un rôle indispensable dans la transition vers un nouveau système énergétique à faibles émissions de carbone en Europe. Alors que la Stratégie pour l'hydrogène de l'UE est fortement axée sur l'hydrogène vert, à court terme, elle prévoit de remplacer la production actuelle d'hydrogène gris par de l'hydrogène bleu afin de tirer parti des capacités des installations de production

[40] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, « H2@Scale » (dernière consultation le 18 août 2021), en ligne : <www.energy.gov/eere/fuelcells/h2scale>.

[41] Alan Mammoser, « How to build the foundation for a hydrogen economy in the US », *Greenbiz* (15 septembre 2020), en ligne : <www.greenbiz.com/article/how-build-foundation-hydrogen-economy-us>.

[42] Department of Energy, communiqué, « Secretary Granholm Launches Hydrogen Energy Earthshot to Accelerate Breakthroughs Toward a Net-Zero Economy » (7 juin 2021), en ligne : <www.energy.gov/articles/secretary-granholm-launches-hydrogen-energy-earthshot-accelerate-breakthroughs-toward-net>.

[43] Andrew Freedman et Ben Geman, « Exclusive: DOE launches push to meet hydrogen "Earthshot" goal", *Axios* (7 juin 2021), en ligne : <www.axios.com/biden-hydrogen-climate-change-f79de0f9-e240-4b4d-a8f2-0de2826d1d63.html>.

[44] Commission européenne, « Une stratégie pour l'hydrogène en vue d'une Europe neutre climatiquement » (8 juillet 2020), en ligne (pdf) : <ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/fs_20_1296> [Stratégie pour l'hydrogène de l'UE].

existantes[45]. Pour soutenir le développement d'un marché de l'hydrogène vert et bleu, l'UE s'est également engagée à créer un système de classification normalisé des types d'hydrogène et un système de certification pour soutenir son commerce[46]. À terme, l'UE vise à créer un grand marché régional de l'hydrogène englobant l'Europe de l'Est et l'Afrique du Nord.

La Commission européenne a créé l'European Clean Hydrogen Alliance (l'Alliance) afin de faciliter la mise en œuvre de la Stratégie pour l'hydrogène. L'Alliance coordonne l'élargissement de la chaîne de valeur de l'hydrogène à la grandeur de l'Europe en recensant les projets liés à l'hydrogène et en soutenant les investissements nécessaires[47]. L'Alliance réunit des représentants de l'industrie, de la société civile, des autorités nationales, régionales et locales afin d'offrir une tribune pour la coordination des investissements par tous les intervenants[48].

Pour financer l'élargissement massif de la Stratégie pour l'hydrogène de l'UE, la Commission européenne ouvre le portefeuille de l'UE et distribue le financement de la Banque européenne d'investissement. La phase 1 de la Stratégie exige un investissement de 24 à 42 milliards d'euros dans les électrolyseurs, et de 220 à 340 milliards d'euros supplémentaires pour élargir et connecter des installations de production d'énergie solaire et éolienne de 80 à 120 GW à des électrolyseurs. La modernisation de la moitié des usines de production d'hydrogène existantes devrait coûter environ 11 milliards d'euros. Un montant supplémentaire de 65 milliards d'euros sera nécessaire pour l'infrastructure de l'hydrogène[49].

Ces dernières années, plusieurs États membres de l'UE ont également publié leurs propres stratégies en matière d'hydrogène, en se fixant des objectifs indépendants et en élaborant des plans de financement, notamment l'Allemagne (stratégie publiée en juin 2020), la France, les Pays-Bas et l'Espagne[50].

Le Royaume-Uni

En juin 2019, le Royaume-Uni s'est engagé à atteindre un bilan net zéro d'ici 2050. Il est récemment allé plus loin en augmentant sa cible de réduction des émissions de 68 % à 78 % d'ici 2035 (par rapport aux niveaux de 1990). Le plan en dix points du gouvernement pour une révolution industrielle verte (Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution) établit un cadre pour atteindre une consommation énergétique nette zéro, l'hydrogène étant un facteur important dans l'atteinte de la consommation énergétique nette zéro, et établit une cible de 5 GW de capacité de production d'hydrogène à faible teneur en carbone d'ici 2030. L'objectif de production de 5 GW suppose un mélange d'hydrogène bleu et vert, une différence notable par rapport aux autres marchés européens. Pour une analyse plus approfondie de la stratégie pour l'hydrogène du Royaume-Uni et de l'UE, voir Sustainable Hydrogen : Green and Blue and the EU/UK Policy Overview, *supra* note 45.

Partenariats internationaux

Le mouvement vers l'adoption de l'hydrogène prend de l'ampleur partout dans le monde. Dans le secteur privé, l'une des plus importantes initiatives internationales en cours d'élaboration est le Conseil de l'hydrogène, une initiative dirigée par des PDG qui réunit

---

[45] Dan O'Donnell, Gareth Baker et Gus Wood, « Sustainable Hydrogen: Green and Blue and the EU/UK Policy Overview » (2 juin 2021), en ligne : *Gowling WLG* <gowlingwlg.com/fr/insights-resources/articles/2021/sustainable-hydrogen-green-and-blue-and-the-eu-uk/>.

[46] Alan Mammoser, « Europe Looks To Become The Global Leader In Hydrogen », *Oil Price* (29 juillet 2020), en ligne : <oilprice.com/Alternative-Energy/Fuel-Cells/Europe-Looks-To-Become-The-Global-Leader-In-Hydrogen.html>.

[47] Commission européenne, « European Clean Hydrogen Alliance » (dernière consultation le 18 août 2021), en ligne : <ec.europa.eu/growth/industry/policy/european-clean-hydrogen-alliance_fr>.

[48] Stratégie pour l'hydrogène de l'UE, *supra* note 44.

[49] *Ibid* à la p 7.

[50] O'Donnell, *supra*, note 45; voir Gouvernement fédéral allemand, « Die Nationale Wasserstoffstrategie » (juin 2020), en ligne (pdf) : <www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20>; Ministère de la Transition écologique et solidaire, « Stratégie française pour l'énergie et le climat » (21 avril 2020), en ligne (pdf) : <www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf>; Gouvernement des Pays-Bas, « Government Strategy on Hydrogen » (6 avril 2020), en ligne (pdf) <www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>; Government of Spain, "Hoja de ruta del hidrógeno : Una apuesta por el hidrógeno renovable » (octobre 2020), en ligne (pdf) : <www.miteco.gob.es/images/es/hojarutahidrogenorenobleva_tcm30-525000.PDF>.

les entreprises membres autour d'une stratégie mondiale cohérente pour déployer des solutions d'hydrogène à grande échelle. Au niveau des États, un certain nombre de pays travaillent en collaboration par l'entremise d'organisations internationales et de partenariats gouvernementaux mondiaux pour déployer une stratégie collective sur l'hydrogène.

Mission Innovation est une initiative mondiale conçue pour faire progresser l'action et l'investissement dans la recherche et le développement de l'énergie propre au cours de cette décennie[51]. L'initiative s'inscrit dans le cadre des objectifs de l'Accord de Paris des États membres visant à accélérer les progrès sur les voies menant à la carboneutralité. L'une des trois missions clés de l'initiative, lancée lors de la réunion ministérielle de Mission Innovation de juin 2021, est la Clean Hydrogen Mission, qui vise à accroître la compétitivité des coûts de l'hydrogène propre en réduisant les coûts de bout en bout à deux dollars US par kilogramme d'ici 2030[52].

Certains pays cherchent également à établir des stratégies au moyen d'accords bilatéraux. Ces accords visent à tirer parti des forces comparatives combinées des signataires pour accroître efficacement l'utilisation et la production d'hydrogène. Le 16 mai 2021, l'Allemagne et le Canada ont signé un accord qui fournit un cadre permettant aux deux pays de collaborer au déploiement de l'hydrogène dans le cadre de la transition vers l'énergie propre. L'Allemagne considère que l'hydrogène est un élément central de sa transition vers l'énergie propre et, entre autres choses, l'accord désigne le Canada comme le principal fournisseur d'hydrogène de l'Allemagne à l'avenir[53]. L'accord établit également un cadre mutuellement avantageux permettant aux deux pays de coopérer au développement de technologies innovantes en matière d'hydrogène.

DÉFIS RÉGLEMENTAIRES

L'intérêt croissant des gouvernements, des entreprises et des consommateurs du monde entier pour l'hydrogène présentera une myriade de défis réglementaires à mesure que ce nouveau secteur se prendra de l'expansion. Pour relever ces défis, il faudra peut-être repenser les cadres réglementaires actuels. Par exemple :

Mélange de l'hydrogène

À l'heure actuelle, il n'y a pas de consensus dans l'industrie quant à la quantité d'hydrogène qui peut être mélangée au gaz naturel en toute sûreté (les essais en cours dans le monde vont de 1 % à 22 %) afin de réduire les émissions de carbone pour le chauffage résidentiel et commercial. Cette discussion sur le mélange implique à la fois le support physique qui distribue le gaz et l'appareil d'utilisation finale du gaz. La résolution de ces questions et l'établissement de normes claires fourniront à l'industrie la certitude dont elle a grandement besoin pour réduire les risques liés à la réglementation et encourager l'investissement. Pour en savoir plus sur le mélange de l'hydrogène et du gaz naturel, consultez notre article : Un peu d'hydrogène vert et propre avec votre gaz naturel[54]?

Comptabilisation et garanties d'origine

Le suivi du volume d'hydrogène injecté dans le réseau et de l'intensité en carbone du mélange global sera une considération réglementaire importante. Une telle méthode de comptabilisation — parfois appelée « garantie d'origine » — est essentielle si l'on veut que les opérateurs reçoivent une prime pour fournir du gaz à faible teneur en carbone.

Transport et distribution

Dans la course que se livrent les administrations pour développer des économies régionales et nationales de l'hydrogène, le stockage et la distribution deviendront un enjeu clé.

---

[51] Voir Mission Innovation, « Overview » (dernière consultation le 18 août 2021), en ligne : <mission-innovation.net/about-mi/overview/>.

[52] Mission Innovation, « Clean Hydrogen Mission » (dernière consultation le 18 août 2021), en ligne : <mission-innovation.net/missions/hydrogen/>.

[53] FuelCellsWorks, « Canada, Germany Sign Hydrogen Cooperation Deal » (16 mars 2021), en ligne : <fuelcellsworks.com/news/canada-germany-sign-hydrogen-cooperation-deal/>

[54] Jay Lalach et Adriana Da Silva Bellini, « Un peu d'hydrogène vert et propre avec votre gaz naturel? » (8 juin 2021), en ligne : *Gowling WLG* <gowlingwlg.com/fr/insights-resources/articles/2021/clean-green-hydrogen-with-that-natural-gas/>.

La recherche de la solution optimale sur le plan technologique et économique de distribuer l'hydrogène (c.-à-d. route, rail, pipeline, etc.) se poursuit. La normalisation de certains paramètres encadrant par exemple la compression, le stockage et la distribution jouera un rôle dans cette analyse. Chaque méthode exigera de prendre en considération des facteurs réglementaires uniques pour parvenir à une solution sûre et rentable dans les mois et les années à venir. Pour en savoir plus sur la transmission et la distribution de l'hydrogène, consultez notre article : L'hydrogène, La nouvelle frontière de l'énergie propre[55].

Conception des taux d'énergie propre de remplacement

Les organismes de réglementation de l'énergie sont de plus en plus disposés à financer des technologies d'énergie propre novatrices au moyen de structures tarifaires novatrices. Auparavant, ces types de mécanismes étaient rejetés et on les considérait comme injustes, car ils obligeaient les contribuables à financer la technologie expérimentale[56]. Cette hésitation s'estompe maintenant au profit de la poursuite d'objectifs en matière d'énergie propre par un nombre croissant d'administrations partout dans le monde. Nous pouvons donc nous attendre à observer une augmentation des approbations de nouveaux projets liés à l'hydrogène qui sont financés par les contribuables. Toutefois, cela ne se fera peut-être pas sans controverse, car les surcoûts de l'hydrogène propre demeurent obstinément élevés par rapport aux combustibles fossiles existants, et devraient le demeurer tout au long de la prochaine décennie. On ne sait pas encore si cette disparité des coûts est un prix que les contribuables seront prêts à accepter à court terme. Quoi qu'il en soit, ces forces du marché sont susceptibles d'entraîner une foulée de nouvelles procédures réglementaires.

Compétence réglementaire, codes et normes

La plupart des administrations s'en remettent encore à leur cadre de réglementation du gaz naturel pour réglementer l'hydrogène. Cependant, les différences entre le gaz naturel et l'hydrogène (p. ex. chimique, thermodynamique, volumétrique) pourraient justifier une nouvelle approche réglementaire. Il faudra revoir les codes, les normes et les règlements provinciaux, fédéraux et internationaux en matière de production d'hydrogène afin d'établir un cadre compatible et habilitant.

Une partie de cette approche devrait consister à déterminer si les organismes de réglementation de l'énergie et du gaz naturel actuels sont les organes appropriés pour réglementer l'hydrogène, ou si de nouveaux organismes de réglementation devraient être conçus. La vaste gamme d'applications de l'hydrogène (p. ex. transport, production d'énergie et chauffage, pour n'en nommer que quelques-unes) rendra cette tâche particulièrement difficile compte tenu du nombre d'organismes de réglementation qui seront mobilisés. Compte tenu de cette vaste gamme d'applications, les projets d'hydrogène pourraient devoir être réglementés en fonction de l'utilisation finale ou du moyen de production. Par exemple, il peut y avoir des parallèles entre le traitement de l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles et les activités pétrolières et gazières. En fin de compte, quelle que soit l'approche adoptée, elle devrait soutenir l'industrie en réduisant les formalités administratives inutiles et les obstacles à l'entrée pour les participants, tant du côté de la demande que de celui de l'offre.

[55] Jimmy Burg et al, « L'hydrogène, la nouvelle frontière de l'énergie propre » (2 février 2021), en ligne : *Gowling WLG* <gowlingwlg.com/fr/insights-resources/articles/2021/hydrogen-the-next-clean-energy-frontier/>.

[56] Voir Gordon E. Kaiser, « Les organismes canadiens de réglementation l'énergie et les nouvelles technologies : La transition vers une économie à failble émission de carbone » (2021) 9:2 Publication trimestriel sur la réglementation de l'énergie 7.

POINT DE VUE D'UN FOURNISSEUR DE TECHNOLOGIE[57]

Green Hydrogen – Catalyst for the Energy Transition[58]

L'hydrogène produit à partir d'énergies renouvelables pourrait jouer un rôle clé dans l'accélération de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone en facilitant le stockage à long terme des énergies renouvelables et en équilibrant les fluctuations du réseau causées par des sources non répartissables. Les experts en la matière pensent que cette flexibilité devra doubler d'ici 2040. En même temps, la conversion de l'électricité en gaz — la technologie de l'utilisation de l'électricité, en particulier de l'énergie verte excédentaire, pour produire du gaz combustible par électrolyse — permet d'électrifier les secteurs qui dépendent encore des hydrocarbures et de rendre cette énergie utilisable pour le transport de biens et de personnes, pour la fabrication d'acier et de ciment, ou comme matière première pour l'industrie chimique. L'établissement d'un tel lien énergétique entre des secteurs auparavant séparés au moyen d'énergies renouvelables — aussi appelé « couplage sectoriel » — peut réduire de 50 % la consommation primaire d'énergie fossile malgré une demande croissante en électricité. En règle générale, une offre de carburant plus diversifiée contribuerait également à améliorer la sécurité énergétique, et certains pays disposant d'une énergie renouvelable bon marché et abondante pourraient consacrer entièrement cette capacité à la production d'hydrogène vert pour la consommation locale et l'exportation.

L'intégration à grande échelle de l'hydrogène et des produits connexes favoriserait également la demande de production d'énergie renouvelable, ce qui créerait une incitation à l'autosuffisance pour atteindre un système énergétique économiquement viable et écologiquement durable.

Afin d'exploiter pleinement le potentiel de l'hydrogène vert, il faudra recenser les projets les plus efficaces aujourd'hui et combler l'écart de coût avec l'hydrogène gris à mesure que les applications se multiplient. Toutefois, il est tout aussi important de souligner la nécessité d'une étroite collaboration entre les divers intervenants. Par exemple, les producteurs d'électricité devront échanger leur savoir-faire et assurer la coordination avec les fournisseurs de services de mobilité, et tous les acteurs du marché comprendre le rôle qu'ils ont à jouer et celui de leurs entreprises dans ce qui promet d'être une industrie très perturbatrice. Enfin, pour réaliser une percée dans l'économie de l'hydrogène, il faudra nécessairement davantage de soutien de la part des gouvernements et des organismes de réglementation, puisqu'ils ont le pouvoir de modifier les cadres réglementaires et d'établir des cibles de décarbonisation.

À mesure que les gouvernements, les municipalités et l'industrie participeront, les fabricants disposeront d'un pipeline de commandes qui justifiera d'autres investissements dans la technologie et les procédés de production, ce qui déclenchera des effets d'échelle et, en fin de compte, fera baisser les coûts. Cette dynamique, qui s'est avérée efficace pour démocratiser l'énergie solaire, peut également favoriser l'hydrogène vert et faire de ce vecteur d'énergie durable une réussite.

CONCLUSION

La question se pose donc : L'hydrogène *est-il* la solution miracle?

Bien que l'hydrogène représente une solution viable dans la poursuite de la carboneutralité, il présente actuellement un certain nombre d'inconvénients, notamment en ce qui concerne les coûts de production et le transport. Les gouvernements du monde entier investissent activement et adoptent des lois visant à soutenir la croissance de l'industrie de l'hydrogène, mais nous en sommes encore qu'aux débuts. Il reste encore beaucoup à accomplir sur les fronts de la technologie et de la réglementation avant que l'hydrogène puisse vraiment être considéré comme un élément clé de la transition vers l'énergie propre. ■

[57] Chris Norris, directeur de recherche, Siemens Inc.

[58] Siemens Energy, Livre blanc, « Green Hydrogen: Cornerstone of a Sustainable Energy Future » (2021), en ligne : <www.siemens-energy.com/mea/en/company/megaprojects/dewa-green-hydrogen-project.html#Download>.

LA COLOMBIE-BRITANNIQUE RÉDUIT LES OBSTACLES RÉGLEMENTAIRES À L'INVESTISSEMENT DANS L'HYDROGÈNE

*Eric Bremermann, Glenn Zacher et Daniel Gralnick**

Le 25 mai 2021, la Colombie-Britannique a modifié son règlement sur la réduction des gaz à effet de serre (pris en vertu de la *Clean Energy Act* de la Colombie-Britannique) afin d'autoriser les services publics de gaz réglementés à produire, acheter et distribuer certains types d'hydrogène (les « Modifications »). Les Modifications représentent l'une des nombreuses stratégies que les législateurs et les organismes de réglementation ont adoptées pour faciliter l'introduction de formes de technologie plus propres dans le secteur hautement réglementé de l'énergie. La réduction des obstacles réglementaires existants, associée à l'augmentation des prescriptions législatives visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), crée un environnement propice aux investissements et aux fusions et acquisitions dans le secteur de l'hydrogène.

CONTEXTE

En décembre 2020, le gouvernement fédéral a publié un document de politique intitulé *Un environnement sain et une économie saine* qui prévoyait des objectifs ambitieux pour que le Canada réduise ses émissions de GES et atteigne finalement la carboneutralité d'ici 2050. Des développements ultérieurs ont fait évoluer la politique de réduction des GES du Canada vers un régime juridique contraignant. Notamment :

- la Cour suprême du Canada a approuvé la validité constitutionnelle de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* plus tôt cette année[1];
- Le projet de loi C-12 : *Loi concernant la transparence et la responsabilité du Canada dans le cadre de ses efforts pour atteindre la carboneutralité en 2050* a reçu la sanction royale le 29 juin 2021.

L'hydrogène est largement considéré comme une technologie émergente qui aidera les Canadiens à atteindre les objectifs de réduction des GES, car il s'agit d'une source de carburant sans émission de carbone lorsqu'il est brûlé. Le gouvernement fédéral a publié une Stratégie

* Glenn Zacher est associé au sein des groupes Énergie et Litiges et règlement de différends du bureau de Toronto de Stikeman Elliott LLP et est co-responsable du secteur Énergie du cabinet.

Eric Bremermann est associé au sein des groupes Fusions et acquisitions et Développement et financement de projets, ainsi que coprésident du groupe Énergie du bureau de Toronto de Stikeman Elliott.

Daniel Gralnick est avocat dans les groupes Énergie et Litiges et règlement de différends du bureau de Toronto de Stikeman Elliott LLP.

[1] P. Jason Kroft et Victor MacDiarmid, « La Cour suprême du Canada confirme la constitutionnalité de la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre » (19 avril 2021), en ligne : *Stikeman Elliott* <www.stikeman.com/fr-ca/savoir/droit-canadien-energie/la-cour-supreme-du-canada-confirme-la-constitutionnalite-de-la-loi-sur-la-tarification-de-la-pollution-causee-par-les-gaz-a-effet-de-serre>.

canadienne pour l'hydrogène (la « Stratégie pour l'hydrogène ») en décembre 2020 qui fournit un cadre pour exploiter le potentiel de l'hydrogène comme outil pour réaliser la transition vers des sources d'énergie plus propres et atteindre les objectifs de réduction des GES. En outre, divers gouvernements provinciaux ont publié des documents de politique similaires, notamment le document de travail sur la Stratégie ontarienne et, plus récemment, la B.C. Hydrogen Strategy (stratégie pour l'hydrogène de la Colombie-Britannique).

La Stratégie pour l'hydrogène indique que les incitations réglementaires visant à favoriser l'adoption de l'hydrogène constituent une étape importante pour libérer le potentiel de l'hydrogène afin de permettre au Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Les Modifications vont dans le sens de cet objectif.

LES MODIFICATIONS

Les Modifications ajoutent la production, l'achat et la distribution de types d'hydrogène spécifiés comme une nouvelle « entreprise prescrite » en vertu de l'article 18 de la *Clean Energy Act*.

L'article 18 de la *Clean Energy Act* de la C.B. donne aux services publics de gaz l'autorisation réglementaire et le recouvrement des tarifs pour prendre part à des projets, des programmes, des contrats ou assumer des coûts prescrits qui visent à réduire les émissions de GES dans la province, et pour recouvrer les coûts qui sont engagés dans ces entreprises jusqu'à un montant prescrit.

Notamment, les Modifications permettent aux services publics de gaz de participer aux activités suivantes pour les types d'hydrogène admissibles :

- la production ou l'achat, et la distribution d'hydrogène par le réseau de distribution de gaz naturel aux clients de ce service public ou d'un autre service public; et

- l'achat et la fourniture d'hydrogène en dehors du réseau de gaz naturel aux clients de ce service public si cet hydrogène doit être utilisé pour remplacer, au moins en partie, le gaz naturel dérivé des combustibles fossiles.

L'entreprise pertinente est limitée aux types d'hydrogène suivants :

- l'hydrogène qui est principalement dérivé de l'eau en utilisant de l'électricité qui est générée principalement à partir de ressources propres ou renouvelables (souvent connu sous le nom d'hydrogène vert); et

- l'hydrogène résiduel acheté par le service public, comme cela sera défini par la réglementation.

LE CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE PLUS LARGE

En raison de la nature hautement réglementée du secteur de l'électricité au Canada, la capacité de libérer le potentiel commercial de l'hydrogène au Canada sera considérablement influencée par la capacité des entités commerciales à franchir les obstacles réglementaires existants. À cet égard, les Modifications représentent l'un des nombreux outils politiques que différents territoires de compétence introduisent pour faciliter l'innovation et l'introduction de technologies plus écologiques comme l'hydrogène.

L'opinion dominante est que l'hydrogène sera le mieux positionné pour la viabilité commerciale si des centres locaux d'hydrogène sont créés où une chaîne de valeur complète de l'hydrogène est développée dans des endroits appropriés. Les entités commerciales dépendront largement des services publics pour acheter, transporter et livrer le produit aux clients. Cependant, les services publics ont par nature une aversion au risque et opèrent dans des environnements réglementés où l'innovation est difficile, car ils ne peuvent généralement récupérer que les coûts des activités dont il est prouvé qu'elles ont été entreprises prudemment.

Dans un article récemment publié intitulé « Les organismes canadiens de réglementation de l'énergie et les nouvelles technologies : La transition vers une économie à faible émission de carbone[2] », Gordon Kaiser explique comment

[2] Gordon E. Kaiser, « Les organismes canadiens de réglementation de l'énergie et les nouvelles technologies : La transition vers une économie à faible émission de carbone » (2021) 9:2 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 7.

les organismes canadiens de réglementation de l'énergie ont toujours été réticents à financer les nouvelles technologies par le biais des tarifs, ce qui a constitué un obstacle à l'innovation dans le secteur de l'énergie. Kaiser énumère des mesures qui ont été adoptées par divers organismes de réglementation de l'énergie en réponse à ce défi, ce qui comprend :

- des programmes pilotes pour introduire de nouvelles technologies pour des périodes d'essai, par exemple, le programme pilote approuvé par la Commission de l'énergie de l'Ontario pour étudier les effets du mélange d'hydrogène dans le réseau de distribution de gaz naturel;

- des plateformes de collaboration entre les acteurs de l'industrie et les organismes de réglementation, comme l'initiative de L'espace innovation de la Commission de l'énergie de l'Ontario;

- les fonds d'innovation financés par les contribuables;

- des modifications aux objectifs prescrits par la loi des organismes de réglementation pour « [f]aciliter l'innovation dans le secteur de l'électricité[3] ».

Alors que bon nombre des mesures susmentionnées fournissent aux organismes de réglementation et aux services publics des outils pour faciliter l'introduction de technologies plus écologiques dans leurs environnements réglementaires respectifs, les Modifications vont un peu plus loin en offrant une certitude réglementaire : elles constituent des directives législatives explicites qui permettent aux services publics de gaz d'acquérir et de fournir des types spécifiques d'hydrogène, et de récupérer les coûts spécifiés de ces entreprises. Il sera intéressant de voir si d'autres provinces introduiront des modifications législatives similaires.

CONCLUSION : AUGMENTATION DES INVESTISSEMENTS ET DES FUSIONS ET ACQUISITIONS

Les orientations législatives et les mesures sociales incitant l'industrie à réduire ses émissions de GES, associées au traitement réglementaire qui s'adapte pour faciliter l'introduction de technologies plus vertes, créent des conditions favorables à l'augmentation des investissements dans le secteur canadien de l'hydrogène. De plus, la coopération internationale — comme le protocole d'entente signé entre le Canada et l'Allemagne pour établir un partenariat énergétique qui soutient la production, l'utilisation et le commerce de l'hydrogène propre — témoigne du soutien du gouvernement au développement d'une industrie de l'hydrogène robuste, et établit également le cadre permettant à l'hydrogène canadien d'atteindre les marchés étrangers. À ce titre, nous nous attendons à ce que le Canada suive les tendances mondiales d'augmentation des activités de fusion et d'acquisition dans le secteur de l'hydrogène. ■

[3] *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, LO 1998, c 15, annexe B, art 1(1)(4).

LES TARIFS SUR LE CARBONE : LE PROCHAIN DÉFI EN MATIÈRE DE DROIT ET DE POLITIQUE CLIMATIQUES AU CANADA?

*A. Neil Campbell, Ph. D., Lisa Page, Talia Gordner et Adelaide Egan**

Plusieurs pays envisagent de recourir aux tarifs sur le carbone ou aux ajustements à la frontière pour le carbone (AFC) en vue de soutenir les initiatives de lutte contre les changements climatiques[1]. Les AFC permettent d'ajuster les prix à l'importation des biens à forte intensité carbonique pour compenser l'effet d'un régime de tarification du carbone sur le coût des biens de production locale.

Le gouvernement du Canada a annoncé dans son Budget de 2021 qu'il prévoyait mettre en place des ACF dans le cadre du Plan climatique canadien :

> Les ajustements à la frontière pour le carbone garantissent l'application équitable de la réglementation liée à la tarification de la pollution par le carbone entre partenaires commerciaux. Si une tarification différente de la pollution est prélevée à la source, la différence est donc appliquée aux importations et aux exportations entre pays. Cela met les partenaires sur un pied d'égalité, garantit la compétitivité et protège notre environnement commun. L'un des aspects importants de l'avancement de ces travaux est de garantir la compréhension commune des ajustements à la frontière pour le carbone, d'écouter les opinions des Canadiens intéressés, et de travailler avec les partenaires internationaux du Canada[2].

Le Plan climatique canadien prévoit une réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 30 % d'ici 2030 et l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050[3]. Le gouvernement estime que les AFC aideront à protéger la compétitivité d'industries importantes du Canada, comme celles du pétrole et du gaz, de la production minière et des produits

---

*A. Neil Campbell, Ph. D., et Talia Gordner travaillent au bureau de Toronto de McMillan LLP, tandis que Lisa Page et Adelaide Egan travaillent au bureau d'Ottawa de McMillan LLP. Une version antérieure de cet article a été publiée dans le bulletin de McMillan. Voir : mcmillan.ca/fr/perspectives/des-frontieres-plus-vertes-le-canada-etudie-les-ajustements-a-la-frontiere-pour-le-carbone/.

[1] Le Canada, les États-Unis, l'Union européenne et le Royaume-Uni font partie des territoires de compétence qui envisagent d'utiliser les AFC à l'avenir.

[2] Gouvernement du Canada ministère des Finances, *Budget 2021 : Une relance axée sur les emplois, la croissance et la résilience*, Ottawa, ministère des Finances, 2021 à la p 200 [*Budget 2021*].

[3] Pour de plus amples renseignements sur l'initiative de carboneutralité d'ici 2050 du Canada, veuillez consulter le bulletin de McMillan : Donia Hashem et al, « Le Canada s'engage légalement à réduire ses émissions nettes à zéro d'ici 2050 » (décembre 2020), en ligne : <mcmillan.ca/fr/perspectives/le-canada-sengage-legalement-a-reduire-ses-emissions-nettes-a-zero-dici-2050/>.

chimiques, tout en favorisant l'atteinte des objectifs du Plan climatique canadien[4].

Le rôle des ajustements à la frontière pour le carbone

Un AFC est un tarif imposé sur les marchandises importées en fonction de leur teneur en carbone. Les ACF seraient appliqués aux importations de produits provenant de pays exportateurs qui n'ont pas leur propre régime national de tarification du carbone ou dont le régime national de tarification du carbone est moins contraignant que celui du pays importateur[5]. En effet, les ACF sont destinés à équilibrer la concurrence entre les marchés nationaux et étrangers en ce qui concerne les coûts de production des biens à forte intensité carbonique. Les ACF renforcent également les efforts nationaux visant à encourager la production de biens « plus respectueux de l'environnement[6] ».

Les AFC jouent un rôle essentiel dans la lutte contre les « fuites de carbone » qui surviennent lorsque les entreprises transfèrent leur production dans des pays qui n'ont pas de régime de tarification du carbone, ou dont le régime est moins contraignant. Ce transfert permet aux entreprises d'éviter les coûts supplémentaires pour se conformer à une réglementation plus stricte en matière d'émissions[7]. Or, les fuites de carbone n'entraînent pas une réduction des émissions mondiales de carbone, mais leur simple redistribution vers d'autres pays. De plus, le transfert d'activités manufacturières vers l'étranger risque de causer un déclin de la production et de l'emploi au pays.

Les AFC visent à créer une concurrence équitable entre les biens fabriqués localement et ceux fabriqués à l'étranger sous un régime de tarification du carbone différent. Ils augmentent le coût des produits importés dont la teneur en carbone n'est pas complètement tarifée dans le pays exportateur afin qu'il corresponde au coût de production de biens semblables dans les conditions de tarification du carbone du marché intérieur. Les AFC incitent aussi indirectement d'autres pays à établir et à atteindre des objectifs d'émission plus rigoureux pour éviter que leurs exportations ne soient assujetties aux AFC.

Intégration des AFC dans le régime de tarification du carbone du Canada

La Cour suprême du Canada (CSC) a récemment confirmé le régime national de tarification du carbone du Canada tel qu'il est défini dans la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (LTPGES)[8]. La LTPGES établit une norme nationale minimale pour la tarification des émissions de carbone que toutes les provinces et tous les territoires canadiens doivent respecter.

La CSC a déclaré que les changements climatiques constituent une menace à la vie humaine et que le Canada doit y répondre par des efforts nationaux et internationaux[9]. La décision sur la LTPGES semble ouvrir la voie à un large éventail de mesures climatiques qui pourraient inclure des AFC.

Le système fédéral de tarification du carbone du Canada en vertu de la LTPGES est connu sous le nom de Système de tarification fondé sur le rendement (STFR). Le STFR permet aux provinces et aux territoires de concevoir et de mettre en œuvre leurs propres régimes de tarification du carbone, à condition que les programmes répondent aux exigences fédérales minimales. Pour les provinces et les territoires qui ne le font pas, le STFR fédéral tient lieu de

---

[4] Gouvernement du Canada, « Progrès vers la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Canada » (dernière modification le 3 mars 2021), en ligne : <www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/progres-cible-reduction-emissions-gaz-effet-serre-Canada.html>

[5] Aaron Cosbey et al, « Developing Guidance for Implementing Border Carbon Adjustments : Lessons, Cautions, and Research Needs from the Literature » (2019) 13:1 Review of Environmental Economics and Policy 3.

[6] *Budget 2021*, *supra* note 2 à la p 200.

[7] Commission européenne, « Fuite de carbone » (dernière consultation le 12 juillet 2021), en ligne : <ec.europa.eu/clima/policies/ets/allowances/leakage_fr>.

[8] *Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, 2021 CSC 11.

[9] Pour de plus amples renseignements, veuillez vous reporter au bulletin de McMillan : Holly Sherlock et al, « La Cour suprême du Canada maintient le régime fédéral de tarification du carbone » (29 mars 2021), en ligne : <mcmillan.ca/fr/perspectives/la-cour-supreme-du-canada-maintient-le-regime-federal-de-tarification-du-carbone/>.

régime par défaut, de sorte que la tarification fédérale du carbone s'applique[10].

Dans le cadre du STFR, la limite d'émissions de CO_2 pour chaque installation visée est calculée à l'aide d'une formule figurant dans le *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*[11]. Une installation est tenue de payer pour chaque tonne de carbone émise au-delà de sa limite annuelle. Le prix minimum en vertu du STFR est actuellement de 40 $ CA par tonne de CO_2, et augmentera progressivement pour atteindre 170 $ CA en 2030.

On a estimé qu'une augmentation de 40 à 50 $ CA par tonne de CO_2 en vertu du STFR entraînerait une hausse de 1 à 5 % des coûts de production pour les fabricants canadiens de biens dans les industries du fer, de la chimie, du pétrole et de l'acier[12]. En l'absence d'AFC, les biens importés à forte intensité carbonique produits dans des pays où la tarification du carbone est moins élevée, voire inexistante, auront un avantage de coût sur les biens canadiens.

On s'attend à ce que des AFC canadiens soient établis pour les produits importés qui font concurrence aux produits canadiens touchés par le STFR. En pratique, la mise en œuvre des AFC au Canada peut s'avérer un processus complexe. Certaines provinces utilisent des systèmes de plafonnement et d'échange, tandis que d'autres appliquent des tarifs directs sur le carbone. Étant donné la mise en œuvre variable de la tarification du carbone au Canada, la conception d'AFC canadiens qui protègent équitablement les producteurs de toutes les provinces et de tous les territoires peut s'avérer difficile.

Considération internationale des AFC

L'Union européenne devrait annoncer son projet de règlement de « mécanisme d'ajustement carbone aux frontières » (MACF) en juillet 2021, et celui-ci pourrait entrer en vigueur dès 2023[13]. Le Parlement européen et les États membres devront approuver le projet de MACF avant son entrée en vigueur[14].

Lors du sommet du G7 de juin 2021 au Royaume-Uni, les dirigeants ont « reconnu le risque de fuite de carbone » et se sont engagés à « travailler en collaboration pour faire face à ce risque et aligner nos pratiques commerciales sur nos engagements dans le cadre de l'Accord de Paris[15] » [traduction]. Cependant, aucun consensus n'a été atteint en faveur des AFC. La plus forte opposition aux AFC parmi les pays du G7 vient des États-Unis et du Japon[16], les seuls pays du G7 à ne pas avoir de régime national de tarification du carbone[17]. Les États-Unis ont envisagé l'utilisation des AFC, mais les considèrent comme un outil de « dernier recours[18] ».

---

[10] L'Ontario, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, l'Île-du-Prince-Édouard, la Saskatchewan, le Yukon et le Nunavut s'appuient sur le STFR fédéral, alors que le Nouveau-Brunswick et l'Ontario sont en train de passer du STFR fédéral à leurs propres programmes provinciaux de tarification du carbone.

[11] *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, DORS/2019-266, arts 36–43.

[12] Fonds monétaire international, « Quatre graphiques pour illustrer le système canadien de tarification de la pollution par le carbone » (18 mars 2021), en ligne : <www.imf.org/fr/News/Articles/2021/03/17/na031821-four-charts-on-canadas-carbon-pollution-pricing-system>.

[13] Parlement européen, « Legislative Train Schedule: A European Green Deal » (dernière modification le 24 juin 2021), en ligne : <www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-carbon-border-adjustment-mechanism>.

[14] Parlement européen, « Procédure législative ordinaire » (dernière consultation le 12 juillet 2021), en ligne : <www.europarl.europa.eu/infographic/legislative-procedure/index_fr.html>.

[15] La Maison blanche, communiqué, « Carbis Bay G7 Summit Communiqué » (13 juin 2021), en ligne : <www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/06/13/carbis-bay-g7-summit-communique/>.

[16] Karl Mathiesen, Jakob Hanke Vela et Esther Webber. « The EU's carbon club of one », *Politico* (12 juin 2021), en ligne : <www.politico.eu/article/eu-carbon-border-tax-support-g7-us-japan/>; Leslie Hook, « John Kerry warns EU against carbon border tax », *Financial Times* (11 mars 2021), en ligne : <www.ft.com/content/3d00d3c8-202d-4765-b0ae-e2b212bbca98>.

[17] Banque mondiale, « Pricing Carbon » (dernière consultation le 11 juillet 2021), en ligne : <www.worldbank.org/en/programs/pricing-carbon>.

[18] Hook, *supra* note 16.

Concevoir des AFC conformes aux exigences de l'Organisation mondiale du commerce

Les AFC seront très certainement examinés dans le cadre du régime de règlement des différends de l'Organisation mondiale du commerce. En vertu de *l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce* (GATT), les pays ne peuvent pas utiliser les tarifs douaniers pour établir une discrimination en faveur des producteurs nationaux de biens[19]. Pour qu'ils soient conformes aux exigences de l'OMC, les AFC devront être non discriminatoires et nécessiter l'application de principes clairs et cohérents pour tous les pays[20]. Une analyse coûts-avantages conforme aux exigences de l'OMC devra probablement aussi tenir compte de la tarification du carbone déjà appliquée dans le pays exportateur afin d'éviter de placer les biens produits localement dans une position avantageuse sur le marché par rapport aux biens importés.

Autrement, si les AFC ne répondent pas aux exigences de non-discrimination du GATT, ils peuvent toujours être justifiés par l'une des exceptions générales de l'article XX du GATT[21]. Elles permettent d'exempter une mesure commerciale du GATT lorsqu'elle est nécessaire à la protection de la vie humaine, animale ou végétale, ou à la conservation des ressources naturelles épuisables[22]. L'air pur a été reconnu comme une ressource épuisable[23]. Cependant, une mesure commerciale ne peut pas être utilisée comme une excuse pour une discrimination arbitraire ou injustifiée ou pour déguiser une restriction au commerce international[24].

Processus de consultation du gouvernement canadien

Le gouvernement a annoncé qu'il entamera un processus de consultation sur les AFC avec les exportateurs et les importateurs de biens à forte intensité de carbone à l'été 2021. Des consultations publiques plus larges sont prévues plus tard à l'automne 2021[25]. Les entreprises qui produisent et vendent des produits à forte intensité carbonique voudront peut-être participer à ces consultations afin de s'assurer que les règles du jeu équitables, la charge réglementaire et d'autres considérations sont bien comprises par le gouvernement. ■

---

[19] *Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce*, 30 octobre 1947, article II et article III, RTUN 187 (entré en vigueur le 1er janvier 1948) [*GATT*].

[20] Jennider Hillman, document d'orientation, « Changing Climate for Carbon Taxes: Who's Afraid of the WTO? », *German Marshall Fund of the United States* (25 juillet 2013), en ligne : <www.gmfus.org/publications/changing-climate-carbon-taxes-whos-afraid-wto>.

[21] *GATT*, *supra* note 19, article XX.

[22] *Ibid*, article XX (b), article XX (g).

[23] Organisation mondiale du commerce, « Règles de l'OMC et politiques environnementales : les exceptions du GATT » (dernière consultation le 11 juillet 2021), en ligne : <www.wto.org/french/tratop_f/envir_f/envt_rules_exceptions_f.htm>.

[24] *Ibid*.

[25] *Budget 2021*, *supra* note 2 à la p 200.

HYDRO-QUÉBEC ET SES PROJETS DE TRANSMISSION AUX ÉTATS-UNIS

*Erik Richer La Flèche**

Bon an mal an, Hydro-Québec (HQ), la société d'État verticalement intégrée du Québec, exporte environ 33,5 TWh. En 2019, HQ a exporté 33,7 TWh — ce qui représentait 16 % de toute l'électricité vendue par la société, mais 22 % de son revenu net. Aujourd'hui, les exportations restent plus rentables que les ventes nationales. Environ 75 % des exportations d'HQ sont destinées à trois États américains : New York, le Massachusetts et le Vermont. Le reste est vendu en Ontario et au Nouveau-Brunswick.

HQ et le gouvernement du Québec travaillent depuis des décennies à l'augmentation des exportations d'électricité vers les États-Unis, notamment en proposant de nouvelles lignes de transmission. L'électricité disponible pour l'exportation est renouvelable et, grâce aux grands réservoirs d'HQ, constitue une source d'énergie sûre et stable. À la lumière de ces éléments, il serait raisonnable de penser que ces exportations seraient bien accueillies et que l'opposition à leur égard serait limitée.

L'histoire nous apprend que ce n'est pas le cas. Tout comme l'industrie pétrolière canadienne s'est butée à des obstacles avec ses pipelines, les projets de transport du Québec ont suscité une opposition vigoureuse et efficace à l'étranger. De plus, les arguments avancés contre les exportations du Québec recoupent souvent ceux utilisés contre les pipelines; et à la surprise d'une grande partie de la classe politique québécoise, les références « vertes » de l'hydroélectricité du Québec ne suffisent pas à assurer le succès des projets d'exportation.

Dans le présent article, nous examinons les cinq plus grands projets d'exportation du Québec au cours des trois dernières décennies et résumons les leçons tirées de ceux-ci, ainsi que la façon dont les projets d'exportation peuvent être configurés à l'avenir pour accroître leurs chances de réussite.

GRANDE-BALEINE

Nous sommes en 1986. Le premier ministre nouvellement élu du Québec, Robert Bourassa, vient d'annoncer son intention de construire le projet hydroélectrique Grande-Baleine, dans le Nord du Québec. Le projet ajouterait 3 090 MW aux plus de 10 000 MW que compte déjà le complexe La Grande.

L'électricité produite à Grande-Baleine doit être exportée vers les États de New York et de la Nouvelle-Angleterre. En 1988, la New York Power Authority (NYPA) a signé sous conditions un contrat d'achat d'électricité de 17 milliards de dollars sur 21 ans avec Hydro-Québec. Ce contrat est essentiel pour faire de Grande-Baleine une valeur sûre et constitue une excellente nouvelle pour l'économie de la province.

En 1992 cependant, le contrat avec la NYPA est en lambeaux. Deux ans plus tard, le projet Grand-Baleine échoue définitivement.

Qu'est-ce qui a mal tourné? Le gouvernement du Québec a commis une erreur cruciale en entreprenant le projet Grande-Baleine avec peu d'empressement à consulter (et encore moins à faire participer) les Cris et les Inuits les plus touchés par le projet. Les Cris et les Inuits ont riposté, ce qui a donné lieu à des poursuites judiciaires longues et acrimonieuses,

* Erik Richer La Flèche est associé chez Stikeman Elliott à Montréal.

ainsi qu'à des débats publics qui ont galvanisé l'opposition au projet.

Le gouvernement du Québec et HQ ont tout simplement été pris au dépourvu.

Les Cris et les Inuits ont avantageusement utilisé les tribunaux et les médias. Ils ont accusé le Québec non seulement de détruire un environnement fragile, mais aussi de commettre un « génocide culturel » en inondant de vastes étendues de leurs terres ancestrales.

Le point culminant de la campagne des Cris et des Inuits a été l'arrivée très télégénique à New York, le Jour de la Terre en 1990, d'une embarcation de 24 pieds transportant 60 Cris et Inuits descendant le fleuve Hudson à la pagaie, au terme d'un périple de plus de 1900 km et de cinq semaines. L'annonce préalable a assuré une couverture médiatique maximale. Celle-ci a, à son tour, rallié les organismes non gouvernementaux américains et d'autres groupes de pression à la cause.

En 1991, la NYPA a demandé à HQ une prolongation d'un an avant de confirmer le contrat d'électricité précédemment signé. Un an plus tard, la NYPA a décidé de ne pas reconduire le contrat. Bien que les facteurs économiques aient été la principale cause de l'annulation, des considérations environnementales et autres considérations sociales ont rendu la décision beaucoup plus facile à prendre et à défendre.

Le projet Grande-Baleine a finalement été mis en veilleuse par le premier ministre Jacques Parizeau en 1994, après une pause pour sauver la face. Le Québec avait tiré une précieuse leçon de cet épisode : ce qui se passe chez soi résonne sur les marchés d'exportation.

En conséquence, le Québec a entrepris de réparer ses relations avec la nation crie. En 2002, le premier ministre Bernard Landry et le grand chef Ted Moses du Grand Conseil des Cris ont signé la *Paix des Braves*, d'une durée de 50 ans. La *Paix des Braves* est un accord global prévoyant, entre autres, une compétence conjointe sur une grande partie du territoire occupé par les barrages et réservoirs hydroélectriques de la Baie James dans le Nord du Québec.

Malgré les demandes répétées des autres Premières Nations, le Québec a refusé de reproduire la *Paix des Braves*, préférant conclure des accords plus limités.

NORTHERN PASS

En 2008, HQ et deux entreprises américaines de services publics, Northeast Utilities et NSTAR (ces deux entreprises ont ensuite fusionné en 2012 pour former Eversource Energy), ont convenu de développer le projet Northern Pass de 1 200 MW.

Le projet faisait en sorte que les promoteurs américains du projet financent, construisent et exploitent environ 290 km de nouvelle ligne de transmission de la frontière entre le Québec et le New Hampshire à Franklin (New Hampshire), où elle serait ensuite connectée aux installations existantes du réseau. HQ devait être responsable de la partie québécoise du projet.

Très tôt, le choix de l'emplacement de la future ligne de transmission a inquiété les groupes de tourisme, de loisirs et environnementaux, qui était préoccupés par l'impact du projet sur l'environnement du New Hampshire, notamment ses grandes forêts protégées. Toutefois, ce n'était pas la seule critique formulée à l'encontre du projet.

Les opposants ont souligné qu'une grande partie de l'électricité serait consommée au Massachusetts et non au New Hampshire (cette allégation était importante, car le projet devait invoquer le pouvoir d'expropriation le long de nombreuses sections de son tracé). Entre autres considérations, les opposants se sont également demandé si le projet réduirait les tarifs d'électricité, ont remis en question les références vertes des grands réservoirs d'HQ et le traitement réservé par le Québec à la Première Nation innue, et se sont inquiétés de l'impact du projet sur les pratiques forestières locales et sur la propre industrie de l'énergie renouvelable du New Hampshire.

Bien que le projet ait été modifié pour apaiser certaines de ces préoccupations, notamment en promettant d'enterrer une partie de la ligne, au début de 2018, le comité d'évaluation des sites du New Hampshire a voté à l'unanimité pour refuser le Northern Pass. La décision a été portée en appel devant la Cour suprême du New Hampshire. Lorsque l'appel a été rejeté en juillet 2019, le gouverneur Sununu du New Hampshire a publié ce communiqué de presse laconique :

> « La Cour a été claire : il est temps de passer à autre chose. Il y a encore de nombreux projets d'énergie propre à des tarifs électriques plus

> bas à explorer et à développer pour le New Hampshire et le reste de la Nouvelle-Angleterre. » [Traduction] [1]

Le communiqué de presse est révélateur, car il laisse entendre que les importations d'électricité à grande échelle en provenance du Québec ne sont pas indispensables aux aspirations environnementales de la Nouvelle-Angleterre. En d'autres termes : ce qui était l'orthodoxie au Québec au début des années 2000 pouvait ne plus être vrai en Nouvelle-Angleterre une décennie plus tard. Eversource Energy a abandonné le projet Northern Pass peu après la publication du communiqué de presse du gouverneur.

NEW ENGLAND CLEAN ENERGY CONNECT

New England Clean Energy Connect (NECEC) est un projet de transmission de 1 200 MW du Québec au Massachusetts, en passant par Lewiston (État du Maine). Le projet vise à transporter l'électricité achetée à HQ en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 9,45 TWh par an sur une période de 20 ans. Bien que la majeure partie de l'électricité sera consommée au Massachusetts, le Maine se voit garantir 500 000 MWh par an pour la même période comme mesure incitative afin de permettre au projet NECEC de traverser l'État.

Le projet nécessite la construction de 233 km de lignes de transmission à haute tension, la plupart suivant les emprises électriques existantes, avec seulement environ 85 km sur une nouvelle emprise à déboiser dans les terres forestières exploitées de Forks (État du Maine), jusqu'à la frontière du Québec. Il est intéressant de noter que l'emprise sera beaucoup plus étroite que ce qui est habituellement prévu, ce qui réduit considérablement l'empreinte environnementale de la ligne.

Le 15 janvier 2021, les promoteurs du projet NECEC, y compris HQ, ont confirmé publiquement qu'après un long processus de près de trois ans, le projet avait obtenu tous les principaux permis étatiques et fédéraux et était désormais « prêt à démarrer ». En temps normal, cette étape marquerait le début de la construction du projet.

Pas dans le Maine, cependant.

Le jour même où les promoteurs du projet ont publié leur communiqué de presse, la Cour d'appel fédérale de Boston a émis une injonction suspendant les travaux sur la section Forks-Québec du projet dans la région du Haut-Kennebec. Les groupes environnementaux contestaient la régularité de la délivrance de l'un des permis fédéraux.

Une semaine plus tard, le 21 janvier 2021, une coalition de groupes opposés au projet NECEC a remis une pétition d'environ 100 000 signatures au secrétaire d'État du Maine. La pétition enjoignait le secrétaire à placer sur le bulletin de vote de novembre une initiative citoyenne exigeant rétroactivement l'approbation de la législature de l'État pour les lignes de transmission sur une distance de plus de 50 milles et interdisant la construction de lignes électriques dans la région du HautKennebec. En fait, elle empêcherait le projet NECEC d'aller de l'avant.

Bien que l'injonction ait été levée le 14 mai 2021 et que la construction pouvait reprendre sur la partie Forks-Québec du projet, le secrétaire d'État a accepté la pétition et a ajouté l'initiative citoyenne sur le bulletin de vote du 2 novembre 2021. Par conséquent, le risque politique continue de mettre en péril le projet. La question sur laquelle les électeurs seront appelés à se prononcer est la suivante :

> *« Voulez-vous interdire la construction de lignes de transmission électrique à fort impact dans la région du Haut-Kennebec et exiger que l'assemblée législative approuve tous les autres projets de ce type partout dans le Maine, tous deux rétroactivement à 2020, et exiger que l'assemblée législative, rétroactivement à 2014, approuve par un vote des deux tiers de tels projets utilisant des terres publiques? » [Traduction]* [2]

[1] Gouverneur du New Hampshire, communiqué, « Governor Sununu Statement on Northern Pass » (19 juillet 2019), en ligne : <www.governor.nh.gov/news-and-media/governor-sununu-statement-northern-pass>.

[2] Département du Secrétariat d'État - État du Maine, communiqué, « Secretary Bellows announces final wording of referendum question » (24 mai 2021), en ligne : <www.maine.gov/sos/news/2021/referendumquestionwording.html>.

L'opposition au projet NECEC semble avoir une base plus large sur le terrain par rapport au projet Northern Pass. Elle semble également mieux financée. Selon l'opposant, l'opposition est fondée sur l'un des éléments suivants :

> (i) La politique du ressentiment et du grief rural. Le projet traverse le deuxième district congressionnel du Maine, l'un des plus ruraux des États-Unis et un district qui a livré un vote électoral pour le président Trump. Le Maine (comme le Nebraska) attribue certains de ses électeurs par circonscription congressionnelle. Tous les habitants du Nord du Maine ne pensent pas que permettre aux lignes électriques à haute tension de traverser leurs forêts pour desservir la ville de Boston soit une bonne chose en soi.
>
> (ii) L'insatisfaction et la méfiance à l'égard de la compagnie d'électricité locale, Central Maine Power, l'un des principaux promoteurs du projet NECEC. Les promesses de tarifs plus bas et d'un meilleur service n'ont pas eu l'effet escompté.
>
> (iii) La concurrence avec les grands producteurs d'électricité en place, y compris les producteurs d'électricité renouvelable.

Certains partisans du projet NECEC ont répondu en attaquant les intentions de bonne foi de leurs adversaires et de leurs bailleurs de fonds aux poches profondes. Ce faisant cependant, ils s'en prennent à la manière dont la politique est menée aux États-Unis — une plainte qui, lorsqu'elle est formulée par des étrangers, tombe généralement dans l'oreille d'un sourd. Toutefois, plus important encore, en agissant ainsi, les partisans ne répondent pas directement aux préoccupations de leurs adversaires, y compris les électeurs de la deuxième circonscription congressionnelle du Maine.

En raison des enjeux, il n'est pas certain que le résultat du vote de novembre prochain dans le Maine règle la question. L'affaire pourrait continuer à traîner pendant un certain temps devant les tribunaux.

CHAMPLAIN-HUDSON POWER EXPRESS

L'État de New York a des plans ambitieux pour passer à 70 % d'électricité renouvelable d'ici 2030.

Le 15 octobre 2020, le New York Department of Public Service a confirmé que l'hydroélectricité existante est admissible aux crédits d'énergie renouvelable lorsqu'elle est livrée dans la ville de New York. C'est une première dans cet État, et cela permet à l'hydroélectricité d'HQ d'être concurrentielle.

Dans la poursuite de l'objectif de l'État, New York a lancé en janvier 2021 une demande de propositions pour la fourniture de 1 500 MW d'électricité renouvelable dans la ville de New York. HQ a répondu avec le promoteur américain du Champlain-Hudson Power Express (CHPE), nommément Transmission Developers, une entreprise du portefeuille de Blackstone.

Le CHPE est un projet « prêt à démarrer » visant à construire une ligne de transmission de 1 250 MW depuis la frontière entre le Québec et l'État de New York jusqu'à l'arrondissement Queens de la ville de New York.

Le projet CHPE est structuré de manière à mettre à profit un grand nombre des leçons tirées des propositions précédentes. Tout d'abord, le projet CHPE traverse un seul territoire, soit l'État de New York, pour atteindre ses clients cibles. Cela diminue considérablement l'opposition fondée sur la question de savoir si les avantages locaux sont suffisants. Deuxièmement, ce projet sera soit submergé sous le lac Champlain et les rivières Hudson et Harlem, soit enterré le long des emprises existantes. Cela réduira considérablement les impacts visuels et autres impacts environnementaux habituels des infrastructures de transmission à haute tension. Troisièmement, il a été annoncé récemment que la ligne de transmission du projet du côté québécois de la frontière serait gérée par une coentreprise entre HQ et le Conseil mohawk de Kahnawà:ke. HQ ne conclut pas de coentreprises de transmission au Québec, et cette coentreprise devrait augmenter les chances d'appui de la part des Premières Nations à l'égard du projet CHPE et des exportations d'électricité d'HQ en général. Quatrièmement, le projet CHPE a consacré plus de 8 ans à un vaste effort de communication avec les

communautés situées le long du tracé et bénéficie d'un soutien municipal considérable.

LIEN NEW ENGLAND CLEAN POWER

Ce projet est similaire à celui du CHPE et a le même promoteur, soit Transmission Developers. Il consiste en la construction d'une ligne de transmission de 1 000 MW au Vermont. La ligne partirait de la frontière Québec-Vermont et se rendrait à Ludlow, au Vermont, où elle serait reliée aux installations de transmission existantes. Tout comme le projet CHPE, il est prévu que la ligne soit immergée sous le lac Champlain ou enterrée le long des emprises existantes. Le projet n'a pas actuellement trouvé preneur, mais HQ pourrait s'en servir pour saisir des occasions futures sur le marché de la Nouvelle-Angleterre si le projet NECEC est abandonné.

LEÇONS APPRISES

De nombreuses leçons peuvent être tirées des déboires d'Hydro-Québec aux ÉtatsUnis.

Communautés Locales : Les consultations avec les communautés locales tout au long du parcours d'un projet sont désormais une évidence, mais elles doivent être significatives et, tout aussi important, être perçues comme telles. Comme Tip O'Neill, l'influent président de la Chambre des représentants de 1977 à 1987, était célèbre pour avoir dit : « Toute politique est locale » [traduction]. Des électeurs mobilisés peuvent exercer une forte pression sur leurs élus et faire dérailler des projets, même ceux dont les bénéfices sont avantageux à long terme.

« Mettez de l'ordre dans vos affaires » : Les opposants formuleront toutes sortes de critiques à l'encontre d'un projet, et leur recherche d'arguments s'étendra bien au-delà de leur territoire. Il est donc important pour un promoteur de contrôler ce qu'il peut contrôler. L'exemple récent suivant illustrera ce point. Depuis des décennies, un certain nombre de Premières Nations du Québec demandent à négocier un arrangement semblable à la *Paix des Braves* avec les Cris. Le Québec a refusé. Le 5 août 2020, la Première Nation innue de Pessamit et la Première Nation Atikamekw de Wemotaci ont émis un communiqué de presse, demandant, entre autres, que Québec et HQ les compensent pour l'hydroélectricité produite sur leur territoire. HQ a répondu, par l'intermédiaire d'un porte-parole, qu'il était surpris et qu'il trouvait cette déclaration publique peu utile à l'exportation d'électricité vers la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York, c'est-à-dire pour les projets NECEC et CHPE. Peu de temps après, la nation Penobscot du Maine a publié un communiqué de presse s'opposant au NECEC et soutenant les Premières Nations innue et Atikamekw, accroissant ainsi la pression publique locale contre le projet NECEC.

Avantages économiques démontrables à court et à long terme : Northern Pass et NECEC ont démontré de manière éloquente comment le sentiment « pas dans ma cour » est particulièrement fort lorsqu'un projet de ligne de transmission est principalement destiné à des fins hors de l'État. Les projets doivent apporter des avantages directs démontrables aux localités situées le long de leur tracé.

Visibilité : Les lignes de transmission et leurs couloirs ne sont pas sans impact sur l'environnement. À moins d'être enterrées ou submergées, elles sont très visibles et peuvent avoir un effet d'éclatement sur le paysage ainsi qu'un effet négatif sur la faune. Pour maximiser le succès des projets futurs, il est préférable d'utiliser les emprises existantes ou d'être aussi discret visuellement que possible.

« Le temps n'est pas votre allié » : Les lignes de transmission à haute tension sont des projets à longue gestation dont la mise en service peut prendre une décennie ou plus. Pendant cette période, leurs avantages économiques et technologiques peuvent s'éroder. Au cours de la dernière décennie, les coûts associés à l'énergie renouvelable provenant de l'éolien et du solaire ont considérablement diminué et leur fiabilité s'est accrue. Par conséquent, les nouveaux moyens de production sont concurrentiels, même dans le Nord-Est des États-Unis, très peuplé. L'approbation fédérale américaine, en mai 2021, du premier parc éolien offshore du pays, soit le projet d'énergie éolienne offshore Vineyard Wind 1 de 800 MW au large des côtes du Massachusetts, illustre de manière éloquente ce point.

Commerce à double sens : Les projets de transmission d'énergie tels que celui du NECEC sont mercantiles par nature, et le temps des projets d'exportation traditionnels à sens unique touche peut-être à sa fin.

Un document de travail de février 2020 du MIT Center for Energy and Environmental Policy Research intitulé « *Two-Way Trade in Green Electrons : Deep Decarbonization of the Northeastern U.S. and the role of Canadian*

Hydropower » a conclu que l'utilisation optimale des installations hydroélectriques et des réservoirs d'HQ consiste à recourir à ceux-ci pour équilibrer la capacité des producteurs d'électricité renouvelable intermittente. Dans le cadre de ce régime, HQ vend de l'électricité à un État lorsque les ressources éoliennes ou solaires de cet État sont insuffisantes et achète, en retour, de l'électricité lorsqu'il y a un surplus d'électricité renouvelable. En conservant l'eau dans ses réservoirs, HQ « stockerait » en pratique l'énergie pour une utilisation ultérieure et deviendrait la « batterie » du Nord-Est des États-Unis.

Ce mode de fonctionnement complémentaire permet non seulement de réduire les coûts des services publics, mais présente également l'avantage d'être plus facile à vendre sur le plan politique, car les « flux électriques bidirectionnels » ne déplacent pas les producteurs locaux d'énergie renouvelable, ni les emplois et les investissements qu'ils engendrent.

Il est intéressant de noter que le commerce bidirectionnel est précisément mentionné comme une opportunité future dans la proposition du projet CHEP.

BOUCLE ATLANTIQUE

Dans son discours du Trône du 24 septembre 2020, le gouvernement du Canada a annoncé son soutien à la « boucle de l'Atlantique », un projet qui vise à « fournir les surplus énergétiques à des communautés qui délaissent le charbon ».

En termes simples, la boucle de l'Atlantique, telle qu'elle est actuellement envisagée, interconnecterait les réseaux électriques du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse avec ceux du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador. Cela permettrait au Nouveau-Brunswick et à la Nouvelle-Écosse de faire la transition vers des sources d'électricité plus propres, tout en favorisant leurs secteurs locaux d'énergie renouvelable, le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador agissant à deux titres : fournisseurs d'électricité de base et fournisseurs de services de « batteries » lorsque les ressources éoliennes ou solaires locales sont insuffisantes.

La boucle de l'Atlantique pourrait, bien sûr, être prolongée jusqu'au Nord-Est des États-Unis pour former un réseau intégré encore plus grand. Les meilleures possibilités d'exportation du Québec se trouvent peut-être à l'est plutôt qu'au sud.

Une plus grande intégration du réseau dans l'Est du Canada — et, espérons-le, dans le Nord-Est des États-Unis — servirait également de modèle au Manitoba et à la Colombie-Britannique, deux provinces dotées d'une capacité hydroélectrique considérable et voisines consommatrices de combustibles fossiles. ■

LA CAUSE DE L'AUGMENTATION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

*Benjamin Dachis et Joel Balyk**

SOMMAIRE

Le secteur de l'électricité de l'Ontario est aux prises avec la hausse des coûts du réseau depuis plus d'une décennie. Pourquoi? Le nœud du problème réside dans les augmentations du coût de l'approvisionnement découlant de contrats à prix élevé, réparties sur une consommation d'électricité inférieure à celle prévue au moment de la signature de ces contrats. Il en résulte une pression à la hausse sur les prix n'ayant été atténuée que par des rabais offerts par le gouvernement, qui a transféré les coûts aux contribuables.

Comment la province de l'Ontario peut-elle remédier à cette situation? Pour aider les entreprises, la province devrait remplacer son système actuel de tarification de l'électricité industrielle pour les gros clients par un « tarif interruptible » basé sur le marché qui récompense ses clients pour avoir accepté d'interrompre leur consommation pendant les heures de pointe extrêmes de la demande. Pour les clients de taille moyenne, il faudrait établir le coût total des prix de l'énergie sur une base horaire. Pour les clients résidentiels et les petites entreprises qui paient des tarifs d'énergie réglementés, nous proposons de permettre aux consommateurs d'opter pour un prix plus bas qu'autrement la plupart du temps, tout en les incitant à réduire leur consommation aux heures de demande de pointe extrême.

Le gouvernement de l'Ontario devrait fournir une solide orientation stratégique axée sur l'attribution de pouvoirs et de ressources à l'organisme de réglementation, soit la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), pour superviser les décisions relatives à l'approvisionnement en électricité, et confier les décisions d'approvisionnement en électricité aux groupes d'achat locaux.

Les décideurs politiques devraient reconnaître les efforts de limitation des coûts de distribution et de transmission déployés par Hydro One depuis sa vente partielle en 2015. Depuis sa privatisation, Hydro One a abaissé son coût global par client de 90 $, principalement en réduisant ses coûts administratifs. Pour aider d'autres sociétés de distribution locales (SDL) à réaliser ce type d'économies, qui, selon nos estimations, permettraient à leurs clients d'économiser 61 $ annuellement, la province devrait adopter des mesures fiscales permettant aux villes de trouver des investisseurs externes et de libérer de la valeur pour les contribuables municipaux.

Enfin, la province devrait réduire les subventions tarifaires, qui se sont élevées à 6,5 milliards de

* Joel Balyk est associé de recherche, et Benjamin Dachis est directeur des affaires publiques à l'Institut C.D. Howe. Une version antérieure de cet article a déjà été publiée par l'Institut. Voir Benjamin Dachis et Joel Balyk, « Power Surge : The Causes of (and Solutions to) Ontario's Electricity Price Rise Since 2006 » (15 juin 2021), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/e-brief_316_0.pdf>.

Les auteurs souhaitent remercier Alexandre Laurin, William B.P. Robson et James Hinds de leurs commentaires sur une ébauche antérieure. Ils remercient également Grant Bishop, Blake Shaffer et Mariam Ragab d'avoir rassemblé les données relatives à tous les réseaux provinciaux d'électricité.

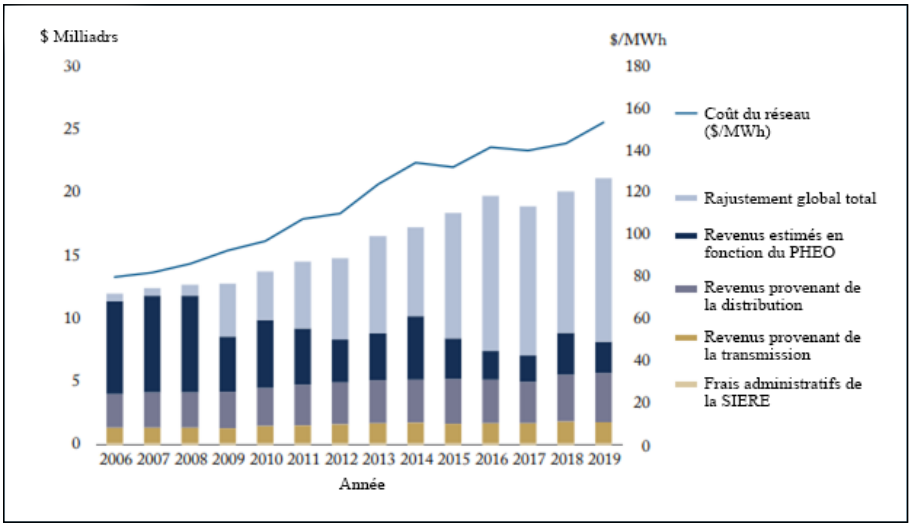
dollars au cours de l'exercice 2021–2022. À titre de comparaison, c'est 700 millions de dollars de plus que ce que la province prévoit de dépenser pour les soins de longue durée. Ces subventions ne sont tout simplement pas viables.

La hausse des coûts pèse sur le réseau électrique de l'Ontario depuis bien plus d'une décennie, et pourtant, rien ne permet d'espérer une amélioration de la situation. Rappelons que l'Ontario affichait les coûts de réseau les plus élevés parmi les provinces canadiennes en 2018.[1]

Le réseau électrique de l'Ontario est divisé en quatre composantes : la production, la transmission, la distribution et (à un coût relativement mineur) le fonctionnement du marché, régi par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). Le coût total du réseau suit l'évolution des revenus générés par chaque composante. Rappelons que ce coût est passé de 12 milliards de dollars en 2006 à 21 milliards de dollars en 2019 (figure 1). Pourtant, la demande ontarienne a chuté d'environ 10 % au cours de la même période, ce qui est bien inférieur aux niveaux prévus à l'origine en 2007.[2]

Les installations de production d'énergie en Ontario, qu'il s'agisse d'hydroélectricité, de gaz naturel, d'énergie nucléaire ou d'autres sources d'énergie, perçoivent des revenus au moyen d'une combinaison de paiements provenant : i) des contrats énergétiques à long terme (les montants nets versés en vertu de ces contrats sont regroupés dans le « rajustement global » ou « RG »); ii) du marché de gros en temps réel (« le prix horaire de l'énergie en Ontario » ou « PHEO »). Ces revenus combinés représentent le coût de l'énergie et constituent la plus grande partie du coût du réseau en Ontario, comme l'indiquent les Figures 1 et 2. Alors que les revenus relatifs au PHEO sont passés de 7,4 milliards de dollars en 2006 à 2,5 milliards de dollars en 2019, ceux relatifs au RG ont grimpé en flèche, passant de 700 millions de dollars à 13 milliards de

Figure 1 : Coût du réseau par composante



Sources : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (SIERE), Commission de l'énergie de l'Ontario et Hydro One.

[1] Grant Bishop, Mariam Ragab et Blake Shaffer, « The Price of Power: Comparative Electricity Costs across Provinces » (octobre 2020), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/Commentary%20582.pdf>.

[2] Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Hourly Demand Report » (dernière modification le 25 mai 2018), en ligne : <reports.ieso.ca/public/Demand/> (Nous utilisons 2006 comme année de base pour l'analyse des données agrégées sur les coûts du réseau, car c'est la première année où nous avons des données uniformes pour toutes les parties du réseau.)

dollars au cours de la même période. Les contrats énergétiques à long terme regroupés dans le RG sont conçus de telle sorte que si les revenus relatifs au PHEO ne permettent pas d'atteindre les rendements précisés dans ces contrats ou de respecter les tarifs réglementés, les paiements compensatoires du RG viennent alors combler l'écart.[3] Les coûts énergétiques étant fixés par des contrats, si le PHEO est plus bas, le RG augmente. Le RG est maintenant la composante la plus importante (60 % en 2019) du coût total du réseau.

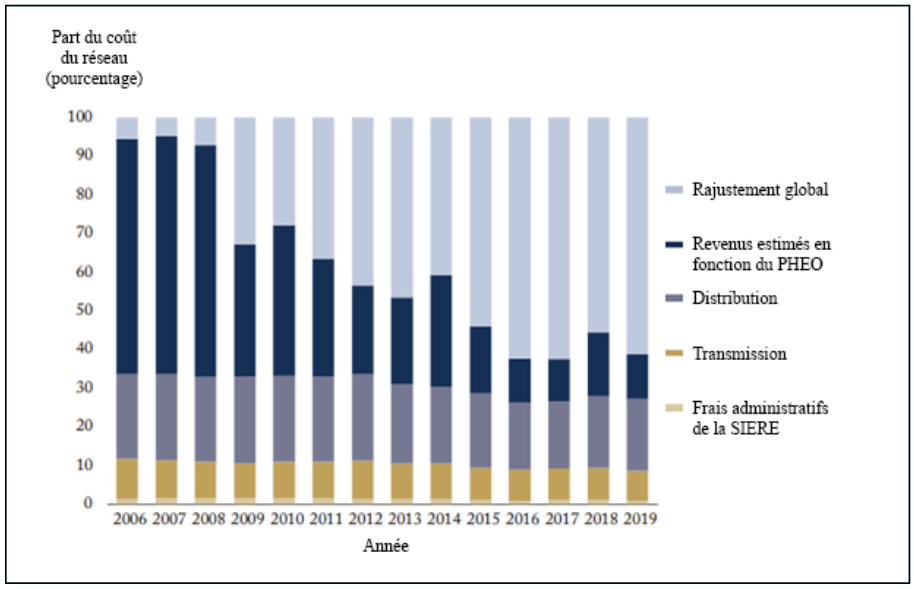
En Ontario, la transmission est presque entièrement assurée par Hydro One. Les revenus encaissés par Hydro One provenant de la transmission sont passées de 1,2 milliard de dollars en 2006 à 1,7 milliard de dollars en 2019, comme l'illustre la Figure 1. Cependant, la part de la transmission dans le coût total du réseau a légèrement diminué, comme l'illustre la Figure 2.

De nombreuses sociétés de distribution locales (SDL) fournissent des services en Ontario. En effet, 59 SDL étaient en activité en 2019, dont Hydro One.[4] La distribution représente un coût plus important que la transmission. Ce coût est passé 2,7 milliards de dollars en 2006 à 3,9 milliards de dollars en 2019. Malgré cela, la part de la distribution dans les coûts du réseau a également diminué au fil des ans, comme l'illustre la Figure 2. La part combinée de la transmission et de la distribution dans le coût total du réseau en 2019 était légèrement supérieure à 25 %, comparativement à 33 % en 2006.

TRANSMISSION ET DISTRIBUTION

Pour examiner de façon plus approfondie les revenus provenant de la transmission et de la distribution, nous établissons une distinction entre les sociétés de transmission et de distribution locales de Hydro One exerçant

Figure 2 : Part du coût du réseau par composante



Sources : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (SIERE), Commission de l'énergie de l'Ontario et Hydro One.

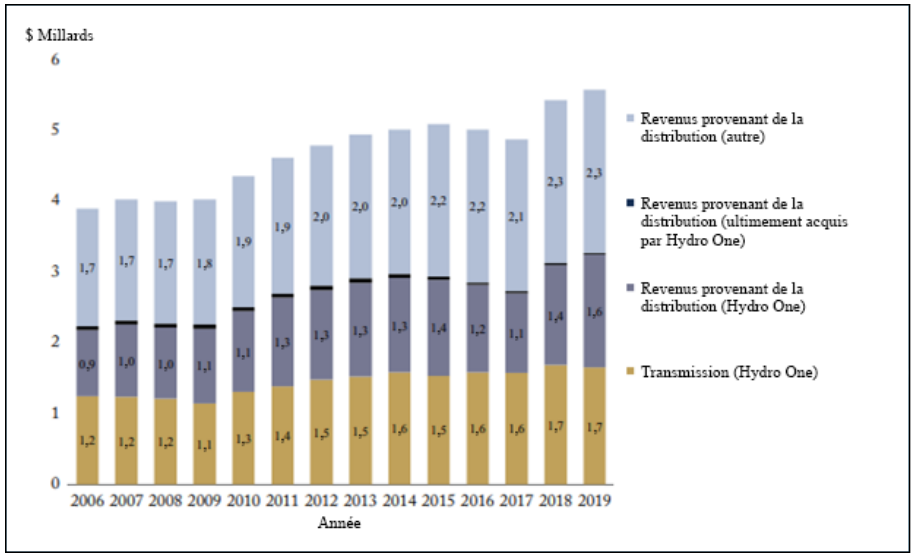
[3] Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Global Adjustment (GA) » (dernière consultation le 15 juin 2021), en ligne : <www.ieso.ca/en/%20power-data/price-overview/global-adjustment>.

[4] Commission de l'énergie de l'Ontario, « Yearbook of Electricity Distributors 2019/20 » (13 août 2020), en ligne (pdf) : <www.oeb.ca/oeb/_Documents/RRR/2019_Yearbook_of_Electricity_Distributors.pdf?v=20201116>.

leurs activités en Ontario, les sociétés de distribution locales (SDL) qui ont été acquises par Hydro One et toutes les autres SDL.[5] Les revenus de distribution totaux de Hydro One sont passés de 900 millions de dollars en 2006 à 1,6 milliard de dollars en 2019, tandis que les revenus de distribution des autres SDL sont passés de 1,7 milliard de dollars à 2,3 milliards de dollars au cours de la même période, comme l'illustre la Figure 3 (que nous examinons plus en détail ci-dessous, en tenant compte de la densité de la clientèle). En 2015, le gouvernement précédent a entamé la première phase de privatisation de Hydro One. L'Ontario possède donc maintenant un peu moins de la moitié des actions.[6]

Parmi les principales catégories de dépenses de distribution, qui comprennent la dépréciation ou l'amortissement, le financement, l'exploitation, l'entretien et l'administration, c'est dans cette dernière catégorie que les SDL ont le plus de latitude pour réaliser des économies.[7] Entre 2006 et 2014, soit avant sa privatisation, les frais administratifs de Hydro One ont augmenté de 82 %, passant de 134 $ par client à 244 $ par client, alors que ceux des autres distributeurs locaux ont augmenté de 36 %, passant de 116 $ par client à 158 $ par client pendant la même période. Même en excluant sa dernière année en tant que société d'État à part entière, au cours de laquelle les frais administratifs ont le plus augmenté, les hausses de ces frais à Hydro One avant sa privatisation étaient plus rapides que celles du reste du secteur. La situation a changé après 2014. En effet, alors que les autres distributeurs locaux ont vu leurs frais

Figure 3 : Coûts du réseau exprimés en revenus provenant de la transmission et de la distribution



Sources : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (SIERE), Commission de l'énergie de l'Ontario et Hydro One.

---

[5] Entre 2006 et 2019, Hydro One a acquis Woodstock Hydro Services, Haldimand Country Hydro, Norfolk Power Distribution et Terrace Bay Superior Wires. En 2020, Hydro One a acquis Orillia Power Distribution et Peterborough Distribution. Nous n'incluons pas Hydro One Brampton dans la présente analyse historique ou dans l'analyse subséquente, puisqu'elle exerçait ses activités à titre de société distincte jusqu'à ce qu'elle soit fusionnée à Alectra. Ces services publics achetés représentent une petite partie des coûts totaux du secteur et ne constituent pas un élément important de l'analyse. Nous ne distinguons donc pas ces SDL qui ont fait l'objet d'une acquisition dans notre analyse ultérieure.

[6] Hydro One, « 2019 Annual Report » (2020), en ligne (pdf) : <www.hydroone.com/investorrelations/Documents/AR2019/Hydro%20One%20Limited%20Annual%20Report%202019%20Financial%20Statements.pdf>.

[7] Entre 2006 et 2019, les coûts administratifs de Hydro One représentaient environ de 22 à 25 % des coûts totaux. Pour le reste des SDL de l'Ontario, ces coûts représentaient environ de 28 à 33 % des coûts totaux.

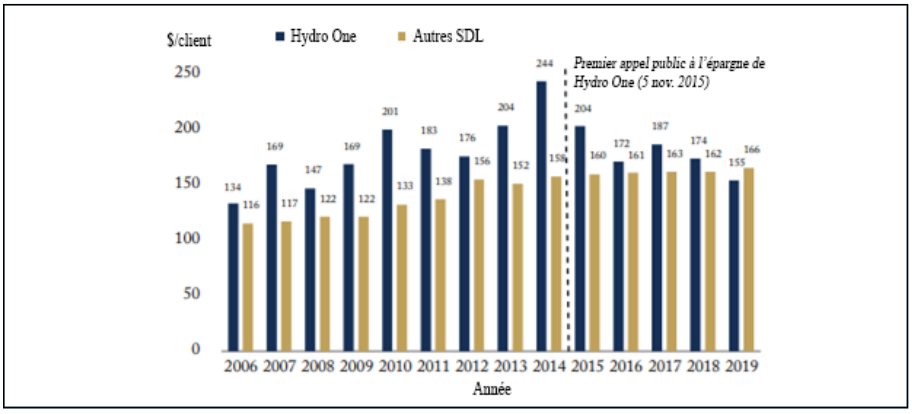
administratifs moyens par client augmenter de 5 %, passant de 158 $ par client en 2014 à 166 $ par client en 2019, ceux de Hydro One ont diminué de 36 %, passant de 244 $ par client à 155 $ par client au cours de la même période, comme l'illustre la Figure 4.[8]

LE RÔLE DE L'APPORT DES CONTRIBUABLES

Les gouvernements successifs de l'Ontario ont eu de plus en plus recours à un soutien financé par les contribuables pour gérer les tarifs d'électricité. Des programmes de subventions de toutes sortes ont vu le jour, puis ont été modifiés. Le premier changement majeur est survenu avec l'adoption du Plan pour des frais d'électricité équitables en 2017, qui s'est ensuite transformé en la remise de l'Ontario pour l'électricité de 33,2 % en 2020[9]. En réponse à la pandémie, le gouvernement a mis en œuvre des programmes supplémentaires et a suspendu la tarification en fonction de l'heure de consommation — augmentant ainsi davantage les subventions tarifaires.[10] Dans son budget de novembre 2020, la province a de nouveau modifié l'apport des contribuables en couvrant 85 % de la composante énergie verte du RG grâce à son plan exhaustif de réduction des prix de l'électricité, qui visait à réduire les coûts pour les entreprises et à respecter son engagement politique à augmenter les coûts résidentiels en fonction de l'inflation.

L'entrée en vigueur du Plan pour des frais d'électricité équitables le 1er juillet 2017 a coïncidé à la fois avec l'augmentation initiale des subventions et la baisse substantielle de l'indice des prix de l'électricité résidentielle en Ontario (Figure 5).[11] Cependant, la hausse des coûts de l'énergie associée à une volonté politique de maintenir des tarifs bas ont fait exploser les subventions tarifaires à des niveaux bien plus élevés que les années précédentes.

Figure 4 : Frais administratifs de distribution pour Hydro One par rapport aux autres SDL



Note : Ces dépenses administratives proviennent uniquement de la distribution, et ne comprennent pas les dépenses liées à la transmission.

Sources : Commission de l'énergie de l'Ontario et calculs de l'auteur.

---

[8] Dans son rapport annuel de 2020, Hydro One faisait part d'économies de productivité de 738 millions de dollars depuis 2015, en donnant comme exemples de telles économies des initiatives d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement et du parc de véhicules, des économies dans les contrats de TI ainsi que des changements aux centres d'appels des clients.

[9] Commission de l'énergie de l'Ontario, communiqué, « La Commission de l'énergie de l'Ontario établit de nouveaux prix d'électricité pour les ménages et les petites entreprises » (13 octobre 2020), en ligne : <www.oeb.ca/fr/salle-des-medias/2020/la-commission-de-lenergie-de-lontario-etablit-de-nouveaux-prix-delectricite>.

[10] Commission de l'énergie de l'Ontario, communiqué, « La tarification selon l'heure de consommation et la tarification par palier sont à nouveau en vigueur » (22 février 2021), en ligne : <www.oeb.ca/fr/salle-des-medias/2021/la-tarification-selon-lheure-de-consommation-et-la-tarification-par-palier>.

[11] En 2017, le gouvernement de l'Ontario a mis en place un programme de refinancement sans coût fiscal apparent qui, après avoir en partie amené le vérificateur général à remettre en question l'exactitude des états financiers de la province, a été converti en subvention explicite financée par les contribuables.

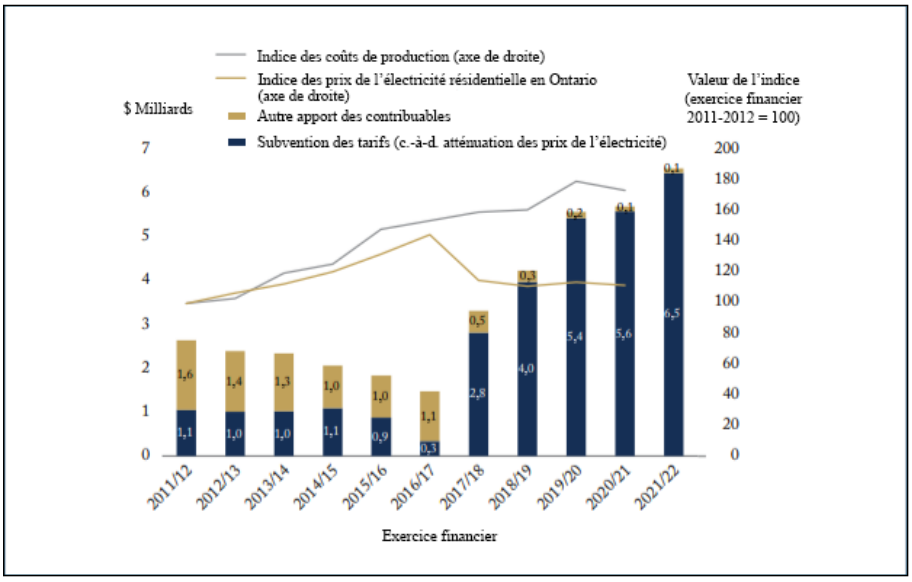
Au début de l'exercice 2021–2022, avec la mise en œuvre de son plan exhaustif de réduction des prix de l'électricité, la province a alloué 6,5 milliards de dollars aux subventions à la consommation.[12] Ainsi, les contribuables résidentiels ont pu bénéficier en 2020 de tarifs aussi bas que ceux de l'exercice 2013–2014, alors que le coût pour les contribuables n'a jamais été aussi élevé.

LE RAJUSTEMENT GLOBAL CONTINUE DE CROÎTRE POUR TOUS LES TYPES D'ÉNERGIE

Le RG représente l'écart entre les revenus que les producteurs perçoivent de contrats d'électricité fixes à long terme et ceux qu'ils perçoivent du marché de gros. Il représente maintenant la plus grande part de la croissance des coûts du réseau depuis 2006. Le RG est passé de 700 millions de dollars en 2006 à 14 milliards de dollars en 2020, soit une augmentation de 1 900 % (figure 6).

Tout le secteur de la production en Ontario reçoit des paiements hors marché par l'entremise du RG, et l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité en constituent la plus grande part, comme l'illustre la figure 6. En 2020, la part d'Ontario Power Generation (OPG) dans les revenus du RG pour son énergie nucléaire et son hydroélectricité s'élevait à 4,6 milliards de dollars; l'énergie nucléaire qui ne provient pas d'OPG représentait 2,8 milliards de dollars; l'énergie éolienne, 2 milliards de dollars; l'énergie solaire, 1,7 milliard de dollars; la production de gaz naturel, 1,3 milliard de dollars; l'énergie hydroélectrique ne provenant pas d'OPG, 800 millions de dollars; et le reste du RG, classé dans la catégorie « autre », 600 millions de dollars.[13]

Figure 5 : Prix de l'électricité en Ontario et apport des contribuables



Note : Prix horaire de l'énergie en Ontario (PHOE) et rajustement global (RG) convertis en fonction de l'exercice financier de l'Ontario (fin d'exercice au 31 mars) à partir des coûts mensuels rapportés par la SIERE et de l'indice annuel converti.

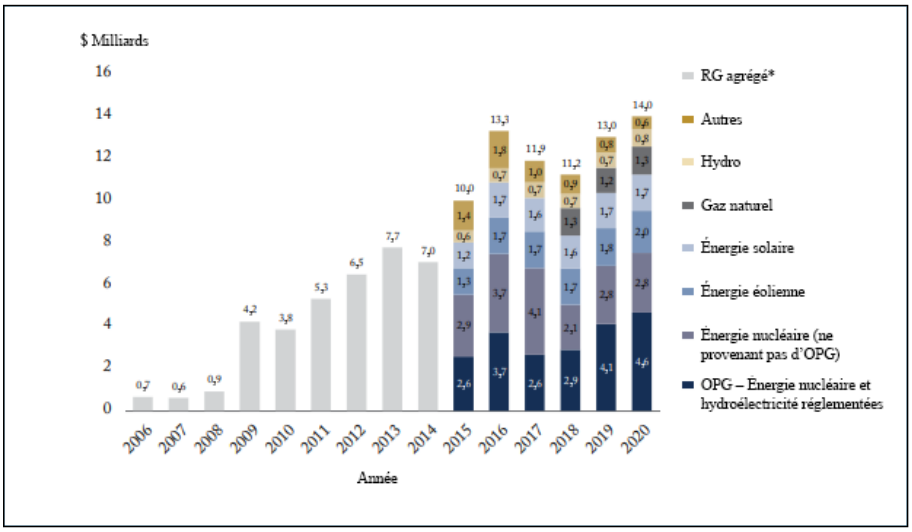
Sources : Comptes publics et estimations des dépenses du gouvernement de l'Ontario; Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (SIERE).

---

[12] Gouvernement de l'Ontario, « Ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines – Budget des dépenses (2021–2022) » (21 avril 2021), en ligne : <www.ontario.ca/fr/page/ministere-de-lenergie-du-developpement-du-nord-et-des-mines-budget-des-depenses-2021-2022>.

[13] Malheureusement, il n'existe pas de données comparables sur la capacité de production pour mesurer le coût unitaire des composantes du RG.

Figure 6 : Rajustement global par composante



* Les données sur le rajustement global par composante ne sont disponibles qu'à partir de 2015. Le rajustement global total agrégé est indiqué de 2006 à 2014.

Source : SIERE, rapport sur le rajustement global.

SOLUTIONS STRATÉGIQUES

Le gouvernement devrait chercher à réaliser des économies dans le coût de l'énergie et à trouver d'autres sources d'économies dans le réseau de distribution de l'électricité, s'appuyant ainsi sur les économies qu'Hydro One a réalisées après sa privatisation.

RÉPARTITION EFFICACE DES COÛTS DU RAJUSTEMENT GLOBAL

En établissant les bons signaux de prix pour que les consommateurs réduisent leur consommation d'électricité pendant les périodes où les coûts sont les plus élevés, la province peut réduire le besoin de production coûteuse en période de pointe, lorsqu'il faut fournir une offre supplémentaire pour répondre à la demande. Les coûts globaux du réseau peuvent également diminuer si les consommateurs augmentent leur demande pendant les périodes où les coûts sont faibles.

Les consommateurs résidentiels et les petites entreprises sont soumis à des prix fixés par la CEO sur la base d'une estimation du coût de l'approvisionnement pour ces consommateurs réglementés. Ces prix réglementés, répartis en blocs de temps pendant la journée, correspondent approximativement au coût du réseau pendant des heures données.

Il existe des moyens plus précis de répartir les coûts, ce qui permet de réduire la consommation pendant les heures à coût élevé et les coûts globaux du réseau.[14] Une solution consiste à fixer un prix qui n'atteint des niveaux très élevés que pendant les périodes de tension du marché, ce que l'on appelle la tarification en période pointe. Une autre solution, de plus en plus viable avec l'essor des appareils de chauffage domestique intelligents et des véhicules électriques, consiste à permettre aux gestionnaires de réseau de réduire la consommation de ces types d'utilisation pendant les périodes où les coûts du réseau sont élevés. Dans les deux cas, il en résulterait une baisse des coûts globaux pour les consommateurs résidentiels et les petites entreprises ainsi qu'une baisse des coûts du réseau. Ces mesures permettraient de réduire la consommation au moment où il est le plus coûteux de s'approvisionner en énergie. L'ajout de l'une ou l'autre solution possible sur le plan des prix pour les consommateurs pourrait réduire les coûts du réseau.

[14] Bishop, Ragab et Shaffer, *supra* note 1.

Il existe deux groupes de consommateurs industriels et de grands consommateurs commerciaux. Les grands consommateurs (appelés consommateurs de classe A) qui font partie de l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) peuvent réduire la composante du RG annuel de leur facture d'électricité en réduisant ou en éliminant leur consommation d'électricité pendant les cinq heures de pointe de l'année. Les clients industriels et commerciaux plus petits (consommateurs de classe B) voient leur composante du RG horaire déterminée à la fin du mois. Ce montant de fin de mois en $/MWh s'applique à toute la consommation d'électricité, quels que soient les coûts du réseau pour une heure donnée.

Le système de tarification de l'électricité industrielle ne conduit pas à une répartition efficace ou équitable des coûts au sein du réseau. Les consommateurs de classe A font face à un coût trop élevé pour l'électricité pendant les heures de pointe et ne sont pas suffisamment récompensés pour avoir réduit leur consommation d'électricité pendant les cinq heures de consommation les plus importantes de l'année. L'IEEMI permet à une installation industrielle d'éviter la portion « RG » de sa facture en réduisant sa part d'électricité pendant les cinq heures de pointe au cours d'une année donnée, mais celles-ci ne sont pas connues à l'avance. Si un client consommait de l'électricité pendant ces heures de pointe, le coût était d'environ 110 000 $/MWh en 2019. Ce coût est bien supérieur à celui de l'installation d'une capacité supplémentaire.[15] Avec de tels coûts excessifs pour les périodes de pointe, l'IEEMI contribue à une volatilité accrue pour l'approvisionnement d'énergie directement connecté en milieu industriel, car certains consommateurs réduisent leur consommation pendant un nombre d'heures bien plus important que celles qui constituent finalement les cinq périodes de consommation les plus importantes de l'année.

La SIERE devrait plutôt créer, initialement à titre de projet pilote pour tester l'intérêt du marché, une enchère d'intervention sur la demande dans laquelle les clients de l'IEEMI feraient des offres pour le prix en échange de la réduction de leur consommation d'électricité lorsque le réseau est à capacité. Cela permettrait de créer un « tarif interruptible » basé sur le marché pour les clients admissibles à l'IEEMI.[16]

Les clients admissibles à l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel pourraient bénéficier d'un tarif fixe plus bas basé sur la quantité de la demande qu'ils offrent sur le marché de l'intervention de la demande. Un tel système permettrait de mieux aligner les prix payés par les consommateurs industriels sur les coûts du réseau, tout en préservant la compétitivité industrielle. Un tel système créerait également un signal basé sur le marché pour que les consommateurs investissent dans des dispositifs de stockage d'électricité plutôt que de suivre les règles administratives arbitraires actuelles de l'IEEMI.

Pour les petits consommateurs industriels et commerciaux, la solution immédiate consiste à demander à la SIERE d'établir le RG sur une base horaire. Sans ces frais variables dans le temps, de nombreux consommateurs industriels et commerciaux ne sont pas incités à atténuer leur consommation d'électricité. L'aplanissement du taux d'utilisation d'énergie permet d'économiser des coûts au sein du réseau en réduisant le besoin de capacité supplémentaire pour répondre à la demande de pointe. Un tarif horaire pour le RG encouragerait les fabricants sensibles aux prix à pousser la production tôt le matin pour éviter les après-midi et les soirées à forte utilisation et à prix élevé pour le réseau. La CEO étudie un tel concept et devrait mettre en place un programme pilote de tarification pour les clients volontaires.[17]

---

[15] Grant Bishop et Benjamin Dachis, « Ontario Industrial Power Prices are Set to Spike: A Four-part Reform » (5 mai 2021), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/IM-Bishop-2020-0505.pdf>.

[16] Pour sa part, Hydro-Québec offre des crédits aux grands clients en échange d'une réduction de la consommation d'électricité à sa demande. Voir Hydro-Québec, « Options d'électricité interruptible pour la clientèle au tarif L » (dernière consultation le 15 juin 2021), en ligne : <www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/option-electricite-interruptible-clientele-grande-puissance.html>.

[17] Commission de l'énergie de l'Ontario, « Staff Research Paper: Examination of Alternative Price Designs for the Recovery of Global Adjustment Costs from Class B Consumers in Ontario » (28 février 2019), en ligne (pdf) : <www.oeb.ca/sites/default/files/rpp-roadmap-staff-research-paper-20190228.pdf>.

POUVOIR DE RÉGLEMENTATION

L'approche pratique et peu contraignante du gouvernement de l'Ontario en matière d'approvisionnement en énergie est depuis longtemps au centre de la controverse. La CEO ne dispose pas de pouvoirs d'examen réglementaire suffisants pour assurer un contrôle de la direction du secteur par le gouvernement.[18]

En 2004, la province a créé l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), qui avait un vaste mandat en vertu duquel il était chargé de prévoir l'offre et la demande, d'évaluer l'adéquation de celles-ci à long terme, d'acheter de la capacité énergétique pour la province et de superviser les programmes de conservation. L'OEO a signé des contrats principalement avec des centrales de gaz naturel dans un premier temps, puis avec des producteurs d'énergies renouvelables, ce qui a conduit au coût élevé de ces installations de production aujourd'hui, bien qu'il y ait eu quelques versions d'approvisionnement sous forme concurrentielle.

La tendance à l'augmentation des pouvoirs ministériels s'est poursuivie avec la promulgation de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte*[19], qui a conféré des pouvoirs supplémentaires au ministère de l'Énergie. Cette loi est surtout connue pour l'établissement du tarif de rachat qui donnait à toutes les installations d'énergies renouvelables le droit — jusqu'à une capacité totale déterminée — de se connecter au réseau et de recevoir un tarif fixe généreux pour leur énergie.[20] Cela a entraîné un afflux d'énergies renouvelables, avec des coûts proportionnellement élevés, tandis que la planification du réseau et la surveillance réglementaire sont passées au second plan.

Au moment où l'OEO a fusionné avec la SIERE en 2015, elle comptait plus de 33 000 contrats de production d'énergie, dont la plupart avaient une durée de 20 ans. La majeure partie de ces contrats concernait les énergies renouvelables, mais portait également sur d'autres sources d'énergie comme la production au gaz naturel. Entre 2005 et 2015, le ministère de l'Énergie a publié plus de 100 directives à la SIERE (et auparavant à l'OEO) pour qu'elle assure l'approvisionnement en énergie sans examen réglementaire.[21]

DÉPLACEMENT DES POUVOIRS DE DÉCISION

La *Loi de 2009 sur l'énergie verte* a été abrogée en 2019, mais l'approche du haut vers le bas du gouvernement de l'Ontario en matière d'approvisionnement énergétique a permis aux responsables des directives ministérielles de façonner le réseau, tout en étant largement dépourvus de surveillance réglementaire. Ce n'est pas l'énergie renouvelable qui est à blâmer pour l'augmentation des coûts, mais plutôt le cadre utilisé pour l'approvisionnement en énergie. Malheureusement, le fardeau de ces décisions à courte vue retombe sur les futurs contribuables et payeurs de taxes (l'Alberta nous a montré une meilleure façon de réduire les coûts des énergies renouvelables en concevant mieux les contrats à long terme — voir l'Encadré 1). Une solution pour atténuer les erreurs politiques coûteuses à l'avenir serait de limiter l'interférence politique dans la planification du réseau et l'approvisionnement en énergie. Les gouvernements font souvent des choix basés sur un large éventail de critères dans leurs objectifs politiques généraux. La législation est le bon forum pour les objectifs socio-économiques. La mise en œuvre devrait ensuite être laissée aux organismes indépendants. Cela permettrait aux organismes de réglementation d'avoir comme seule priorité la recherche de l'efficacité économique.[22]

---

[18] Bureau du vérificateur général de l'Ontario, « Rapport annuel 2011 » (automne 2011) aux pp 96–133, en ligne (pdf) : <www.auditor.on.ca/fr/content-fr/annualreports/arreports/fr11/2011ar_fr.pdf>.

[19] LO 2009, c 12, annexe A.

[20] George Vegh, « Electricity Procurements in Ontario: Time for a New Approach » (27 février 2020), en ligne (pdf) : *Ontario 360* <on360.ca/wp-content/uploads/2020/02/Electricity-Procurements-in-Ontario-Time-for-a-New-ApproachFINAL-1.pdf>.

[21] Michael Trebilcock, « Ontario's Green Energy Experience: Sobering Lessons for Sustainable Climate Change Policies » (15 août 2017), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/e-brief_263.pdf>.

[22] Jeffery Church, « Defining the Public Interest in Regulatory Decisions: The Case for Economic Efficiency » (9 mai 2017), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/Commentary_478.pdf>.

Encadré 1 : Une meilleure façon d'assurer l'approvisionnement en énergie verte

Le gouvernement de l'Alberta a lancé le *Renewable Electricity Program* (programme d'électricité renouvelable — ou REP) en 2017 dans le but d'ajouter au réseau l'électricité renouvelable. Contrairement au programme de tarifs de rachat de l'Ontario, le REP a utilisé la concurrence comme force motrice de l'approvisionnement. Trois enchères concurrentielles pour une quantité fixe de capacité ont été organisées entre 2017 et 2018, au cours desquelles les offres les moins chères ont été retenues. Cette façon de faire favorise non seulement la construction en premier lieu de l'installation de production la moins coûteuse, mais présente l'avantage supplémentaire de connaître les prix. Le prix moyen des contrats éoliens était de 37 $/MWh.[23] Ces contrats de 20 ans étaient des « contrats pour des écarts de prix », ce qui signifie que lorsque les prix du marché sont supérieurs à 37 $/MWh, le gouvernement perçoit le montant correspondant à l'écart de prix, et si les prix sont inférieurs, le gouvernement paie le montant correspondant à cet écart. À ce jour, ces contrats ont été rentables pour le gouvernement puisque le prix pondéré par la production depuis le début est légèrement supérieur à 38 $/MWh. En outre, les contrats attribués dans le cadre des enchères du REP stipulent que les parcs éoliens renoncent à leur droit de recevoir des compensations de carbone — ce qui permet de réaliser des économies supplémentaires.

La SIERE, si elle est soumise à un examen réglementaire approprié par la CEO, est plus en mesure que le gouvernement de prendre des décisions sur les moyens les plus économiques d'assurer l'approvisionnement en électricité. Cependant, la CEO n'a pas actuellement le pouvoir d'examiner le processus d'approvisionnement de la SIERE ou les décisions du gouvernement. Un tel pouvoir d'examen pourrait réduire le risque que l'Ontario répète les erreurs du passé en matière d'approvisionnement et pourrait offrir le même avantage aux autres provinces, comme l'illustrent le site C en ColombieBritannique ou Muskrat Falls (Terre-Neuve-et-Labrador), où les organismes de réglementation ont été mis sur la touche.[24] Le gouvernement de l'Ontario peut également atténuer le risque pour les contribuables en créant un groupe concurrentiel d'acheteurs d'électricité, au lieu de s'en remettre uniquement à la SIERE.[25] Dans un tel système, les SDL participeraient à des groupes d'achat prévoyant chacun la demande dans les zones qu'ils desservent. Ces fournisseurs d'électricité réduiraient le risque global des contrats et de l'approvisionnement pour les contribuables. Les risques seraient partagés avec les actionnaires des entreprises desservant les clients. Ces fournisseurs d'électricité pourraient prendre part à un marché contractuel exploité par la SIERE et réglementé par la CEO, comme le recommande M. Shaffer.[26]

RÉDUCTION DES COÛTS DE DISTRIBUTION

Une solution pour réduire les coûts du réseau de distribution consisterait à ce que la province adopte des changements fiscaux permettant aux villes de trouver des investisseurs externes qui peuvent réduire les coûts, tout en dégageant de la valeur pour les contribuables municipaux. Une autre solution consisterait à trouver d'autres moyens d'encourager les SDL à réaliser des économies grâce aux économies d'échelle.

RECHERCHE D'ÉCONOMIES D'ÉCHELLE DANS LES PLUS PETITES SDL

La figure 7 présente les coûts administratifs ajustés par client de chaque SLD en fonction du nombre de clients de cette SLD de 2014 à 2019. On peut réaliser des économies d'échelle dans les SDL — mais jusqu'à un certain point. Les plus petites SDL avaient des coûts administratifs qui étaient supérieurs

[23] Sara Hastings-Simon et Blake Shaffer, « Valuing Alberta's Renewable Electricity Program » (mars 2021), en ligne (pdf) : *University of Calgary, The School of Public Policy* <www.policyschool.ca/wp-content/uploads/2021/03/EEP-trends-Shaffer.pdf>.

[24] A.J. Goulding, « Dammed If You Do: How Sunk Costs Are Dragging Canadian Electricity Ratepayers Underwater » (17 janvier 2019), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/Commentary_528.pdf>.

[25] A.J. Goulding, « A New Blueprint for Ontario's Electricity Market » (18 septembre 2013), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/Commentary_389_0.pdf>.

[26] Voir Blake Shaffer, « Using Forward Contracts to Deliver Reliable and Affordable Power » (18 octobre 2019), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/IM-Shaffer-2019-10-18.pdf>.

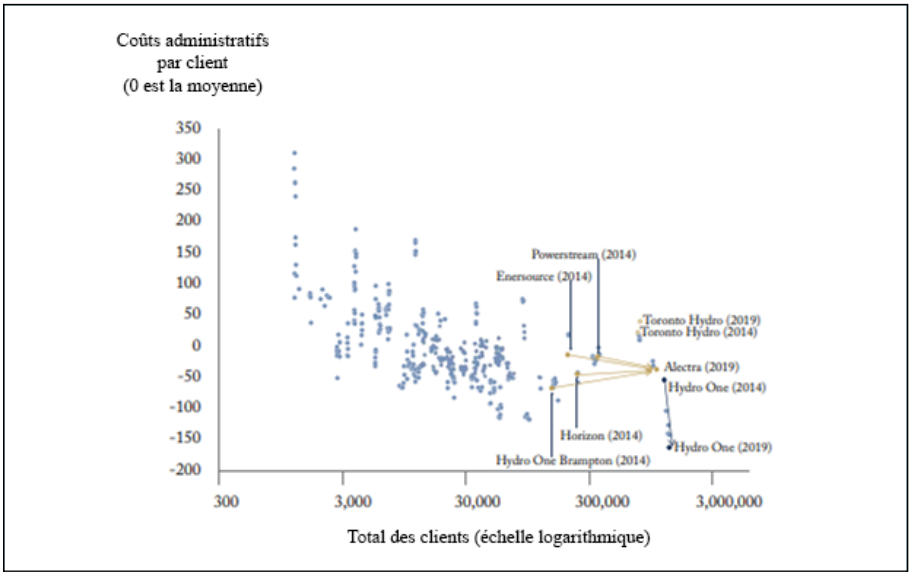
de 300 $ ou plus que la moyenne des SDL au cours de cette période.[27] Si ces plus petites SDL fusionnaient pour profiter d'économies d'échelle, elles pourraient réaliser des économies importantes par client. Cependant, comme ces petites SDL ont peu de clients, les économies ne seraient pas significatives à l'échelle du réseau.

De plus, il ne semble pas y avoir d'économies d'échelle dans l'administration des SDL appartenant aux municipalités qui comptent plus de 300 000 clients. Par exemple, Toronto Hydro, qui comptait environ 780 000 clients en 2019, a des coûts administratifs plus élevés que la moyenne et a vu ses coûts administratifs par client augmenter depuis 2014. La fusion pour créer Alectra (annoncée en 2015) témoigne de ce fait également. Comparativement aux coûts administratifs pondérés par client de 2014 des entreprises qui la composent (Powerstream, Horizon, Enersource et Hydro One Brampton) qui s'élevaient à 138 $, les coûts administratifs par client de la nouvelle entreprise sont passés à 143 $ en 2019.

RECHERCHE D'INVESTISSEMENTS PRIVÉS DANS LES SDL APPARTENANT À DES MUNICIPALITÉS

Un seul grand distributeur local a bénéficié d'investissements privés au cours de cette période : le secteur « distribution » de Hydro One. Ce secteur a réalisé la plus grande économie de coûts administratifs par client au cours de cette période, soit 90 $ par client. Cela représentait une économie de 37% sur la part des 244 $ de coûts administratifs de 2014 de chaque client de Hydro One. À partir de 2015, les investisseurs privés ont probablement apporté une certaine discipline en matière de coûts à Hydro One, ce qui n'a pas été le cas lors de la fusion pour former Alectra.

Figure 7 : Coûts administratifs relatifs selon la taille de la clientèle, 2014–2019



Note : Les coûts administratifs relatifs sont calculés à partir d'une analyse de régression qui contrôle les effets propre à l'année et à la densité de la clientèle par km² de service. La méthodologie est la même que celle utilisée par Garner, Fyfe, et Vegh.[28] En éliminant par régression la relation entre la densité de clientèle et les coûts administratifs par client, cela laisse un solde qui, par définition, est inexpliqué par la densité de clientèle.

Sources : Annuaires des services publics d'électricité de la Commission de l'énergie de l'Ontario; calculs de l'auteur.

[27] Les coûts administratifs sont ajustés pour tenir compte des coûts plus élevés des SDL qui desservent un vaste territoire. Les coûts administratifs par client d'une SDL sont positifs s'ils sont plus élevés que ceux d'une SDL de densité moyenne de la clientèle, et négatifs si les coûts sont inférieurs à la moyenne. Cette méthodologie est conforme à celle de Stephen Fyfe, Mark Garner et George Vegh, « Mergers by Choice, Not Edict: Reforming Ontario's Electricity Distribution Policy » (25 mars 2013), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/Commentary_376_0.pdf>.

[28] *Ibid.*

Qu'adviendrait-il si toutes les autres SDL de l'Ontario suivaient cette voie et réalisaient des économies de coûts administratifs similaires de 37 % par client? En utilisant les données de 2019, on constate que les coûts administratifs actuels d'environ 650 millions de dollars diminueraient de 239 millions de dollars, ce qui permettrait à chaque client client des SDL d'économiser 61 $ annuellement. Comme les coûts totaux des SDL appartenant aux municipalités à l'échelle du réseau s'élèvent à environ 2 milliards de dollars, l'investissement privé pourrait donc réduire ces coûts d'environ 10 %.

Pour que la province permette aux administrations publiques locales de réaliser des économies administratives similaires grâce à l'investissement privé, elle devrait éliminer une série de taxes propres aux SDL.[29] La province devrait éliminer les paiements en remplacement d'impôts sur les sociétés (PRIS), qui recueillent l'équivalent de l'impôt fédéral et provincial sur le revenu des sociétés pour la province. Elle devrait également éliminer une taxe de départ semblable à un impôt sur les gains en capital lorsqu'on quitte le régime des PRIS. La province devrait également éliminer une taxe de transfert de 22% qu'elle prélève sur la valeur des actifs vendus. Ces taxes visaient à assurer que la province dispose d'un filet de sécurité financier pour atténuer la dette insurmontable provinciale des années 1990 au cas où les actifs électriques quitteraient la propriété publique. Maintenant que la dette a été réduite grâce aux PRIS perçus pendant des décennies auprès des SDL, de Hydro One et d'Ontario Power Generation, il n'y a aucune raison d'imposer une taxe pour ces motifs.

Quel est l'argument en faveur du maintien des SDL dans le secteur public? Il doit y avoir un objectif politique clair, tel que corriger une défaillance du marché ou combler un vide sur le marché.[30] Dans le contexte d'un réseau électrique, les défaillances du marché les plus évidentes sont les monopoles naturels de distribution et de transmission. Pour corriger ces défaillances du marché, il faut une réglementation stricte des tarifs — et non que le gouvernement soit propriétaire de SDL. L'investissement privé atténue les risques que les contribuables devraient autrement assumer et incite davantage à réduire les coûts contrôlables.

Les villes aussi bénéficieraient d'une manne, avec des estimations de la valeur des capitaux propres municipaux entre 11 et 14 milliards de dollars.[31] Les villes pourraient transformer les capitaux échoués dans les SDL en infrastructures nécessaires telles que celles pour les transports en commun, les routes ou les égouts.

RÉDUCTION DE LA DÉPENDANCE À L'ÉGARD DE L'APPORT DES CONTRIBUABLES

Alors que les coûts du réseau — en particulier dans le domaine de la production d'énergie — ont continué à augmenter, le gouvernement de l'Ontario s'est de plus en plus tourné vers les contribuables pour maintenir la facture totale à un bas niveau. Les estimations les plus récentes du ministère des Finances révèlent que le coût des subventions atteindra la somme stupéfiante de 6,5 milliards de dollars pour l'exercice 2021–2022, soit près de 3,5% des dépenses totales du gouvernement. Pour mettre ce chiffre en contexte, ce même budget proposait de consacrer 5,8 milliards de dollars de l'argent des contribuables aux soins de longue durée. Le budget total pour le transport est également moins élevé que cette somme, soit 6,2 milliards de dollars. Cette approche n'est pas viable à long terme et risque de faire augmenter encore les coûts. Le fait que les contribuables subventionnent les coûts a pour effet que les consommateurs réagissent en utilisant plus d'électricité qu'ils ne l'auraient fait autrement. Les coûts totaux du réseau augmenteront en raison de l'atténuation des prix.[32]

---

[29] *Ibid*.

[30] De nombreuses administrations publiques en Amérique du Nord (y compris l'Ontario) ont montré que les investisseurs privés sont prêts à investir dans ces segments du marché, ce qui indique l'absence de vide sur le marché.

[31] Steven Robins, « Surge Capacity: Selling City-owned Electricity Distributors to Meet Broader Municipal Infrastructure Needs » (19 avril 2017), en ligne (pdf) : *Institut C.D. Howe* <www.cdhowe.org/sites/default/files/attachments/research_papers/mixed/e-brief_257.pdf>.

[32] L'étude de l'effet de l'atténuation du prix de l'électricité sur la consommation d'électricité dépasse le cadre de ce document.

À partir de 2021, une grande partie de l'apport des contribuables sera consacrée à la réduction du RG. Les consommateurs résidentiels et les petites entreprises constateront une réduction proportionnelle de leur subvention de contribuable sous forme de rabais sur facture. Toutefois, ils continueront à bénéficier d'un montant considérable de subvention de contribuable sur facture. La justification politique du financement par les contribuables de la composante énergie verte du RG repose sur le raisonnement voulant que les décisions politiques prises pour des raisons énergétiques non marchandes devraient être financées en dehors du réseau énergétique. Cela justifie en partie le montant de la subvention annoncé dans le budget de l'Ontario de 2020. Ce montant est justifié sur le plan économique parce que les entreprises ontariennes qui sont en concurrence, à l'échelle mondiale, avec des entreprises qui paient des prix fixés par le marché n'ont pas besoin d'assumer des décisions motivées par des raisons politiques en matière d'approvisionnement énergétique. Les subventions sur facture au-delà de ce montant sont donc peu justifiées et devraient être éliminées progressivement.

Les subventions résidentielles sont davantage motivées par des raisons politiques. Il existe plusieurs façons de réduire cette subvention d'une manière politiquement acceptable, par exemple en la mettant sous condition de ressources ou en l'appliquant uniquement jusqu'à un certain montant de consommation.

CONCLUSION

Le coût du réseau de l'Ontario est passé de 12 milliards de dollars en 2006 à 21 milliards de dollars en 2019, alors que la demande a diminué de 10 % au cours de la même période. Le coût de l'énergie a été le principal facteur de croissance des coûts du réseau. À mesure que les coûts continuent de grimper, le gouvernement de l'Ontario compte de plus en plus sur les contribuables pour l'aider à payer la facture, ce qui favorise probablement l'augmentation des coûts du réseau.

Le rajustement global a connu une croissance spectaculaire, et les coûts énergétiques élevés sont à l'origine des récentes flambées de prix. La solution à court terme à ce problème consiste à se concentrer sur de meilleurs signaux de prix et sur une meilleure répartition des risques pour tous les types de clients afin de maintenir les coûts à un bas niveau. Les solutions à long terme pour réduire les coûts énergétiques nécessitent un changement systémique. Le gouvernement de l'Ontario devrait mettre fin à sa mainmise sur la planification et l'approvisionnement du réseau. Le gouvernement de l'Ontario devrait plutôt fournir des directives stratégiques de haut niveau pour habiliter la CEO à réglementer ainsi que pour s'assurer de l'indépendance de la SIERE afin de ne pas répéter les erreurs du passé.

Pour favoriser d'autres réductions des coûts au sein du réseau, la province devrait encourager les SDL à trouver des façons de faire des économies. Une solution consisterait à ce que la province adopte des changements fiscaux permettant aux villes de trouver des investisseurs externes qui pourraient réduire les coûts, ce qui libérerait de la valeur pour les contribuables municipaux. Enfin, la province devrait éliminer les subventions au-delà de ce qui couvre la composante énergie verte. ■

L'ENQUÊTE JUDICIAIRE DE COLLINGWOOD : LEÇONS POUR LES SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

*Ron Clark**

LA TRANSACTION ET L'ENQUÊTE

Dans le cadre d'une transaction conclue le 31 juillet 2012, la Ville de Collingwood a vendu 50 % de sa participation dans Collus Power Corporation, une société de distribution locale (SDL) d'électricité desservant la zone de service de Collingwood, à PowerStream Incorporated.

Cependant, après l'élection d'un nouveau conseil municipal à Collingwood en 2014, des questions ont été soulevées au sujet de la transaction. Une enquête judiciaire a finalement été lancée, dirigée par le juge en chef adjoint Frank N. Marrocco, pour enquêter sur les allégations de conflits d'intérêts, d'avantages injustes accordés à PowerStream tout au long du processus d'approvisionnement, et de malversations potentielles de la part de certains partis.

LE RAPPORT

Le rapport de l'enquête judiciaire de Collingwood, intitulé « Transparency and the Public Trust: Report of the Collingwood Judicial Inquiry » a été publié le 2 novembre 2020[1]. Il contient 306 recommandations relatives aux pratiques exemplaires en matière de gouvernance d'entreprise et de gouvernance municipale. Un certain nombre de ces recommandations sont pertinentes pour les SDL, et il est possible de tirer des leçons importantes de ces recommandations.

Le Rapport détaille l'historique de la vente des actions de Collus, ainsi que l'historique d'une transaction distincte dans laquelle le produit de la vente des actions de Collus a été utilisé pour financer la construction de certaines structures de l'aréna et de la piscine de Collingwood. Cet article traite des leçons découlant de la vente d'actions.

Le Rapport se concentre en grande partie sur les rôles du maire de Collingwood de l'époque et du président-directeur général (PDG) de Collus de l'époque qui, à divers moments, était également directeur exécutif, Ingénierie et travaux publics, et directeur administratif par intérim de Collingwood.

Il est constaté dans le Rapport que le PDG avait joué un rôle moteur dans la transaction et qu'une fusion ou une transaction stratégique avec une autre société de services publics aurait pu fournir de plus grandes ressources pour les

---

* Ron Clark est un associé chez Aird & Berlis à Toronto. Une version antérieure de cet article a été publiée dans le bulletin d'information Energy Insider. Voir : Ron W. Clark, « The Collingwood Judicial Inquiry: Lessons for Ontario's Electric Utilities » (26 janvier 2021), en ligne : *Aird & Berlis* <www.airdberlis.com/insights/blogs/energyinsider/post/ei-item/the-collingwood-judicial-inquiry-lessons-for-ontario-s-electric-utilities>.

[1] L'honorable Frank N. Marrocco, « Transparency and the Public Trust: Report of the Collingwood Judicial Inquiry » (2 novembre 2020), en ligne (pdf) : <www.collingwoodinquiry.ca/report/pdf/CJI-Complete_Report-2-web.pdf> [Marrocco Report].

activités futures de Collus. Le Rapport souligne que cet objectif (d'obtenir plus de ressources pour Collus afin qu'elle puisse tirer parti de possibilités de croissance) était en contradiction avec les objectifs de Collingwood à l'époque, qui étaient axés sur la réduction de la dette et une plus grande efficacité.

Le conseil municipal de Collingwood a approuvé la création d'une équipe de travail sur les partenariats stratégiques et est allé de l'avant avec un processus de demande de propositions (DP) fondé sur l'identification d'un partenaire stratégique pour acheter 50 % des actions de Collus. Cependant, cette étape est décrite dans le Rapport comme ayant amené l'équipe de travail à « aller involontairement [de l'avant] avec un plan qui a eu pour résultat de privilégier les intérêts de Collus par rapport à ceux de la Ville : la recherche d'un partenaire stratégique » [traduction].

PowerStream a finalement été choisi comme partenaire stratégique et devait acquérir 50 % des actions de Collus. Elle a été choisie parmi des offres concurrentes plus élevées sur la base de facteurs non financiers. Collus n'a obtenu de conseils juridiques qu'après la sélection de PowerStream comme partenaire stratégique. Le maire a refusé de tenir compte de l'avis d'obtenir un avocat indépendant pour la Ville.

CONFLITS D'INTÉRÊTS ET DEVOIRS DES ADMINISTRATEURS ET DES CONSEILLERS

Aperçu

Souvent, un maire ou un conseiller municipal d'une municipalité actionnaire d'une SDL siègera également au conseil d'administration de la SDL ou de sa société de portefeuille. Lorsqu'une personne joue ce double rôle à l'égard d'une SDL, la SDL, la personne et l'actionnaire municipal doivent être conscients des obligations et devoirs différents imposés à cette personne en vertu de ses rôles — et savoir si cette personne porte son « chapeau d'administrateur » ou son « chapeau de conseiller » lorsqu'elle prend une décision particulière.

Obligation fiduciaire et obligation de diligence

L'article 134(1) de la *Loi sur les sociétés par actions*[2] de l'Ontario (*LSAO*) exige des administrateurs et des dirigeants d'une société qu'ils agissent « d'une part, avec intégrité et de bonne foi au mieux des intérêts de la société » et « d'autre part, avec le soin, la diligence et la compétence dont ferait preuve, dans des circonstances semblables, une personne d'une prudence raisonnable ».

Interprétation de l'obligation fiduciaire

Les tribunaux ont interprété cela comme une obligation fiduciaire, et le paragraphe 134(3) précise que, sous réserve des restrictions contenues dans une convention unanime des actionnaires (ou une déclaration des actionnaires, dans le cas d'un actionnaire unique), « nulle disposition d'un contrat, des statuts, des règlements administratifs ou d'une résolution ne libère un administrateur ou un dirigeant [des obligations mentionnées ci-dessus] ». Comme l'a décrit la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Magasins à rayons Peoples inc.*[3] :

> En vertu de l'obligation fiduciaire prévue par la loi, les administrateurs et les dirigeants doivent agir avec intégrité et de bonne foi au mieux des intérêts de la société. Ils doivent respecter la confiance qui leur a été accordée et gérer les actifs qui leur sont confiés de manière à réaliser les objectifs de la société. Ils doivent éviter les conflits d'intérêts avec la société. Ils ne doivent pas profiter du poste qu'ils occupent pour tirer un avantage personnel. Ils doivent préserver la confidentialité des renseignements auxquels leurs fonctions leur donnent accès. Les administrateurs et les dirigeants doivent servir la société de manière désintéressée et avec loyauté et intégrité.

[2] LRO 1990, c B.16.

[3] *Magasins à rayons Peoples inc. (Syndic de) c Wise*, 2004 CSC 68 au para 35.

Ne peut pas favoriser les actionnaires individuels

En s'acquittant de cette obligation d'agir au mieux des intérêts de la société, un administrateur doit tenir compte des intérêts de la société dans son ensemble et ne pas favoriser un actionnaire en particulier. Cela signifie que l'administrateur ne peut pas être biaisé en faveur de l'actionnaire qui l'a nommé, même s'il est également conseiller municipal ou maire de cet actionnaire. Tel que discuté dans l'affaire 820099 *Ontario Inc. c Harold E. Ballard Ltd.*[4] :

> [Traduction]
>
> Il se pourrait bien que la vie professionnelle d'un administrateur désigné qui vote contre l'intérêt de l'actionnaire « qui l'a nommé » ne soit ni heureuse ni longue. Cependant, le rôle que doit jouer tout administrateur (qu'il soit ou non un administrateur désigné) est d'agir au mieux des intérêts de la société... L'obligation de l'administrateur désigné envers l'actionnaire « qui l'a nommé » me semble inclure le devoir de dire à l'actionnaire que la ligne de conduite qu'il a demandée est mauvaise, si l'administrateur est effectivement de cet avis. Ces conseils, bien qu'ils soient probablement malvenus au départ, pourraient bien être précieux pour la personne désignée à long terme. L'administrateur désigné ne peut pas être un « béni-oui-oui »; il doit être une personne analytique qui peut dire « oui » ou « non » selon les besoins de l'occasion (ou, pour le dire autrement, selon les besoins de la société).

Confidentialité

Une partie de cette obligation fiduciaire est un devoir de confidentialité. Les administrateurs doivent veiller à respecter ce devoir de confidentialité à tout moment. En particulier, les conseillers municipaux qui agissent en tant qu'administrateurs d'une SDL ou de sa société de portefeuille doivent veiller à ne pas divulguer à la municipalité des renseignements confidentiels obtenus en raison de la position du conseiller en tant qu'administrateur de la société.

Conflits d'intérêts des administrateurs

Un administrateur est tenu d'éviter les conflits d'intérêts avec la société. Cela ne se limite pas simplement aux intérêts personnels de l'administrateur qui entrent en conflit avec les intérêts de la société — des conflits peuvent également survenir dans des situations dans lesquelles l'administrateur peut ne pas avoir d'intérêt personnel explicite, notamment si les intérêts de la municipalité dont l'administrateur est un conseiller entrent en conflit avec les intérêts de la société.

Conflits d'intérêts pour les conseillers

Il est instructif de comparer les conflits d'intérêts dans le contexte des entreprises, qui sont interprétés de manière large, avec les règles relatives aux conflits d'intérêts appliquées aux conseillers municipaux en vertu de la *Loi sur les conflits d'intérêts municipaux*[5] (*LCIM*). Bien que les conseillers municipaux soient dépositaires de l'intérêt public, la *LCIM* définit les conflits d'intérêts de manière relativement étroite, en se concentrant sur les intérêts pécuniaires (c'est-à-dire monétaires).

Toutefois, le Rapport met également en garde contre la prise en compte de l'« intérêt pécuniaire » comme seul critère pour déterminer si un conseiller est sujet à un conflit d'intérêts :

> [Traduction]
>
> ...il est beaucoup trop facile de mal interpréter la *Loi sur les conflits d'intérêts municipaux* comme traitant de tous les types de conflits d'intérêts auxquels les membres du conseil doivent faire face. Malgré son nom, la *Loi sur les conflits d'intérêts municipaux* ne fournit pas un code complet sur les conflits d'intérêts pour les acteurs municipaux. Elle traite des intérêts pécuniaires d'un groupe étroitement défini de membres de la famille liés à un membre du Conseil qui, en vertu de la *Loi*, sont considérés comme des

[4] *820099 Ontario Inc. v Harold E. Ballard Ltd.*, [1991] OJ No 266 (Ont Gen Div), 25 ACWS (3e) 853.

[5] LRO 1990, c M.50.

intérêts pécuniaires du membre du Conseil. Les membres du Conseil sont tenus d'éviter toute forme de conflit d'intérêts ou, lorsque cela n'est pas possible, de divulguer de manière appropriée et de traiter autrement ces conflits[6].

RÔLE DE L'ACTIONNAIRE MUNICIPAL ET MÉCANISMES DE RAPPORT/CONTRÔLE

Souvent, l'impulsion pour la fusion ou la vente d'une SDL vient de la SDL elle-même, puisque les dirigeants et les administrateurs de la SDL ont de l'expérience, de l'expertise et des relations dans l'industrie et sont les premiers à prendre conscience d'une opportunité. Les dirigeants et les administrateurs de la SDL peuvent fournir des renseignements précieux lorsqu'une transaction stratégique ou une vente est envisagée, et ils jouent un rôle important dans le traitement des questions opérationnelles et transitoires pendant que la transaction est conclue. En fin de compte, cependant, l'actionnaire municipal est le propriétaire de la SDL, et le conseil municipal doit se charger d'évaluer les mérites de toute transaction qui affecte les parts de la municipalité dans la SDL.

Il existe plusieurs façons pour un ou des actionnaires municipaux d'exercer un contrôle sur la filiale d'une SDL. Dans un premier temps, un accord unanime des actionnaires (ou une déclaration de l'actionnaire, dans le cas d'un actionnaire unique) exigera qu'avant de prendre certaines mesures importantes, l'approbation du ou des actionnaires municipaux soit obtenue pour ces mesures. La portée de ce qui est soumis à l'approbation peut varier, en fonction du niveau de contrôle que les actionnaires souhaitent exercer et du niveau d'autonomie stratégique qu'ils souhaitent donner à la SDL pour saisir les opportunités de croissance. Néanmoins, les transactions majeures telles que les fusions ou les ventes de l'ensemble de l'entreprise nécessiteront inévitablement l'approbation des actionnaires (bien que peut-être à un seuil inférieur à 100 % des votes des actionnaires).

Lorsque survient une transaction potentielle qui nécessitera l'approbation des actionnaires, les conseils municipaux doivent être informés à un stade précoce afin que les conseillers puissent prendre des décisions en toute connaissance de cause et déléguer certaines tâches le cas échéant. D'un point de vue fonctionnel, une fois que le conseil municipal donne une approbation provisoire pour aller de l'avant avec l'exploration d'une transaction, un groupe de travail ou une équipe plus petite effectue habituellement les vérifications préalables, évalue les mérites de la transaction et fait rapport au conseil municipal. Les structures de rapport doivent être structurées de manière réfléchie afin de garantir que les conseillers disposent de tous les renseignements nécessaires pour être en mesure d'évaluer correctement la transaction, et les actionnaires municipaux doivent faire appel à un avocat distinct pour leur fournir des conseils juridiques indépendants sur la transaction.

En particulier, les SDL et leurs actionnaires municipaux doivent se méfier lorsqu'une personne peut avoir un monopole d'accès au conseil et ainsi être en mesure de contrôler et de filtrer les renseignements que le conseil reçoit. Cette préoccupation se pose souvent lorsqu'une personne occupe plusieurs fonctions (p. ex. un conseiller municipal qui siège également au conseil d'administration d'une SDL ou de sa société de portefeuille), et est donc naturellement placée pour assurer la liaison entre la SDL et le conseil municipal.

Il est essentiel que les actionnaires municipaux obtiennent un avis juridique indépendant lors de l'évaluation d'une transaction de fusion ou de vente concernant une SDL, car comme on l'a vu dans la transaction Collus, les motifs de la SDL et ceux de l'actionnaire municipal ne sont pas toujours alignés.

PROCESSUS D'APPROVISIONNEMENT

Les SDL et leurs actionnaires devraient s'efforcer de faire preuve d'équité et de transparence dans les processus d'approvisionnement, y compris dans des situations comme la transaction Collus où des offres sont sollicitées auprès de tiers pour la vente d'actions de la SDL. Toutes les parties devraient tenir compte de la nature de la transaction proposée pour déterminer si un marché à fournisseur unique est approprié ou si plusieurs soumissionnaires devraient être sollicités. Une fois qu'un processus de DP est en cours, il faut veiller à agir de bonne foi, à

[6] Marrocco Report, *supra* note 1, vol 1 à la p 21.

être équitable avec tous les soumissionnaires et à suivre les règles et processus définis dans les documents d'approvisionnement (p. ex. le document de DP et les règles/procédures qui l'accompagnent). La partie soumissionnaire dans l'approvisionnement doit éviter toute communication asymétrique des renseignements entre les soumissionnaires.

Les SDL et leurs actionnaires doivent veiller à ne pas permettre que les marchés soient fonctionnellement gérés comme s'il s'agissait d'un marché à fournisseur unique, tout en se faisant passer pour un marché à fournisseurs multiples. Si un soumissionnaire est fortement favorisé par rapport à un autre (y compris avant l'annonce de la DP), cela fausse le processus et peut entraîner des résultats moins favorables pour le soumissionnaire. La partie soumissionnaire doit s'assurer qu'elle agit de bonne foi et de manière équitable avec toutes les parties lorsqu'elle communique des renseignements sur un marché à venir ou en cours, lorsqu'elle prépare les documents de marché, et lorsqu'elle sollicite et évalue les offres.

En particulier, une fois qu'une DP ou un autre processus d'appel d'offres est lancé, la common law exige que l'auteur de l'appel suive les règles et procédures établies dans l'appel d'offres. Le principe du « contrat A, contrat B » a d'abord été établi par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Ron Engineering*[7], et a ensuite été développé dans *M.J.B. Enterprises*[8] et *Martel Building*[9]. Il établit qu'il existe deux types différents de contrats formés avec les soumissionnaires. Le « contrat A » est établi entre un acheteur et un soumissionnaire lorsque ce dernier présente une offre conforme en réponse à un appel d'offres. Le contrat A régit les conditions du processus d'approvisionnement, tandis que le « contrat B » est le contrat subséquent pour les biens et services. Le droit de l'approvisionnement exige que les acheteurs agissent de manière équitable et cohérente dans l'évaluation des offres, et les principes d'équité et de bonne foi sont des termes implicites du contrat A qui est formé lorsqu'un soumissionnaire soumet son offre conforme. Le contrat A peut être considéré comme un contrat entre l'acheteur et chaque soumissionnaire, selon lequel les règles et les processus définis dans les documents d'approvisionnement seront respectés, et selon lequel l'acheteur agira de manière équitable, cohérente et de bonne foi dans ce cadre. Si l'acheteur s'écarte des critères d'évaluation définis dans l'appel d'offres initial, un soumissionnaire déçu pourrait prétendre que le contrat A a été rompu et donc intenter un procès pour rupture de contrat.

LEÇONS CLÉS POUR LES SDL

Pour les SDL, il y a trois leçons principales à tirer des conclusions du juge Marrocco dans le Rapport :

1. Les SDL, leurs affiliés et leurs administrateurs doivent comprendre et être attentifs aux obligations et devoirs des personnes jouant plusieurs rôles au sein des SDL et de leurs affiliés, en particulier lorsqu'elles sont à la fois administrateur d'une SDL ou de son affilié et conseiller municipal d'un actionnaire. Alors que les lois sur les conflits d'intérêts municipaux applicables aux conseillers municipaux se concentrent sur les conflits où le conseiller peut avoir un intérêt pécuniaire (c'est-à-dire monétaire), les obligations de l'administrateur d'une société vont beaucoup plus loin. La *Loi sur les sociétés par actions*[10] de l'Ontario impose aux administrateurs l'obligation fiduciaire d'agir au mieux des intérêts de la société, une obligation qui n'est pas modifiée ou diminuée par la méthode par laquelle l'administrateur a été élu (p. ex. s'il était le candidat d'un actionnaire municipal particulier). En agissant au mieux des intérêts de la société, l'administrateur doit être équitable avec tous les actionnaires et ne pas favoriser l'actionnaire qui l'a nommé, ou l'actionnaire dont il est le conseiller municipal.

2. Bien que les dirigeants et les administrateurs de SDL possèdent une expertise et une connaissance du secteur de la distribution d'électricité et qu'ils puissent fournir de précieux renseignements lorsqu'ils

[7] *La Reine (Ont.) c Ron Engineering*, [1981] 1 RCS 111, 119 DLR (3e) 267.

[8] *M.J.B. Enterprises Ltd. c Construction de Défense (1951) Ltée*, [1999] 1 RCS 619, 170 DLR (4e) 577.

[9] *Martel Building Ltd. c Canada*, 2000 CSC 60.

[10] *Supra* note 2.

envisagent une transaction stratégique à laquelle prend part une SDL, la municipalité (en particulier, le conseil municipal) doit assumer la responsabilité de la prise de décision concernant ces transactions majeures. Une SDL, en tant qu'actif détenu par le ou les actionnaires municipaux, ne devrait pas être « chargée de se vendre elle-même », comme le juge Marrocco décrit la transaction Collus dans le Rapport. Au contraire, le ou les actionnaires municipaux, en tant que propriétaires de l'actif, devraient jouer un rôle actif dans la gestion de l'actif et s'assurer que la transaction proposée offre une valeur optimale aux actionnaires. Ce faisant, ils doivent être attentifs au risque de divergence des motifs et garder à l'esprit qu'une fois la transaction réalisée, la direction de la SDL (et son conseil d'administration) sera obligée d'agir dans l'intérêt de tous les actionnaires. Les actionnaires municipaux devraient retenir les services d'un avocat distinct pour la SDL et recevoir des avis juridiques indépendants en ce qui concerne les transactions potentielles, car leurs intérêts ne seront pas toujours alignés sur ceux de la SDL.

3. Les SDL et leurs actionnaires doivent s'efforcer de faire preuve d'équité et de transparence dans les processus d'approvisionnement, y compris dans des situations telles que la transaction Collus où des offres sont sollicitées auprès de tiers pour la vente d'actions de la SDL. Tous les partis doivent tenir compte de la nature de la transaction proposée pour déterminer si un marché à fournisseur unique est approprié ou si plusieurs soumissionnaires doivent être sollicités. Une fois qu'un processus d'appel d'offres est en cours, il faut veiller à agir de bonne foi, à être équitable avec tous les soumissionnaires et à suivre les règles et processus définis dans les documents d'approvisionnement (p. ex. le document de DP et les règles/procédures qui l'accompagnent). La partie soumissionnaire dans le cadre du marché public doit éviter tout partage asymétrique des informations entre les soumissionnaires. ■

LA COUR SUPRÊME DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE ÉLARGIT CONSIDÉRABLEMENT LES DROITS DES AUTOCHTONES

*Sander Duncanson, Martin Ignasiak, Tommy Gelbman, Olivia Dixon et Tyler Warchola**

Le 29 juin 2021, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rendu sa décision dans l'affaire *Yahey v British Columbia*[1] selon laquelle les droits des Premières Nations de la rivière Blueberry (BRFN) aux termes du traité nº 8, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, avaient été enfreints par les effets cumulatifs des développements industriels sur le territoire traditionnel de Blueberry, y compris la foresterie, le pétrole et le gaz, l'énergie renouvelable et l'agriculture Cette décision marque une rupture considérable par rapport aux affaires antérieures portant sur les effets cumulatifs et l'atteinte aux droits issus de traités. Selon l'issue de tout appel, les risques réglementaires pourraient augmenter de manière importante dans le cadre de nouveaux projets d'infrastructure dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et pourraient s'étendre à d'autres régions du Canada où des demandes de règlement similaires pourraient être déposées.

Les BRFN sont une Première nation relativement petite du nord-est de la Colombie-Britannique, dont la réserve est située à environ 80 kilomètres au nord-ouest de Fort St. John. Les BRFN comptent environ 190 membres vivant dans la réserve et 295 membres vivant à l'extérieur de la réserve.[2] Le territoire traditionnel des BRFN s'étend sur environ 38 000 kilomètres carrés, de la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique à l'est, jusqu'aux contreforts des montagnes Rocheuses à l'ouest, au sud jusqu'à la rivière de la Paix, et au nord et à l'est jusqu'à Pink Mountain, la rivière Chef-Sikanni, Lily Lake et Tommy Lakes. Cette région comprend la majeure partie de la zone gazière de Montney en Colombie-Britannique, des terres agricoles, diverses municipalités (dont Fort St. John et Dawson Creek), des zones forestières actives, des projets hydroélectriques (dont le site C) et plusieurs mines. Le territoire des BRFN se trouve également dans la zone établie dans le traité nº 8, que les ancêtres des BRFN ont signé en 1900. Le territoire traditionnel des BRFN chevauche également, à des degrés divers, les territoires revendiqués par plusieurs autres groupes autochtones qui n'étaient pas parties à la procédure devant la Cour.

---

* Sander Duncanson, Martin Ignasiak, Tommy Gelbman et Olivia Dixon sont associés du cabinet d'avocats Osler à Calgary. Tyler Warchola est un étudiant d'été au cabinet. Une version antérieure de cet article a paru dans le Osler Resource Bulletin. Voir en ligne : <www.osler.com/fr/ressources/reglements/2021/la-cour-supreme-de-la-colombie-britannique-rend-une-decision-qui-cree-un-precedent-en-matiere-d-effe>.

[1] 2021 BCSC 1287, en ligne : <www.canlii.org/en/bc/bcsc/doc/2021/2021bcsc1287/2021bcsc1287.html>.

[2] Assemblée des Premières Nations de la Colombie-Britannique, « Blueberry River First Nations » (dernière consultation le 16 juillet 2021), en ligne : <www.bcafn.ca/first-nations-bc/northeast/blueberry-river-first-nations>.

En 2015, les BRFN ont déposé une action civile visant, entre autres :

- à obtenir une déclaration dans laquelle le gouvernement de la Colombie-Britannique admet qu'il a enfreint les droits des BRFN aux termes du traité nº 8, et plus particulièrement, que la province n'a pas respecté les promesses orales de la Couronne selon lesquelles les signataires autochtones pourraient pratiquer librement la chasse, le piégeage et la pêche après la signature du traité, comme si ce dernier n'avait jamais existé, et que le traité ne leur obligerait en aucune manière à changer leur mode de vie;

- à interdire à la Colombie-Britannique d'approuver tout autre développement sur son territoire traditionnel.

Après une série de demandes infructueuses soumises avant le procès, y compris deux demandes des BRFN visant à interdire certaines actions de la Couronne en attendant l'issue du procès et une demande de contrôle judiciaire, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a tenu un procès complet afin d'examiner la demande civile des BRFN. Le procès a donné lieu à 70 jours de témoignages d'experts et de témoins ordinaires, à des dizaines de milliers de pages d'observations écrites et à 25 jours de plaidoirie.

RÉSUMÉ DE LA DÉCISION

Le 29 juin 2021, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a rendu une décision de 511 pages : *Yahey v British Columbia*. La juge Burke, au nom de la Cour, a déclaré que les effets cumulatifs de tous les types de développement industriel ayant eu lieu sur le territoire des BRFN ont eu des répercussions importantes sur les terres, l'eau, les poissons et la faune de la région, ainsi que sur l'exercice des droits des BRFN aux termes du traité nº 8. Plus particulièrement, elle a indiqué que les droits issus de traités des BRFN de pratiquer la chasse, la pêche et le piégeage de manière significative sur le territoire traditionnel des BRFN ont été considérablement et significativement diminués, de sorte que les droits des BRFN aux termes du traité nº 8 ont été enfreints[3].

Dans un langage qui rappelle la décision de la Cour d'appel de l'Alberta l'an dernier, dans l'affaire Fort McKay[4], les conclusions de la juge Burke étaient fondées sur son opinion selon laquelle la Colombie-Britannique avait indûment omis de considérer l'honneur de la Couronne en permettant le développement des ressources « à grande échelle » sans d'abord évaluer les préoccupations des BRFN concernant les effets cumulatifs de ce développement :

> [Traduction]
>
> J'estime que la province est consciente depuis environ deux décennies que les effets cumulatifs du développement dans la partie nord-est de la Colombie-Britannique entraînent des changements dans l'habitat faunique et la qualité de l'eau qui suscitent de graves préoccupations, et qu'à la fin des années 1990, une grande partie du [territoire traditionnel des BRFN] subissait déjà les effets importants du développement industriel. Depuis au moins une décennie, et probablement depuis plus longtemps, la province a également été informée par les BRFN de leurs préoccupations relatives aux effets du développement cumulatif sur [le territoire traditionnel des BRFN], et à l'exercice de leurs droits issus de traités. Bien qu'elle ait été informée des préoccupations des BRFN, j'estime que la province n'a pas répondu de manière à préserver l'honneur de la Couronne et à remplir son obligation d'honorer les promesses faites dans le traité[5].
>
> […]
>
> Pour agir avec une prudence ordinaire dans ce cas, la province aurait dû examiner les préoccupations relatives

[3] *Supra* note 1 aux paras 1116, 1132.

[4] *Fort McKay First Nation v Prosper Petroleum Ltd*, 2020 ABCA 163; Pour une analyse de la décision, voir Martin Ignasiak, Sander Duncanson et Jesse Baker, « Les projets de ressources et l'honneur de la Couronne : plus qu'une simple consultation sur les répercussions d'un projet » (14 mai 2020), en ligne : <www.osler.com/fr/ressources/reglements/2020/les-projets-de-ressources-et-l-honneur-de-la-couronne-plus-qu-une-simple-consultation-sur-les-repe>.

[5] *Supra* note 1 au para 1750.

> aux effets cumulatifs en élaborant des processus permettant d'évaluer les effets cumulatifs sur [le territoire traditionnel des BRFN] et trouver des moyens de gérer et d'atténuer ces effets. De l'avis de la Cour, pour faire preuve de prudence ordinaire, la province aurait dû interrompre le développement du [territoire traditionnel des BRFN], ou des zones clés du [territoire traditionnel des BRFN], en attendant les résultats de ces travaux. Le fait de permettre au développement d'aller de l'avant, même après avoir été mis au courant de préoccupations considérables et bien fondées, ne pourrait pas être considéré comme un acte de bonne foi, de loyauté ou de prudence ordinaire ni une intention d'agir au mieux des intérêts de Blueberry. La prudence ordinaire exige une planification à long terme, une vision tournée vers l'avenir et la prise en compte des possibles répercussions des décisions actuelles, plutôt que de simplement s'entêter à « garder le cap[6] ».

La juge Burke a imposé la mesure de redressement déclaratoire suivante :

1. En permettant aux effets du développement industriel de s'accumuler et d'avoir un effet préjudiciable sur les droits issus de traités des BRFN, la Colombie-Britannique a manqué à son obligation envers les BRFN aux termes du traité nº 8, y compris à ses obligations honorables et fiduciaires. Les dispositifs réglementaires de la Colombie-Britannique permettant d'évaluer et de prendre en compte les effets cumulatifs font défaut et ont contribué au manquement des obligations aux termes du traité nº 8.

2. La Colombie-Britannique a accaparé les terres à un point tel qu'il n'y a pas suffisamment de terres adéquates sur le territoire traditionnel des BRFN pour permettre à ces dernières d'exercer leurs droits issus de traités de manière significative. La Colombie-Britannique a donc porté atteinte de façon injustifiée aux droits issus de traités des BRFN en permettant aux effets cumulatifs du développement industriel de diminuer de façon significative l'exercice par les BRFN de leurs droits issus de traités sur leur territoire traditionnel.

3. La Colombie-Britannique ne peut continuer à autoriser la tenue d'activités qui ne respectent pas les promesses comprises dans le traité, y compris les obligations honorables et fiduciaires de la Colombie-Britannique associées au traité, ou qui portent atteinte de façon injustifiée à l'exercice par les BRFN de leurs droits issus de traités.

4. La Colombie-Britannique et les BRFN doivent agir avec diligence lors des consultations et des négociations visant à établir des mécanismes exécutoires en temps opportun pour évaluer et gérer les effets cumulatifs du développement industriel sur les droits issus de traités des BRFN, et pour s'assurer que ces droits constitutionnels sont respectés[7].

La juge Burke a suspendu le jugement déclaratoire nº 3 pour une période de six mois afin de donner aux parties la possibilité de négocier des modifications au régime de réglementation qui reconnaissent et respectent les droits issus de traités des BRFN.

RÉPERCUSSIONS

De nombreux aspects de l'arrêt *Yahey* méritent d'être commentés, mais aux fins du présent bulletin d'actualités, nous nous concentrons sur deux principales répercussions : le critère pour la violation du traité de la juge Burke et les répercussions potentielles de la décision sur tous les types de développement d'infrastructure au Canada.

CRITÈRE POUR LA VIOLATION DU TRAITÉ

Contrairement à la jurisprudence en matière de droits issus de traités, où les allégations d'atteinte portaient sur un seul texte législatif

[6] *Ibid* au para 1805.

[7] *Ibid* au para 1894.

ou régime réglementaire, la revendication des BRFN était fondée sur les effets cumulatifs d'activités, de projets et de développements dans le nord-est de la Colombie-Britannique au cours des 120 dernières années, y compris le développement municipal et agricole. La juge Burke a examiné ce développement dans le contexte des promesses formulées dans le traité nº 8 et a conclu que, bien que la Couronne ait le pouvoir de saisir des terres de temps à autre, ce pouvoir n'est pas absolu ou illimité et ne peut être utilisé pour vider de son sens la protection constitutionnelle accordée aux Autochtones en matière de droits de chasse, de piégeage et de pêche[8]. Entre autres, la juge Burke a conclu que les droits des BRFN aux termes du traité nº 8 dépendent de la santé des populations d'orignaux et d'autres animaux sauvages puisque les membres des BRFN doivent pouvoir chasser avec succès, sans avoir à s'éloigner de leur territoire ou à se rendre à l'extérieur de celui-ci pour trouver du gibier[9]. Elle a également noté que le mode de vie des BRFN dépend de la stabilité relative de l'environnement et que si les forêts sont coupées ou si des habitats essentiels sont détruits, il ne suffit pas de trouver un autre endroit pour chasser[10].

Selon la juge Burke, pour déterminer s'il y a eu atteinte aux droits issus de traités, il faut établir s'il y a eu une *atteinte importante ou significative de ces droits*[11]. On peut soutenir que cela modifie les lignes directrices de la Cour suprême du Canada dans les arrêts *Sparrow* et *Mikisew* selon lesquelles il y a atteinte lorsqu'il n'y a « aucun exercice significatif des droits », un critère qui, selon la juge Burke, compromettrait les termes du traité[12]. Le critère de la juge Burke est beaucoup plus facile à établir que le critère antérieur défini dans les arrêts *Sparrow* et *Mikisew*, en particulier lorsque de nombreuses régions du Canada (et les communautés autochtones elles-mêmes) ont changé de manière importante au cours des 120 dernières années, notamment en raison de la croissance démographique, de la modernisation et des changements climatiques. Comme l'a reconnu la juge Burke, « compte tenu de l'augmentation des saisies et du développement, il devient de plus en plus difficile pour la Couronne de remplir sa promesse faite aux peuples autochtones de ne pas porter atteinte à leurs modes de vie[13] » [traduction].

Il est important de noter que la Colombie-Britannique n'a pas invoqué la défense selon laquelle la violation étaient justifiées. La juge Burke a noté en *obiter* que « même si la province avait invoqué cette justification, il lui aurait été difficile de justifier les atteintes aux droits issus de traités de Blueberry[14] » [traduction]. Puisque la défense n'a pas invoqué cette justification, il y a une lacune dans la loi relativement à ce qui pourrait justifier de telles violations dans les circonstances. Par exemple, la juge Burke a noté (également en *obiter*) que, bien que les BRFN aient reçu 18 millions de dollars de la Colombie-Britannique dans le cadre d'ententes sur les avantages conclues de 2006 à 2013 (ce qui pourrait être considéré comme un accommodement pour les atteintes aux droits issus de traités), ces montants sont minimes par rapport aux revenus annuels que la Colombie-Britannique reçoit des redevances sur les ressources dans la région[15]. Bien que ce raisonnement ne suive aucun critère juridique reconnu, cet aspect de l'arrêt *Yahey* sera probablement utilisé pour contester les tentatives des gouvernements provinciaux ou fédéraux lors de futurs litiges visant à faire valoir que l'atteinte aux droits issus de traités a été justifiée par une compensation financière.

RÉPERCUSSIONS SUR LE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES

De toute évidence, l'arrêt *Yahey* a des répercussions directes et sérieuses sur tous les futurs développements d'infrastructures sur le territoire traditionnel des BRFN. Les jugements

[8] *Ibid* au para 275.
[9] *Ibid* au para 437.
[10] *Ibid* au para 433.
[11] *Ibid* au para 529.
[12] *Ibid* au para 514.
[13] *Ibid* au para 520.
[14] *Ibid* au para 1855.
[15] *Ibid* au para 1213.

déclaratoires nº 3 et nº 4 de la décision peuvent être interprétés comme accordant aux BRFN un droit de veto sur tout nouveau développement prévu sur l'ensemble de son vaste territoire, sans tenir compte des points de vue potentiellement conflictuels des autres groupes autochtones dont les territoires traditionnels revendiqués pourraient chevaucher le territoire traditionnel des BRFN. Il est également possible que d'autres Premières Nations signataires du traité nº 8 du nord-est de la Colombie-Britannique s'appuient sur l'arrêt *Yahey* pour affirmer qu'elles ont droit au même traitement que celui accordé par la juge Burke aux BRFN. À moins que la Colombie-Britannique ne réussisse à interjeter appel de l'arrêt *Yahey* ou ne parvienne à un règlement avec les BRFN qui permettrait de poursuivre le développement, l'avenir de tout nouveau développement dans cette partie de la Colombie-Britannique (y compris, encore une fois, la plus grande partie de la zone gazière de Montney en Colombie-Britannique) pourrait nécessiter le consentement des BRFN, transférant ainsi le contrôle d'une partie importante des ressources de la Colombie-Britannique à une communauté de moins de 500 personnes. Si la Colombie-Britannique ne souhaite pas interjeter appel de la décision *Yahey*, les cours d'appel n'auront pas l'occasion de se prononcer sur la décision rendue en première instance.

Les effets de l'arrêt *Yahey* ne se limiteront probablement pas au nord-est de la Colombie-Britannique. De nombreuses régions du Canada ont connu une croissance démographique importante et un développement des infrastructures ou des ressources depuis l'époque où des traités historiques ont été conclus avec les groupes autochtones. Nous nous attendons à ce que l'arrêt *Yahey* donne lieu à des recours similaires sur les effets cumulatifs partout au Canada. De tels recours pourraient provoquer une plus grande incertitude à l'égard des processus d'approbation réglementaire du Canada et, en cas de succès, ils pourraient modifier de manière importante l'avenir du développement des ressources et des infrastructures au Canada. La date limite pour que la Colombie-Britannique dépose un avis d'appel est le 29 juillet 2021. ■

THE GUIDE TO ENERGY ARBITRATIONS

*Adam Chisholm**

Depuis 2014, les personnes travaillant dans les domaines de l'arbitrage international et de l'énergie bénéficient de renseignements juridiques d'actualité à ces sujets grâce au *Guide to Energy Arbitrations* [« Guide » ci-après] du Global Arbitration Review[1]. La préface du rédacteur en chef William Rowley positionne la dernière mouture du Guide, qui en est à sa quatrième édition, comme un ouvrage publié en plein engouement pour les arbitrages dans le secteur de l'énergie et des ressources, mais aussi dans un contexte où le monde est frappé par le récent crash pétrolier, la pandémie de la COVID-19 et les sanctions russes.

On peut raisonnablement s'interroger sur la nécessité de publier autant d'éditions du *Guide to Energy Arbitrations* — environ une tous les deux ans. Cette fréquence s'explique par certains développements récents : les décisions faisant autorité de la part des tribunaux internationaux et nationaux ainsi que l'adoption de nouveaux instruments internationaux. William Rowley, Doak Bishop et Gordon Kaiser, qui ont produit l'ouvrage, sont évidemment contraints de le maintenir pertinent à mesure que le paysage international change. Un groupe d'auteurs-collaborateurs internationaux les aide à atteindre cet objectif.

L'introduction du Guide est reprise, à juste titre, dans toutes ses éditions. Elle donne un aperçu du secteur traditionnel de l'énergie et des différends en matière d'investissement liés à l'énergie. Le co-rédacteur Doak Bishop présente les ressources, les marchés, les contrats et les traités dont il est question dans d'autres parties du Guide. Pour ceux qui se familiarisent avec ce domaine, l'introduction constitue un bon point de départ. Après cette introduction, l'ouvrage devient clairement plus spécialisé et porte sur des sujets précis plutôt que sur des questions générales relatives à des points d'intersection entre la défense des intérêts et l'énergie.

La première partie du Guide est consacrée aux litiges entre les investisseurs et l'État dans le secteur de l'énergie. Les lecteurs des éditions précédentes trouveront une mise à jour des chapitres initiaux de la première partie. Le chapitre rédigé par Cyrus Benson et ses collaborateurs à propos du Traité sur la Charte de l'énergie de l'Union européenne (UE) était déjà l'un des plus longs du Guide. La quatrième édition comprend des ajouts importants sur l'utilisation de l'influente décision de mars 2018 de la Cour de justice de l'Union européenne dans l'affaire *Slowakische Republik c Achmea BV*[2] par les États membres de l'UE pour s'opposer au Traité sur la Charte de l'énergie. Des pages d'analyse concernant les événements connexes (qui ont tous eu lieu après la publication de la troisième édition) portent sur l'impact de cette décision.

Le chapitre sur les litiges à propos d'investissement touchant l'industrie des énergies renouvelables en vertu du Traité sur la Charte de l'énergie a également été étoffé par rapport aux éditions précédentes. Igor Timofeyev et ses collaborateurs y proposent désormais une analyse des décisions prises pas plus tard que l'année dernière.

---

* Adam Chisholm est associé et avocat plaidant chez Mcmillan, connu pour son expertise en matière de marchés financiers, de valeurs mobilières, de propriété intellectuelle ainsi que de droit administratif et public.

[1] J William Rowley, Doak Bishop et Gordon E Kaiser. *The Guide to Energy Arbitration*, 4e éd, Londres, R-U, Law Business Research Ltd, 2020, en ligne : Global Arbitration Review <globalarbitrationreview.com/guide/the-guide-energy-arbitrations/4th-edition>.

[2] C-284/16, en ligne : <curia.europa.eu/juris/liste.jsf?num=C-284/16&language=FR>.

La deuxième partie du Guide, portant sur les litiges commerciaux dans le secteur de l'énergie, comprend des mises à jour de la part des auteurs, ainsi que de nouveaux sujets. Les chapitres sur les arbitrages liés aux projets de construction touchant les installations énergétiques et sur les litiges relatifs à la construction de navires hauturiers ont été révisés tout récemment. Parmi les nouveaux points d'intérêt, citons un chapitre étoffé sur les litiges entourant les activités réglementées (rédigé par Gordon Kaiser), qui porte sur la possibilité de recourir à l'arbitrage lorsque des organismes de réglementation se penchent sur un dossier. Ce chapitre comprend une analyse et une référence aux décisions récentes en Amérique du Nord, y compris l'examen de l'impact d'une décision nationale historique de la Cour suprême du Canada en 2019 sur les décisions réglementaires en matière d'énergie[3].

Un nouveau chapitre de la partie sur les litiges commerciaux portant plus précisément sur les arbitrages de l'ALENA dans le secteur de l'énergie, traite autant de la transition vers l'accord États-Unis-Mexique-Canada que des dispositions relatives aux poursuites privées toujours pertinentes (phase transitoire) dans le cadre de l'ALENA. Cette partie, également rédigée par Gordon Kaiser, laisse entendre que les nouvelles poursuites en vertu de la common law sont des outils prometteurs pour traiter des cas autrefois visés par l'article 11 de l'ALENA. Cette partie porte également sur les cas où les investisseurs dans les secteurs du pétrole, du gaz et de la production d'électricité sont admissibles en vertu du nouvel accord.

Les lecteurs ne doivent pas s'inquiéter d'une focalisation excessive sur le continent nord-américain dans cette édition. Comme il est indiqué ci-dessus, des modifications importantes ont été apportées au Guide en ce qui a trait au Traité sur la Charte de l'énergie de l'UE. En outre, les ajouts les plus importants à l'ouvrage portent probablement sur les questions internationales relatives au gaz naturel liquéfié (GNL) qui se posent dans le monde entier. L'introduction du chapitre sur l'approvisionnement en gaz et les arbitrages relatifs au GNL démontre pourquoi le GNL est d'une telle actualité. Hagit Elul et ses collaborateurs écrivent ce qui suit à ce sujet :

> [Traduction]
>
> Les marchés du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié sont en pleine mutation. Même avant la pandémie de la covid-19, l'évolution des marchés du gaz naturel était suffisamment rapide pour perturber les contrats d'approvisionnement à long terme existants et entraîner des vagues d'arbitrage de révision des prix du gaz, principalement en Europe. Depuis ces premiers arbitrages, l'attention s'est également tournée vers l'Asie, où le marché du GNL représente 68 % des importations mondiales. L'Asie a été épargnée par la vague d'arbitrages de l'Europe, en grande partie grâce aux différences systémiques entre les marchés du gaz asiatique et européen, mais cela pourrait être sur le point de changer[4].

La partie suivante de la quatrième édition du Guide est consacrée aux dispositions contractuelles. Cette partie, comme si elle était rattachée au chapitre sur l'approvisionnement en gaz et les arbitrages en matière de GNL qui la précède, contient trois chapitres sur le gaz naturel. Le premier chapitre constitue une mise à jour modeste, mais fondamentale, des auteurs Stephen Amway et George von Mehren sur l'évolution des arbitrages en matière de révision des prix du gaz naturel.

Deux nouveaux chapitres portent sur les litiges relatifs à la révision des prix du gaz et présentent les points de vue de deux praticiens européens de premier plan. Ces nouveaux chapitres proviennent d'avocats expérimentés, l'un contribuant au *The Guide to Energy Arbitrations* pour la première fois, et l'autre y contribuant davantage que par le passé. Le premier nouveau chapitre, rédigé par Devika Khanna, porte sur le processus de révision des prix du gaz, découlant des expériences vécues par l'auteure au cours de l'évolution des marchés du GNL.

---

[3] Voir *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65.

[4] Rowley, Bishop et Kaiser, *supra* note 1 à la p 155.

Le deuxième nouveau chapitre porte sur la détermination des « points d'inflexion dans les analyses des tribunaux d'examen des prix qui déterminent l'issue de ces affaires extrêmement importantes » [traduction][5]. L'avocat d'Edison SpA, Marco Lorefice, fournit des points de vue bien informés étant donné son rôle dans l'élaboration des cadres juridiques pour les projets GNL égyptien et adriatique.

Collectivement, les chapitres sur les dispositions contractuelles et sur l'approvisionnement en gaz et les arbitrages en matière de GNL offrent une expertise sur les arbitrages relatifs à la révision des prix et des enseignements sur leurs possibilités de réussite, mais reflètent également un accent accru sur le marché asiatique du GNL, où « les nouvelles révisions de prix sont à la crête d'une nouvelle vague d'arbitrages en Asie » [traduction][6].

Chaque édition du *The Guide to Energy Arbitrations* comprend une discussion sur des questions de procédure dans les arbitrages au sein du secteur énergétique. La troisième édition a traité de la consolidation, de l'indemnisation et des preuves d'experts. Cette quatrième édition porte uniquement sur l'évolution du premier de ces sujets, alors que Pappas et ses collaborateurs proposent une vision élargie de la manière de gérer les procédures parallèles lorsque la consolidation n'est pas possible dans « *When Consolidation Fails: The Challenges of Parallel Arbitral Proceedings* » (lorsque la consolidation échoue : les défis des procédures arbitrales parallèles). Ce chapitre propose des mesures utiles aux avocats qui rédigent des contrats pour atténuer le risque de procédures arbitrales et judiciaires parallèles, ainsi que des recommandations aux praticiens de l'arbitrage une fois que les litiges ont surgi.

Le marché des services juridiques d'aujourd'hui se définit plus que jamais par la combinaison de l'expertise industrielle et de l'expérience de la pratique juridique. À cette fin, *The Guide to Energy Arbitrations* fournit des renseignements qui sont rattachés uniquement aux points d'intersection entre le droit et la défense des intérêts dans le secteur énergétique. Les rédacteurs notent que parmi les affaires entendues par la Cour d'arbitrage international de Londres en 2019, le plus grand nombre de parties provenait du secteur de l'énergie et des ressources. *The Guide to Energy Arbitrations* est utile pour les intervenants de cette sphère d'activité populaire, car il suit l'évolution du contexte économique et juridique international. ■

[5] *Ibid* à la p 193.

[6] *Ibid* à la p 183.