PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 4, NUMÉRO 4 2016

RÉDACTEURS EN CHEF

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

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

COLLABORATEURS 2016

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mme Venessa Korzan, Stagiaire, DLA Piper, Edmonton

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

M. Duncan Melville, MA, JD, CFA

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

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

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

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

Mme Helen T. Newland, B.Sc, LLB, MA, Associé, Dentons Canada LLP, Toronto

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEURS 2016

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ÉNONCÉ DE MISSION

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

POLITIQUE RÉDACTIONELLE

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

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

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

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

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

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

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

ARTICLES

Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie..... 11
Michael Cleland

Un aperçu de différentes politiques provinciales en matières de changements climatiques au Canada et de leur inidence sur la production d'énergie renouvelable 25
Dufferin Harper, Sharon Wong, Anne Drost, Tony Crossman, Doug Taylor, Nicole Bakker, Nardia Chernawsky et Mathieu Nolin

Plafonnement et échange en Ontario : les leçons à tirer de l'Europe 51
Jason Kroft et Sam Dukesz

Les énergies renouvelables et les marchés de l'électricité de l'Alberta : leçons à tirer de l'Europe..... 55
Kalyan Dasgupta et Simon Ede, avec Leonard Waverman

Concurrence dans le secteur du transport d'électricité : deux expériences canadiennes..... 67
Ian Mondrow

Un requiem pour la présomption de prudence après *OPG* et *ATCO*..... 77
Venessa Korzan et Moin A. Yahya

COMMENTAIRES DE CAS

L'Alberta Utilities Commission confirme qu'elle n'a pas compétence pour évaluer la consultation de la Couronne 85
Martin Ignasiak, Jessica Kennedy et Justin Fontaine

ÉDITORIAL

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

La règlementation et les politiques canadiennes sur l'énergie sont actuellement dominées par des mesures pour contrer les changements climatiques et par une vaste participation aux processus d'examen des nouveaux projets d'infrastructure énergétique. Ces deux sujets sont directement reliés étant donné que les demandes de nombreux groupes et milieux pour participer directement à la prise de décisions sur des projets particuliers sont souvent motivées par leurs points de vue sur les changements climatiques. Le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* apporte une contribution substantielle au débat public concernant ces deux sujets.

En seulement quelques années, le concept d' « acceptation sociale » en est venu à jouer un rôle important dans presque tous les processus d'examen public de projets d'infrastructure énergétique. Hormis le manque de compréhension de ce que signifie exactement cette expression, celle-ci a été élevée au rang de règle qu'il faut absolument respectée – condition préalable *sine qua non* ou absolue – pour qu'un projet soit approuvé. Mais lorsque vient le temps de prendre une décision concernant des projets en particulier, où les tensions entre les intérêts locaux et nationaux (plus vastes) sont inévitables, que doit-on déduire de la déclaration suivante : « Si ce sont les gouvernements qui délivrent des permis aux projets de développement des ressources, seules les communautés peuvent donner leur permission[1]. »

Trouver un juste équilibre entre les intérêts locaux et nationaux pose un défi de taille, plus particulièrement au Canada avec sa grande diversité d'intérêts régionaux et autochtones, et son immense superficie. En cernant et en analysant certaines des dynamiques à ce sujet, l'article vedette du présent numéro d'ERQ intitulé « Une question de confiance : le rôle des communautés dans le processus de décision en matière d'énergie », par Michael Cleland et ces collaborateurs, permettra de mieux relever ce défi. Cet article est fondé sur les résultats de nouvelles recherches de l'Université d'Ottawa et de la Canada West Foundation qui révèlent que la nature de l'opposition locale et les préoccupations sous-jacentes ne correspondent pas souvent à ce que les leaders d'opinion et les décideurs politiques avaient présumé.

Jusqu'à ce jour, les mesures stratégiques et règlementaires pour contrer les changements climatiques ont été mises en œuvre de province en province. Nous disons « jusqu'à ce jour », car à la date de tombée du présent numéro d'ERQ, l'attention s'est quelque peu détourner vers le gouvernement fédéral et l'annonce controversée du 3 octobre de la part du premier ministre au sujet de la proposition d'un prix national pour le carbone[2]. Les initiatives provinciales sur les changements climatiques continueront de jouer un rôle de premier plan que les provinces sont peu susceptibles d'abandonner. C'est pourquoi il est particulièrement opportun que le présent numéro d'ERQ fournisse un aperçu des diverses politiques provinciales sur les changements climatiques à l'échelle du Canada et de leur incidence sur la règlementation de l'énergie renouvelable dans l'article intitulé «Un aperçu de différentes politiques provinciales en matière de changements climatiques au Canada et de leur incidence sur la production d'énergie renouvelable », rédigé par plusieurs avocats de Blake, Cassels et Graydon, LLP, sous la direction de Dufferin Harper.

---

1 Parti libéral du Canada, *Évaluations environnementales*, en ligne : « https://www.liberal.ca/fr/realchange/evaluations-environnementales/».

2 Premier ministre du Canada, *Le premier ministreTrudeau prononce un discours sur la tarification de la pollution par le carbone,* Ottawa, 3 octobre 2016, en ligne : « http://pm.gc.ca/fra/nouvelles/2016/10/03/premier-ministre-trudeau-prononce-discours-la-tarification-de-la-pollution ».

Comme en témoigne cet aperçu, les approches stratégiques et règlementaires pour s'attaquer aux changements climatiques varient et présentent toutes leurs propres défis. Jason Kroft et Sam Dukesz font part de leurs observations sur un modèle particulier dans «Plafonnement et échange en Ontario : les leçons à tirer de l'Europe».

Dans leur article intitulé «Les énergies renouvelables et les marchés de l'électricité de l'Alberta : leçons à tirer de l'Europe », Kalyan Dasgupta et Simon Ede (en collaboration avec Leonard Waverman) se fondent sur l'expérience européenne pour traiter du rôle des marchés de l'énergie renouvelable dans les politiques de décarbonisation, comme le Climate Leadership Plan de l'Alberta.

L'article d'Ian Mondrow intitulé «Concurrence dans le secteur du transport d'électricité: deux expériences canadiennes » porte sur un examen des initiatives provisoires en Ontario et en Alberta visant à introduire la concurrence dans le domaine du transport de l'électricité. Ce n'est pas un hasard, souligne-t-il, que les deux secteurs de compétence canadiens qui aspirent à développer des marchés de l'électricité concurrentiels aient trouvé un moyen d'introduire la concurrence dans le développement de nouvelles infrastructures de transport, et c'est pourquoi la « concurrence dans le transport d'électricité » n'est plus une contradiction en soi.

Dans leur article, « Un requiem pour la présomption de prudence après *OPG* et *ATCO*», Venessa Korzan et Moin Yahya font valoir que, dans deux récentes décisions, la Cour suprême du Canada a conclu que les organismes de règlementation pouvaient examiner les coûts (peu importe qu'ils soient déjà engagés ou prévisionnels) selon le critère de conformité à la loi ou celui du caractère raisonnable, ce choix étant laissé à leur discrétion. L'opinion auparavant répandue que les coûts prévisionnels devraient être examinés par divers organismes de règlementation selon le critère du caractère raisonnable prévu dont le fardeau de la preuve incombe aux services publics, alors que les coûts déjà engagés devraient être examinés en vertu d'un critère de présomption de prudence, n'est plus valide.

Martin Ignasiak, Jessica Kennedy et Justin Fontaine commentent la récente décision de l'Alberta Utilities Commission (AUC) confirmant qu'elle n'a pas compétence d'examiner ou d'évaluer la pertinence de la consultation de l'État auprès de groupes autochtones qui pourraient être touchés par un projet faisant l'objet d'un examen. La décision rendue, concluent-ils, permettra d'établir l'étendue de futures poursuites relatives à des installations devant l'AUC. ■

UNE QUESTION DE CONFIANCE : LE RÔLE DES COMMUNAUTÉS DANS LE PROCESSUS DE DÉCISION EN MATIÈRE D'ÉNERGIE

*Michael Cleland**

Introduction

Les projets de développement énergétique font parfois face à une puissante opposition à l'échelle locale, dans les collectivités canadiennes. Les entreprises du secteur de l'énergie se sont retrouvées sous la loupe et les organismes de règlementation ont été contraints de revoir leur rôle en évolution dans ce nouveau contexte. De nouvelles études, réalisées à l'Université d'Ottawa et par la Canada West Foundation, montrent que la nature de cette opposition, et des préoccupations sous-jacentes, ne sont pas celles auxquelles pensaient les dirigeants et les décideurs politiques. Surtout, l'opposition locale n'est pas limitée aux oléoducs et aux sables bitumineux, pas plus qu'aux changements climatiques.

Le présent article fait fond sur un deuxième et dernier rapport d'un projet visant à mieux cerner ce qui suscite la confiance des collectivités à l'égard des processus décisionnels relatifs à des projets énergétiques. Le projet visait à mieux comprendre la relation entre les collectivités locales et les pouvoirs publics dans le secteur du développement énergétique, à cerner les raisons à l'origine des pénuries de confiance et à définir des solutions pour rétablir cette confiance.

Deux questions de recherche étroitement liées l'une à l'autre ont été examinées dans le cadre de cette étude :

- Quels sont les facteurs qui favorisent une plus grande satisfaction dans les collectivités locales à l'égard du processus de choix d'emplacement de l'infrastructure énergétique?

- Quel est le degré de confiance de la collectivité locale envers les mesures prises par les pouvoirs publics pour ce qui est de la nouvelle infrastructure énergétique?

Le projet découle d'une observation primaire : que le débat national croissant au sujet de la confiance à l'égard des processus décisionnels dans le cas des projets énergétiques laisse trop peu de place à l'expression des collectivités locales elles-mêmes. En d'autres termes, même si bon nombre de collectivités locales soulèvent des préoccupations sur certains sujets, celles-ci ne se traduisent pas nécessairement en observations générales ou en conclusions qui pourraient être appliquées à d'autres projets ou collectivités. On se perd aussi beaucoup en conjectures et dans les discussions en tentant de déterminer ce que pensent les collectivités, d'expliquer pourquoi elles répondent de certaines façons aux processus décisionnels relatifs à des projets énergétiques et de définir le rôle des autorités de règlementation, des

* Michael Cleland est un professionnel en résidence collaborant au projet Énergie Positive de l'Université d'Ottawa. Cet article a été écrit en collaboration avec Shafak Sajid – Analyste de politiques, *Canada West Foundation*; Stephen Bird – Professeur agrégé de science politique, Clarkson University, New York et Chercheur, Chaire de recherche Fulbright en matière de gouvernance et d'administration publique, Université d'Ottawa; Louis Simard – Professeur agrégé, École d'études politiques, Université d'Ottawa; et Stewart Fast – Associé principal de recherche, Institut de recherche sur la science, la société et la politique publique, Université d'Ottawa.

promoteurs, des décideurs, des dirigeants locaux et des ONG aux échelles locale ou régionale et nationale dans ce processus. Les connaissances empiriques sont relativement limitées quant à savoir ce qui se passe sur le terrain dans les collectivités. À la lumière de tous ces éléments, nous avons décidé d'entreprendre une série d'études de cas à l'échelle communautaire.

Approche et méthodologie

La recherche préliminaire entreprise avant la recension d'études de cas détaillées a été décrite dans un rapport provisoire intitulé *Fair Enough: Assessing Community Confidence in Energy Authorities*[1]. Celui-ci a été établi à partir d'une série d'entrevues réalisées auprès de dirigeants du secteur de l'énergie de partout au pays et d'une recension de la littérature didactique pour établir l'assise analytique des études de cas. Les études de cas ont été évaluées par une combinaison d'entrevues semi-dirigées (86 au total dans six collectivités) et d'enquêtes téléphoniques qui ont permis de joindre 1 795 résidents du 26 juillet au 7 septembre 2016 dans quatre des collectivités ciblées[2]. Les détails sur la conception et les méthodes de recherche peuvent être consultés dans le rapport final (A Matter of Trust: The Role of Communities in Energy Decision-Making)[3].

L'ensemble de la littérature et la vaste majorité des entrevues effectuées à des niveaux décisionnels supérieurs abordent la notion de confiance (Nourallah, 2016)[4]. Quoi qu'il en soit, le manque de confiance à lui seul en dit peu quant à ce qu'il convient de faire. Il est possible de cerner des observations plus utiles en examinant notre compréhension à travers les lentilles de précision de « l'équité » et en axant notre approche sur ce thème balisé par les quatre dimensions décrites ci-dessous. L'analyse des six études de cas communautaires dont il est question dans le présent article est structurée de cette façon.

Voir le tableau ci-dessous.

Les constatations – axées sur les concepts mentionnés ci-dessus et brièvement décrites ci-dessous – racontent l'histoire des résidents principalement dans les petites collectivités ou les collectivités rurales, et leur expérience à l'égard des processus règlementaires.

Notre recherche montre clairement qu'au Canada, l'opposition aux projets énergétiques dépasse les projets de sables bitumineux et de pipelines connexes, et touche différents types de projets énergétiques. Bon nombre de nos études de cas s'intéressent à des projets d'électricité – une ligne électrique, un barrage hydroélectrique, des centrales alimentées au gaz et un parc d'éoliennes. Certains ont été

Dimensions favorisant la confiance	Principales caractéristiques
Contexte	La nature de la collectivité et du projet, les influences externes importantes, y compris les expériences ailleurs et la planification et les cadres règlementaires.
Valeurs et intérêts	Ils sont multiples et souvent contradictoires. Perceptions à l'égard des coûts, des avantages et des risques. Aspects négociables et non négociables.
Information et capacité	Utilisation par le public de l'information sous-jacente au processus décisionnel et confiance envers celui-ci. Capacité d'obtenir et d'utiliser l'information appropriée.
Mobilisation et participation au processus décisionnel	L'occasion pour le public de participer de façon significative aux décisions et de les influencer.

1 Michael Cleland et al, *Fair Enough: Assessing Community Confidence in Energy Authorities*, Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa, 2016.
2 Deux des collectivités, Nation crie de Nisichawayasihk (NCN), Manitoba et St-Valentin (Québec) ne présentaient pas une popultion qui se prêtait à un échantillonnage statistiquement significatif, de sorte qu'il n'y a aucune donnée quantitative pour ces collectivités.
3 Michael Cleland et al, *A Matter of Trust: The Role of Communities in Energy Decision-Making*, Ottawa, Université d'Ottawa et Canada West Foundation, octobre 2016 [À venir].
4 Laura Nourallah, *Communities in Perspective: The Dimensions of Social Acceptance for Energy Development and the Role of Trust,* Positive Energy Project, Ottawa, Université d'Ottawa, 2016.

approuvés et d'autres non. Certains ont été construits avec l'appui de la collectivité et d'autres sous les protestations des collectivités.

En outre, bien que bon nombre de décideurs continuent de tenir pour acquis que les préoccupations relatives aux changements climatiques soulèvent l'opposition à l'échelle locale, nos travaux montrent que ce n'est pas le cas. D'autres facteurs semblent avoir été beaucoup plus importants, notamment la sécurité, la nécessité, la distribution des bénéfices, les répercussions sur l'environnement local (p. ex. contamination de l'eau), les pratiques restrictives en matière de consultation/de communication et l'absence de participation locale au processus décisionnel.

De l'exploration des gaz de schiste sur la côte Est aux parcs d'éoliennes dans le centre du Canada jusqu'au terminal pipelinier proposé sur la côte Ouest, les autorités et les collectivités locales demandent à jouer un rôle accru afin d'avoir leur mot à dire lorsque les décisions économiques et environnementales prises par des tiers ont une incidence sur leur avenir. Une chose semble très claire – le cercle élitiste centralisé qui prend des décisions avec peu de mobilisation à l'échelle locale devient rapidement chose du passé.

Il est difficile de résumer en quelques mots les observations dégagées des six études de cas, et une attention particulière au synopsis des études de cas sera certainement valable, mais par souci de concision, nous pouvons formuler les observations suivantes :

- **Le contexte est important.** Dans l'ensemble des études de cas, différents facteurs contextuels ont influé sur le degré de confiance de la collectivité à l'égard du processus et des résultats. Les principaux facteurs comprennent les expériences passées dans le cadre de projets antérieurs, la culture rurale et locale qui créent un contexte dans lequel le projet énergétique et les processus règlementaires deviennent intrinsèquement intrusifs. Nous devons favoriser la flexibilité et approfondir notre compréhension des processus pour réagir à diverses réalités.

- **Les intérêts, bien qu'ils soient importants, jouent un rôle secondaire par rapport aux valeurs.** Les facteurs négociables, comme les emplois, l'investissement communautaire et les bénéfices tirés des ressources importent certes, mais dans la plupart des cas, ils étaient secondaires par comparaison aux valeurs. Il y a des cas où les valeurs profondément enracinées – comme l'environnement essentiellement rural, la pureté de l'air ou simplement l'importance d'être traité avec ouverture et équité – dominent les perceptions communautaires. Il est clair que les arguments uniquement axés sur les aspects économiques ne suffiront pas à ébranler les valeurs auxquelles souscrivent les intéressés.

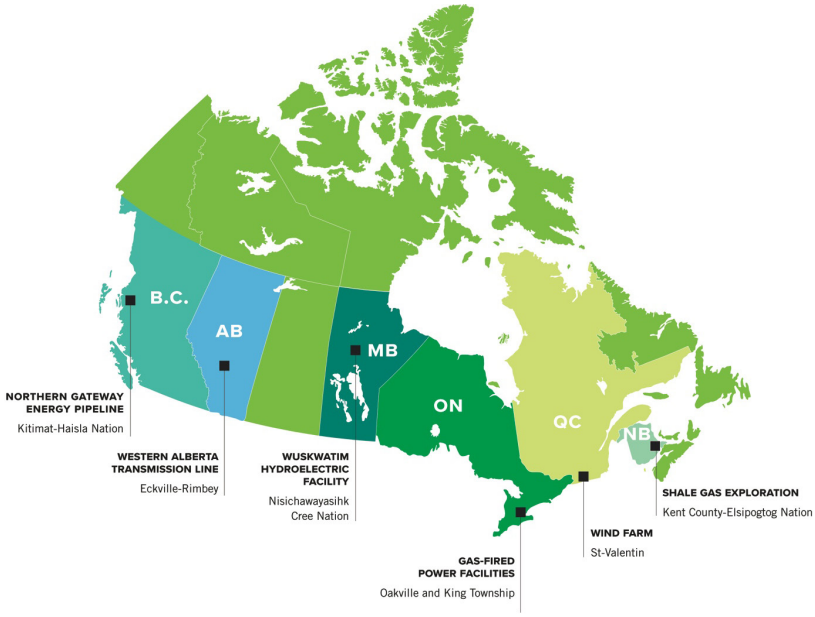
- **L'information importe, mais l'éducation énergétique n'est pas le problème.** D'une façon générale, les collectivités dont il est question dans les études de cas s'informent activement et abordent les enjeux avec une certaine part d'objectivité; toutefois, le facteur temps, les voies de communication, les sources, la nature et la qualité de l'information exercent une influence sur la confiance de la collectivité à l'égard du processus décisionnel. Bien qu'il n'existe aucune stratégie d'information idéale, « l'information sur l'information » – qui la détient, où elle se trouve, comment on peut y accéder – est un facteur qui importe dès le commencement.

- **La mobilisation doit être réelle et intervenir tôt durant le processus.** Dans les six cas étudiés, la mobilisation a pris différentes formes, mais elle a été négligée à l'égard de plusieurs aspects. La mobilisation communautaire doit être plus tangible que la simple communication d'avis et la tenue de quelques assemblées locales. Elle doit prendre la forme de véritables consultations offrant une réelle possibilité de modifier les plans. Pour aller plus loin, elle peut comprendre une véritable collaboration avec la collectivité qui acquiert un rôle important dans le processus et même un intérêt direct à l'égard du projet.

Études de cas

Projet et collectivité	Approuvé ou non, construit ou non (si construit, quand)	Principale compétence responsable	Linéaire/ régional/ local	Énergie/ carburant, fossile/ renouvelable
Oléoduc du Northern Gateway – Nations Kitimat et Haisla (Colombie-Britannique)	Approuvé, mais pas (encore) construit	Gouvernement fédéral	Linéaire	Transport de carburant; fossile
Western Alberta Transmission Line (WATL) – Eckville-Rimbey (Alberta)	Approuvé, construit et en service, décembre 2015	Gouvernement provincial d'Alberta	Linéaire	Ligne de transmission; fossile et renouvelable
Centrale hydroélectrique de Wuskwatim – Nation crie de Nisichawayasihk (NCN) (Manitoba)	Approuvé, construit et en service, juin 2012	Gouvernement provincial du Manitoba	Local	Électricité; renouvelable
Centrales au gaz naturel en milieu urbain –Comté d'Oakville et de King (Ontario)	Oakville – non approuvé. King – approuvé et en service, mai 2012	Gouvernement provincial de l'Ontario	Local	Électricité; fossile
Parc d'éoliennes – St-Valentin (Québec)	Non approuvé	Gouvernement provincial du Québec	Local/ régional	Électricité; renouvelable
Exploration de gaz de schiste – Comté de Kent et nation Elsipogtog (Nouveau-Brunswick)	Non approuvé	Gouvernement provincial du Nouveau-Brunswick	Régional	Carburant; fossile

Études de cas communautaires : Guide de référence rapide



Voir l'étude de cas à la page suivante.

Oléoduc du Northern Gateway – Nations Kitimat et Haisla (Colombie-Britannique)

L'oléoduc du Northern Gateway a été nommé par son promoteur Enbridge, dans une proposition visant à construire un oléoduc reliant Bruderheim (Alberta) et Kitimat (C.-B.), pour transporter 525 000 barils par jour de bitume dilué. S'il était construit, l'oléoduc franchirait 1 176 kilomètres, principalement du nord de la C.-B., et toucherait les territoires de plus de 50 groupes autochtones dans le nord-ouest de la C.-B. Le produit livré serait transbordé sur des navires-citernes aux installations portuaires en eau profonde de Kitimat et les navires-citernes en retour traverseraient le canal Douglas avant d'atteindre les eaux libres.

Dans ce cas, la principale autorité de règlementation était l'Office national de l'énergie, qui a mis sur pied une Commission d'examen conjoint (CEJ) sous l'autorité de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (*LONE*)[5] et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (*LCEE*).[6]

Le projet est devenu l'un des projets énergétiques les plus controversés au Canada au cours des dernières années. Il s'est buté à de l'opposition à différentes étapes, depuis le tout début jusqu'au processus règlementaire (Commission d'examen conjoint) et de la part de différents groupes, y compris de nombreux ONGE (Organisation non gouvernementale de défense de l'environnement), de collectivités autochtones et de résidents des collectivités touchées par le projet. Malgré une approbation conditionnelle de la CEJ, le projet n'est pas allé de l'avant. Ses perspectives à venir sont grandement assombries par le projet d'interdiction de circulation des navires-citernes sur la côte Nord de la C.-B. du gouvernement fédéral, et une décision de la Cour de juin 2016 selon laquelle le gouvernement n'avait pas satisfait à son obligation de consulter les groupes autochtones concernés.

Principales observations :

- Il s'est dégagé des entrevues et sondages que la collectivité était divisée par rapport au projet. Un résident de Kitimat sur deux ayant participé au sondage appuie complètement ou partiellement le projet de Northern Gateway, alors que deux sur cinq s'y opposent complètement ou partiellement.

- Les préoccupations exprimées dans les collectivités touchées couvertes par cette étude de cas (nations Kitimat et Haisla) étaient axées sur la sécurité et le risque de déversement. Trois résidents sur quatre sont d'accord ou dans une certaine mesure d'accord pour affirmer que l'oléoduc augmente le risque d'accidents qui pourraient entraîner des répercussions négatives sur l'environnement dans leur collectivité et au-delà de ses limites. D'autres collectivités le long du tracé de l'oléoduc se préoccupaient aussi des déversements, de même que de la perturbation de l'air et de la nature relativement sauvage vierge.

- Dans l'ensemble, les résidents de Kitimat présentaient un degré de confiance relativement faible à l'égard des pouvoirs publics; en effet, 54 % des résidents interrogés n'avaient pas confiance aux organismes de règlementation pour prendre des décisions relatives à des projets énergétiques.

- À mesure que s'est accrue l'opposition contre le projet de Northern Gateway, il s'est avéré que celle-ci visait plus que simplement le projet. Pour les groupes à l'extérieur des collectivités directement touchées, le projet est devenu un véhicule pour soulever des enjeux plus généraux, comme la corrélation entre le transport de combustibles fossiles et les changements climatiques.

- À Kitimat, la possibilité d'une raffinerie a modifié les discussions. Bon nombre de résidents de Kitimat estiment que lorsque l'on exporte des ressources du Canada, il est important d'en retirer le plus possible de bénéfices et d'emplois. Les réflexions qui circulent sur la côte Ouest peuvent se résumer ainsi « le bitume est mauvais, mais le produit

5 *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7.
6 *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, LC 2012, c 19.

raffiné est bon ».

- Aux yeux de la collectivité, le promoteur ainsi que l'organisme de règlementation ont échoué sur le plan de la mobilisation. Parmi les facteurs mis en relief, notons la méthode, le moment (pas suffisamment tôt) et l'absence d'une mobilisation tangible de la collectivité.

- L'une des plus importantes lacunes de ce projet, cernée par les personnes en sa faveur et d'autres participants interrogés, est le manque de sensibilité au contexte communautaire et de consultation de la localité sur le projet pour donner des conseils aux promoteurs et aux organismes de règlementation pendant l'exécution du projet.

Projet Western Alberta Transmission Line (WATL) – Eckville et Rimbey (Alberta)

Le projet WATL est une ligne de transport d'électricité à courant continu de 500 kilovolts entre Genesee et Langdon (Alberta). La ligne WATL a été construite et elle appartient à AltaLink Management Ltd., la plus importante entreprise de transport d'électricité règlementée d'Alberta. La demande initiale du projet WATL a été présentée en 2011. Toutefois, le projet WATL avait été précédé par le projet de transport nord-sud d'AltaLink, qui a été amorcé en 2004, et entendu dans le cadre d'audiences de la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) en 2007. Ce processus a été grandement controversé et a éventuellement mené à la suspension du projet; cela a eu une influence importante sur les attitudes à l'égard du projet WATL qui a été présenté par la suite.

L'un des aspects inhabituels de ce cas est le scandale de 2007. Il a été révélé que la CESP avait embauché des enquêteurs privés pour écouter clandestinement les propriétaires fonciers qui s'étaient opposés au projet de transport nord-sud. Jumelé à d'autres préoccupations, l'incident a porté atteinte à la crédibilité de la CESP, en tant qu'organisme quasi judiciaire indépendant, ce qui a mené à sa dissolution. Le projet a été marqué par des changements touchant le processus de règlementation, des institutions et des changements législatifs. Le projet WATL a éventuellement été approuvé par l'Alberta Utilities Commission (AUC, l'organisation qui a succédé à la CESP) après une nouvelle ronde d'audiences, mais la controverse par rapport à la proposition antérieure a alourdi le projet sur le plan politique et érodé une certaine part de l'appui politique historique du gouvernement provincial dans les régions rurales.

Principales observations :

- La plus grande préoccupation des propriétaires fonciers à l'égard du projet était la décision de ne pas mener une évaluation des besoins publique au moment où le projet a été mis de l'avant. Les propriétaires fonciers estimaient que la ligne de transport était tout simplement inutile et, par conséquent, ne valait pas la perturbation qu'elle entraînerait. Plus de la moitié des résidents ayant participé au sondage ont affirmé qu'une évaluation juste des besoins, démontrant la nécessité de la ligne de transport, pourrait les avoir fait changer d'opinion. Après les besoins, la principale préoccupation concernait l'impact de la ligne de transport sur la valeur des propriétés et les exploitations agricoles (62 % étaient d'accord ou d'accord dans une certaine mesure).

- Des entrevues, il s'est dégagé un accord général selon lequel la collectivité et les propriétaires fonciers ne faisaient pas confiance à l'organisme de règlementation pour prendre une décision juste dans l'intérêt des Albertains. On a constaté un sentiment généralisé voulant que le processus soit « miné » dès le départ, et que l'organisme de règlementation n'était pas indépendant de l'industrie et du gouvernement. Soixante pour cent des résidents interrogés n'avaient pas confiance aux pouvoirs publics pour prendre des décisions sur des projets énergétiques et estimaient que l'organisme de règlementation n'était pas indépendant du gouvernement et de l'industrie.

- Une fois la confiance perdue, il est difficile de la rétablir. Dans l'esprit des participants interrogés, l'expérience avec la CESP, dans le cadre du processus initial dont l'issue a été fatale, ne pouvait être séparée du projet WATL subséquent. Des sentiments de méfiance et d'irrespect ont transpiré tout au long du processus d'approbation du projet

WATL, en dépit des efforts déployés pour corriger certains des problèmes rencontrés au départ. Aujourd'hui, 71 % des répondants appuient ou appuient en quelque sorte le projet de ligne de transport WATL, mais 58 % ne croient pas que les organismes de règlementation peuvent prendre des décisions de façon indépendante.

- L'étude de cas a cerné une déconnexion entre les organismes de règlementation et le milieu rural albertain. Surtout, les propriétaires fonciers ont mis en relief le manque de compréhension de la part de l'organisme de règlementation du contexte agricole rural (p. ex. inscrire au calendrier les audiences pendant la période de pointe de la saison des récoltes).

Centrale hydroélectrique de Wuskwatim – Nation crie de Nisichawayasihk (Manitoba)

Le projet de station hydroélectrique de Wuskwatim devait être une centrale et un barrage hydroélectrique sur la rivière Burntwood dans le nord du Manitoba. Au cours des consultations relatives au projet, la conception de celui-ci a été considérablement transformée pour en faire un projet de barrage à faible hauteur (c.-à-d. petite chute) entraînant une inondation négligeable et une capacité de production réduite de 200 MW. Le promoteur du projet était Manitoba Hydro, entièrement détenue par le gouvernement du Manitoba. Dans ce cas, il y avait un processus de règlementation conjoint qui relevait principalement de la Commission de protection de l'environnement du Manitoba (CPEM) en collaboration avec le Ministère des pêches et océans du gouvernement fédéral.

Le projet de Wuskwatim était le premier exemple au Canada d'une entreprise de services publics (Manitoba Hydro) et d'une collectivité autochtone (la Nation crie de Nisichawayasihk [NCN]) qui concluent un partenariat pour développer une centrale hydroélectrique majeure. La collectivité était divisée; même si bon nombre des membres de la collectivité ont affirmé accorder de l'importance aux avantages économiques et aux occasions d'emploi, de nombreux enjeux ont été soulevés lors des audiences. Ceux-ci comprennent les préoccupations environnementales relatives aux répercussions du projet sur l'habitat, la faune et la qualité de l'eau. Un thème récurrent était l'héritage de méfiance fondé sur les répercussions négatives de projets hydroélectriques antérieurs, y compris pour ce qui est des inondations accrues et une croyance voulant que Manitoba Hydro n'ait pas tenu ses promesses. Ce sentiment était non seulement palpable dans la NCN, mais aussi dans d'autres collectivités autochtones à proximité.

Principales observations :

- La participation de la Nation crie de Nisichawayasihk aux phases de conception et de planification du projet est à l'origine d'une refonte importante de la conception de celui-ci. Les commentaires suggéraient de combiner l'intégration des connaissances traditionnelles aux connaissances scientifiques lors des études des évaluations environnementales.

- La mobilisation n'a pas cessé avec la construction du projet. Par exemple, des cérémonies traditionnelles ont été tenues avant le début des travaux de construction et se sont poursuivies tout au long de la période de construction qui a duré six ans. La NCN a été mobilisée sur une base continue dans le cadre du processus de surveillance et d'évaluation.

- Les promoteurs ont dû s'adapter aux changements dans le marché régional de l'énergie qui ont eu une incidence sur les bénéfices prévus et les avantages économiques pour la collectivité. Cela a nécessité des consultations et des changements supplémentaires à l'accord de projet. Les changements incluaient des options d'investissement supplémentaires et des clarifications relatives aux emplois créés dans l'entente initiale.

Centrales au gaz naturel en milieu urbain – comtés d'Oakville et de King (Ontario)

Cette étude de cas a comparé deux centrales électriques au gaz naturel en périphérie de la région métropolitaine de Toronto. Les centrales au gaz proposées dans la ville d'Oakville (ouest de Toronto) et dans le comté de King (nord de Toronto) faisaient partie d'une initiative provinciale visant à mettre à niveau et à augmenter la capacité de production dans la foulée des décisions de fermer les centrales

au charbon et de fermer temporairement une série de centrales nucléaires. De 2006 à 2007, l'Ontario Power Authority (OPA) a participé à un processus de planification général intégré de systèmes de production d'électricité pour déterminer s'il était nécessaire de construire de nouvelles installations, y compris celle-ci.

Le processus de planification du système de production d'électricité est à l'origine du choix d'emplacement de plus de 30 projets de production et de transport d'électricité de 2006 jusqu'à 2014. On avait mis en place des processus d'approvisionnement concurrentiels dans le cadre desquels différents promoteurs proposaient diverses solutions (sites, conception d'installation, emplacements) en réponse à une demande de propositions. La province pouvait alors déterminer les propositions retenues au moyen d'un processus d'évaluation coté. Bon nombre des préoccupations (mais pas toutes) qui ont fait l'objet de discussions dans l'étude de cas ont finalement été réglées par une série de recommandations relatives à la planification et au choix des emplacements, par l'OPA et l'Independent Electricity System Operator (IESO), en 2013, et par la fusion des deux entités en 2015.

Oakville

En août 2008, le ministère de l'Énergie a demandé à l'OPA de mener un processus concurrentiel dans le but de se procurer une station de production au gaz à cycle combiné de 850 MW dans la région. Les résidents d'Oakville ont organisé une résistance à la construction de cette usine, surtout après avoir appris que la société TransCanada avait remporté le concours. En mars 2009, Oakville a adopté un règlement administratif intérimaire pour suspendre les travaux, tout en organisant d'importantes activités d'opposition fondées sur des préoccupations environnementales. La Commission des affaires municipales de l'Ontario a confirmé le règlement de la ville d'Oakville en décembre, et plusieurs autres processus règlementaires ont été utilisés par la ville pour ralentir le processus ou y mettre fin. En octobre 2010, le gouvernement de l'Ontario a annulé le projet de construction d'usine et amorcé des activités de négociation et de planification avec TransCanada par rapport un autre lieu, à Napanee, où l'usine deviendra opérationnelle en 2018.

Comté de King

Le besoin de doter le comté de King d'une station hydroélectrique a été cerné en 2005 dans le cadre d'une demande de la Commission de l'énergie de l'Ontario qui demandait à l'OPA de répondre aux besoins croissants dans la région de North York (et plus tard dans le cadre du plan énergétique plus général de l'Ontario). En 2008, l'OPA a lancé un processus d'approvisionnement concurrentiel, lequel a finalement donné lieu à l'adjudication du marché au York Energy Centre dans le comté de King. À l'instar d'Oakville, en janvier 2010, la municipalité a adopté un règlement administratif de contrôle intérimaire. Cependant, en juillet, le gouvernement ontarien a adopté, par décret en conseil, le règlement 305/10[7], qui exemptait la centrale électrique d'être assujettie à la *Loi sur l'aménagement du territoire*[8] (surtout parce que l'on se préoccupait du fait qu'elle se trouve dans la ceinture verte, une zone environnementale protégée) et aussi de règlements locaux (p. ex. changements dans les règles locales de planification de zonage). Les actions en justice et d'autres procédures administratives ont été déboutées. L'usine a été construite et a commencé à produire de l'électricité en mars 2012.

Principales observations :

- Ces deux cas étaient caractérisés par des préoccupations importantes relatives à l'interférence politique et au manque d'indépendance de l'organisme de règlementation. Ces actions sont survenues à la fois pendant et après les processus d'approvisionnement. Des préoccupations semblables ont été exprimées au sujet de l'annulation du projet d'usine d'Oakville et des règlements pour soustraire l'usine de King à l'application du règlement sur l'évaluation environnementale ou de lois municipales. Plus de 65 % des résidents ont exprimé des préoccupations relatives à l'indépendance de l'organisme de règlementation du gouvernement ou de l'industrie.

- Bon nombre d'intervenants se

7 *Energy Undertakings: Exempt Undertakings,* O Reg 305/10.
8 *Loi sur l'aménagement du territoire,* LRO 1990, c P.13.

sont plaints qu'il n'existait aucun processus complet pour intégrer les préoccupations relatives à la sécurité, à la nécessité, à l'économie, aux répercussions sur l'environnement et aux qualités communautaires. Bon nombre d'aspects du processus de choix du site minimisaient certains types de répercussions ou ne permettaient pas d'en tenir compte. Ces types de préoccupation étaient à la base de la volonté d'opposition de plus de 60 % des résidents qui se sont opposés au projet. Plus de 70 % des répondants se préoccupaient des répercussions sur l'environnement local.

- Le processus d'approvisionnement concurrentiel a créé une dynamique selon laquelle les participants éventuels étaient contraints de porter attention aux multiples sites possibles et promoteurs, de sorte qu'il devenait difficile de consacrer les ressources appropriées au processus de choix de l'emplacement. Les résidents se sont aussi plaints qu'on ne les avait pas consultés et que les communications étaient unidirectionnelles. Plus de 50 % des résidents se sont dits préoccupés par l'absence d'occasions d'exercer une influence dans le processus, particulièrement à une étape précoce.

- Les résidents se sont plaints abondamment de la difficulté d'obtenir des renseignements détaillés de la part des organismes de règlementation et des promoteurs. Quarante pour cent des résidents se sont dits préoccupés par le manque de disponibilité de l'information.

Parc d'éoliennes – St-Valentin (Québec)

Le projet de TransAlta à St-Valentin a été sélectionné par Hydro-Québec en 2008 au terme d'une demande de propositions pour la production d'énergie éolienne au Québec (2005-2007). Le projet devait être situé dans la partie sud de la province, à 50 kilomètres de Montréal, et offrir une capacité de production totale de 51,8 MW à partir de 19 turbines de deux MW et de six turbines de 2,3 MW. Un changement de promoteur pendant le projet – qu'on appelle un « flip » – a terni les relations avec les intervenants (le transfert à un nouveau promoteur est fréquent dans ce secteur. Il s'agit de la vente du projet à un nouveau promoteur après qu'un marché d'approvisionnement eut été obtenu, mais avant la phase de mise en œuvre).

St-Valentin, qui compte 500 habitants, est la plus petite des 14 municipalités qui composent la MRC du Haut-Richelieu (Municipalité régionale de comté). La principale activité économique de la municipalité et de la région avoisinante est l'agriculture. Les grandes superficies de terre agricole plates sont considérées parmi les meilleures au Québec. La municipalité de St-Valentin est située le long de la rivière Richelieu, près de la municipalité de St-Paul-de-l 'île-aux-Noix et du Lac Champlain. Il s'agit d'un point d'accès populaire par bateau aux États-Unis.

Après une série de réunions amorcées en 2006 avec les propriétaires fonciers (ceux sur les terres de qui les turbines devaient être installées), suivie par le soutien officiel de la municipalité (et d'un accord officiel relatif à des redevances) et l'adjudication d'un marché par Hydro-Québec en 2008, l'étude d'impact sur l'environnement a été entreprise en 2010. Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) était responsable des audiences publiques, le ministère de l'Environnement était responsable du processus général et le gouvernement provincial était responsable de rendre la décision finale.

Le peu de consultation et d'occasions d'apporter des modifications au projet est à l'origine de l'opposition de la part des citoyens de St-Valentin et d'une coalition des maires des municipalités environnantes. Le BAPE a recommandé que le projet soit rejeté, ce qu'a fait le gouvernement provincial en juillet 2011, car l'acceptation sociale nécessaire au développement durable était à toutes fins utiles insuffisante. La décision du BAPE combinée avec la faible demande pour l'énergie éolienne, parce que d'autres projets avaient été développés dans le cadre du deuxième appel du gouvernement, est à l'origine de l'annulation de ce projet.

Principales observations :

- Dès le commencement, le secteur de l'énergie éolienne était influencé par des décisions purement politiques visant le développement économique d'une

région en particulier (Gaspésie) et par un membre important du gouvernement du Québec. Ces deux facteurs ont érodé la perception de légitimité à l'égard du secteur.

- Le projet a été proposé pendant la phase de développement du secteur de l'énergie éolienne. Les procédures et les règles n'étaient pas clairement définies, en particulier aux échelles régionale et locale.

- Les processus de consultation et de décisions :

    - n'étaient pas adaptés à la portée régionale et à l'incidence du projet, c.-à-d. ils n'étaient pas suffisamment ouverts aux municipalités voisines de St-Valentin. En outre, le processus de consultation et de négociation était trop contraignant pour permettre la modification du projet du point de vue d'un citoyen.

    - Le processus à deux étapes d'adjudication du marché et d'autorisation gouvernementale finale a interagi avec le processus de transfert à un nouveau promoteur, ce qui a sapé la confiance à l'égard du promoteur et des pouvoirs publics.

- L'opposition était très bien organisée et enrichie d'une expérience et d'une expertise aux échelles régionale, provinciale et internationale. Les audiences publiques du BAPE ont créé des conditions favorables aux détracteurs.

- L'impact prévu sur le paysage a rendu le projet incompatible avec la nature agricole de la région et du mode de vie rural. Le projet était très près de la rivière Richelieu, dont la biodiversité est riche. La présence de bon nombre d'agriculteurs locaux prospères et de professionnels à la retraite lors des audiences a renforcé cet effet.

Exploration des gaz de Schistes dans le comté de Kent - Nation Elsipogtog (Nouveau-Brunswick)

Dans le cadre des tentatives visant à participer à la croissance continentale de l'industrie des gaz de schiste en 2010, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a attribué à SWN Energy Co, établie au Texas, des permis d'explorer 20 % du potentiel de gaz de schiste de la province, y compris de grandes parties du comté de Kent dans le sud-est du Nouveau-Brunswick. Cette région, choisie aux fins de l'étude de cas, arbore un amalgame de villages côtiers et intérieurs, des régions forestières et la réserve communautaire de la nation Elsipogtog qui abrite environ le dixième des 30 800 résidents du comté de Kent. Le contexte du comté de Kent comprend un historique d'expropriations, des faibles taux d'alphabétisme et un amalgame unique de cultures acadiennes, anglophones et de la nation Elsipogtog. Les manifestations persistantes, les blocus des activités d'exploration survenus au cours de l'été de 2013 dans le comté de Kent ont culminé par des effusions de violence à l'automne 2013. Dans le cadre de cette manifestation, le peuple Mi'gmaq de partout dans les Maritimes a fait des revendications au titre des obligations découlant de traités pour protéger la région.

Après que les permis d'exploration eurent été délivrés en 2010, les manifestations publiques dans différentes régions d'exploration partout au Nouveau-Brunswick, y compris dans le comté de Kent, ont pris de court les organismes de règlementation (ministère de l'Énergie et des Mines, ministère de l'Environnement et gouvernement local). La province a introduit une série de règles en 2011, puis de nouveau en 2013, pour répondre aux préoccupations relatives à la contamination de l'eau; toutefois, l'opposition publique est demeurée élevée. Un nouveau gouvernement provincial élu en octobre 2014 a donné suite à sa promesse d'imposer un moratoire sur la fracturation hydraulique en décembre 2014. Le nouveau gouvernement a nommé une commission pour tenir des audiences partout dans la province en 2015 afin d'en apprendre un peu plus sur l'origine fondamentale des préoccupations publiques sous-jacentes. La commission a publié son rapport au début de 2016 puis, en mai 2016, le gouvernement a prolongé le moratoire pour une période indéterminée.

Principales observations :

- Les entrevues et les questions de sondage ont révélé des niveaux élevés d'opposition à la fracturation hydraulique pour les gaz de schiste (70 % s'opposaient dans une

certaine mesure) et les préoccupations relatives à la contamination de l'eau comptaient parmi les préoccupations les plus importantes pour les membres de la collectivité. Les niveaux d'opposition ont atteint 80 % chez les résidents autochtones.

- Pour certains des intervenants de l'industrie et de la communauté d'affaires, le fait que l'extraction de gaz de schiste, y compris le fractionnement hydraulique, a eu lieu dans le sud, dans la région de Sussex, sans qu'il n'y ait d'incident, signifie que les risques étaient connus et pouvaient être gérés, et que le projet avait offert certains avantages sur le plan du développement économique.

- Les entrevues et les questions de sondage ont révélé un manque général de confiance à l'égard de la capacité des organismes de règlementation de surveiller une technologie relativement nouvelle comme le fractionnement hydraulique pour extraire des gaz de schiste. Une majorité (59 %) a exprimé un faible degré de confiance envers la capacité de l'organisme de règlementation d'appliquer les règles. Certains ont aussi perçu comme problématique le rôle double joué par le ministère des Mines et de l'Énergie, en tant que promoteur et en tant qu'organisme de règlementation de l'industrie des gaz de schiste.

- La confiance du public envers les autorités s'est érodée alors que des figures importantes de l'autorité publique ont été contraintes de démissionner dans un scandale ou ont été mises à pied pour avoir critiqué le développement de l'exploitation des gaz de schiste.

- Les deux tiers des résidents du comté de Kent ont signalé une augmentation de leur degré de confiance envers les pouvoirs publics responsables de la règlementation des gaz de schiste, à la suite de la décision d'imposer un moratoire.

- Dans l'analyse finale, les représentants élus par le public ont décidé que les ressources énergétiques à partir des gaz de schiste ne pouvaient être exploitées d'une manière qui permet d'obtenir l'acceptation sociale.

Conclusions et recommandations

Dans cette section, nous colligeons nos observations et conclusions provenant du rapport provisoire et des études de cas. Nous avons tenté d'aller aussi loin que possible quant aux propositions sur lesquelles les pouvoirs publics peuvent exercer une influence. Nous reconnaissons que de nombreuses idées qui semblent prometteuses sont faciles à dire, mais beaucoup plus difficiles à mettre en application. La capacité de mise en œuvre est influencée par des contraintes liées aux ressources, des difficultés pratiques, les vicissitudes inhérentes au milieu politique et l'environnement des communications modernes.

Les promoteurs de projet, tout comme les pouvoirs publics, doivent demeurer très sensibles au contexte dans lequel le processus décisionnel est exécuté. Dans le même esprit, les conseils découlant de nos travaux doivent être compris à la fois dans le contexte de sociétal plus général et dans le contexte particulier des projets individuels dans chacune des compétences. Ce dernier aspect, clairement, doit entrer en ligne de compte au cas par cas.

Le contexte décisionnel s'est transformé par rapport à ce qui prévalait au tout début du siècle. La tendance naturelle des collectivités à se montrer méfiantes à l'égard des étrangers, jumelée au contexte plus récent du faible niveau de confiance envers le gouvernement et d'un environnement de communication surchargé, sont autant de facteurs qui ont rendu les processus décisionnels traditionnels inappropriés pour les tâches à venir. Le cercle élitiste, où le processus décisionnel est centralisé, est chose du passé.

Nous avons entendu dans les entrevues effectuées aux fins du rapport provisoire et on a observé dans certaines études de cas que les décideurs, y compris les organismes de règlementation de l'énergie, doivent s'adapter avec cette nouvelle réalité. Une grande partie de cette adaptation prend la forme d'ajustements du modèle de base plutôt que la forme d'une refonte fondamentale de la structure décisionnelle. Les décideurs parlent de processus réformés, mais la plupart ne sont guère plus que de vagues notions de licences sociales où chacun et chaque collectivité

devient un décideur et où, inévitablement, la décision dominante est simplement l'absence d'une prise de décision.

Cette réalité s'observe dans un contexte où la nouvelle infrastructure d'énergie est nécessaire et où la pression concurrentielle exige des processus plus, et non moins, efficients. Les controverses dominantes concernent une infrastructure qui soutient notre économie fondée sur les sources d'énergie traditionnelles. Cependant, la grande majorité des décisions futures seront axées sur la nouvelle infrastructure d'énergie « propre » à l'appui d'une économie très faible en émissions de GES. Comme le montrent les études de cas, l'énergie propre peut être aussi controversée que l'énergie provenant des hydrocarbures à l'échelle des collectivités locales. Les aspirations pour une transformation radicale de nos systèmes énergétiques d'ici 2030, voire 2050, sont compromises dans le contexte dans lequel les décisions relatives à l'énergie seront prises. Les décideurs qui ne tiennent pas compte de cette réalité risquent de rendre cette transformation encore plus difficile et plus laborieuse que ne pourraient le laisser entendre les réalités du marché. Ainsi, nous formulons les recommandations générales suivantes :

1. *Il est nécessaire de repenser fondamentalement les structures décisionnelles du secteur de l'énergie.*

La question la plus fondamentale est la suivante : quelle est la solution la plus juste sur le plan du résultat et du processus? On pourrait alléguer que dans une société où nous comptons parmi nos valeurs les plus fondamentales la responsabilité démocratique et la primauté du droit, l'équité devrait être observée dans les systèmes qui confèrent une certaine garantie de respect de ces valeurs.

L'équité garantit également la capacité continue de mobiliser les citoyens dans le cadre du processus de réflexion sur notre avenir collectif par rapport à l'énergie. Les collectivités insisteront pour que les justifications à la base de la politique publique pour les nouveaux projets soient bien énoncées et débattues dans le domaine public. Les enjeux relatifs à la politique publique qui donnent lieu à des discussions plus générales comprennent l'avenir de la plus grande industrie d'exportation du Canada (pétrole et gaz); les solutions novatrices pour un avenir à faibles émissions de carbone balisées par les dimensions de l'efficacité par rapport aux coûts, de l'efficience, de la fiabilité, de la sécurité; la distribution des avantages, la planification régionale, l'établissement d'un équilibre approprié entre les préoccupations locales et l'intérêt public plus général en fournissant un accès aux réserves énergétiques.

2. *Nous devons repenser la structure et le fonctionnement des organismes de règlementation de l'énergie.*

Le système de règlementation est complexe et fait interagir de nombreux types d'entités entre elles et avec le système politique plus général. Les récentes tentatives déployées par les gouvernements pour établir des guichets d'approvisionnement uniques, sans entrave, simplifiant et accélérant le système ont été contre-productives dans bien des cas. Nous devons repenser l'idée de base d'un organisme de règlementation indépendant, en rétablissant la légitimité des responsables de la règlementation, tout en veillant à l'établissement de relations productives et efficaces entre les organismes de règlementation et les décisionnaires. Nous devons élaborer de nouveaux mécanismes de mobilisation crédibles et flexibles en marge des processus officiels, et des approches novatrices, comme la création conjointe de la règlementation, pour inclure les organismes de la société civile et les collectivités dans les processus officiels.

3. *Nous avons besoin de repenser fondamentalement le « rôle de la localité ».*

Les gouvernements autochtones et les gouvernements locaux (municipaux) jouent un rôle de plus en plus important dans le processus de réflexion sur leur avenir économique et énergétique. Cependant, les processus décisionnels gouvernementaux ont été établis bien avant cette nouvelle réalité. Nous devons réfléchir à l'importance fondamentale de la planification communautaire et à la distribution appropriée des rôles et des pouvoirs des autorités locales dans le cadre du processus décisionnel relatif aux projets. Sur cette toile de fond vient s'ajouter la question de savoir quand et dans quelles circonstances il incombe à une collectivité locale de se plier à l'intérêt de la société plus générale.

4. *Nous devons repenser fondamentalement la façon dont l'information a des répercussions*

sur la prise de décision.

Le Canada, pour l'ensemble de ses aspirations énergétiques, est remarquablement pauvre lorsqu'il est question d'information sur l'énergie, surtout si on le compare aux États-Unis. Une information communiquée en temps plus opportun par des entités crédibles pourrait contribuer à établir la confiance et à mettre au point des processus décisionnels viables.

Rien de tout cela ne se produira facilement ou sans entraîner des coûts. Les types de processus décisionnels dont il est question dans les propositions ci-dessus exigeront plus de temps, limiteront les options politiques et exigeront des ressources administratives. Ils entraîneront éventuellement des coûts additionnels importants pour que les projets puissent être adaptés en fonction des préoccupations locales. Ils exigeront de la patience, en particulier dans le contexte où les Canadiens observent la transformation de leurs systèmes énergétiques qui deviennent des systèmes à plus faibles émissions de carbone. Ils exigeront encore des choix politiques difficiles lorsque les volontés des collectivités locales ne pourront être conciliées avec l'intérêt de la société plus générale. ■

UN APERÇU DE DIFFÉRENTES POLITIQUES PROVINCIALES EN MATIÈRE DE CHANGEMENTS CLIMATIQUES AU CANADA ET DE LEUR INCIDENCE SUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

*Dufferin Harper, Sharon Wong, Anne Drost, Tony Crossman, Doug Taylor, Nicole Bakker, Nardia Chernawsky et Mathieu Nolin**

Le Canada est l'un des pays signataires de l'Accord de Paris, négocié lors de la Conférence des Parties (COP 21) à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques en décembre 2015. Dans le cadre de son engagement, le Canada a confirmé que, d'ici 2030, il réduira ses émissions de gaz à effet de serre (GES) de 30 % en deçà des niveaux de 2005. Le 3 octobre 2016, dans le cadre du débat sur une motion visant à appuyer la ratification de l'Accord de Paris, le premier ministre a annoncé que le Canada appliquerait un prix plancher pour le carbone, établi à 10 $/tonne, et ce, partout au pays dès 2018. Le prix augmenterait de 10 $/tonne par année, pour atteindre 50 $/tonne d'ici 2022.

Bien que l'Accord de Paris constitue un engagement fédéral, le Canada comptera sur chacune des provinces pour adopter des politiques pertinentes en matière de changements climatiques pour se conformer aux nouvelles exigences. En effet, lors de cette annonce du prix pour le carbone, le premier ministre a confirmé que la politique canadienne d'établissement du prix pour le carbone ne s'appliquerait qu'aux provinces et territoires qui n'ont pas déterminé de taxe directe sur le carbone ni établi un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission suffisamment rigoureux pour satisfaire l'objectif fédéral.

Étant donné l'importance des politiques et des régimes provinciaux de réduction des GES, cet article décrit les différents régimes qui s'appliquent dans chacune des « Cinq Grandes » provinces que sont la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario et le Québec, qui sont collectivement responsables de plus de 90 % des émissions de GES du Canada[1]. De plus, cet article décrit brièvement l'incidence de la mise en place de différents régimes de réduction des GES sur chacune des sources d'énergie des Cinq Grandes

*Tous les auteurs sont membres des groupes de droit environnemental ou de droit règlementaire de Blake, Cassels and Graydon LLP et inclus des avocats des bureaux de Vancouver, Calgary, Toronto et Montréal.

1 Selon Environnement et Changement climatique Canada, *Rapport d'inventaire national 1990-2014 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, Soumission du Canada à la CCNUCC*, Gatineau, 11 avril 2016, en 2014, les émissions provinciales étaient approximtivement les suivantes : Alberta – 37 %; Ontario – 23 %; Québec – 11 %; Saskatchewan – 10 %; et Colombie-Britannique – 9 %.

provinces et sur les coûts de l'électricité associés à la transition vers la production d'énergie renouvelable.

COLOMBIE-BRITANNIQUE

En 2008, le gouvernement de la Colombie-Britannique (C.-B.) a relevé le défi du changement climatique en fixant des cibles précises de réduction des GES et en mettant en place le cadre d'un régime pour atteindre ces objectifs. Le gouvernement a légiféré, de sorte que les émissions de GES devront être inférieures d'au moins 33 % par rapport aux niveaux de 2007 d'ici 2020 et de 80 % par rapport aux niveaux de 2007 d'ici 2050[2].

Pour faciliter l'atteinte de ces objectifs, le gouvernement a créé plusieurs mesures législatives et stratégiques, dont une taxe sur le carbone et l'introduction des premières étapes d'un cadre de plafonnement et d'échange. Depuis 2012, la taxe sur le carbone a été établie à 30 $ par tonne d'émission d'équivalent en dioxyde de carbone (CO_{2e})[3]. Il s'ensuit une taxe qui varie selon le type de carburant et les émissions de carbone prévues (p. ex. 5,70 $ par mètre cube de gaz naturel ou 62,31 $ par tonne de charbon à pouvoir calorifique supérieur)[4]. La taxe est appliquée à la plupart des carburants à base de carbone, y compris l'essence, le diesel, le gaz naturel, le mazout, le propane et le charbon et certaines autres matières, dont la tourbe et les pneus, lorsqu'elles sont utilisées pour produire de l'énergie. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a également introduit les premières étapes d'un cadre de plafonnement et d'échange, qui comprend l'obligation de déclarer les émissions de GES; toutefois, aucun plafond sur les émissions n'a été mis en place et aucune législation n'a été adoptée concernant l'échange de crédits d'émissions[5].

Depuis janvier 2016, le régime règlementaire de la Colombie-Britannique en matière de GES a connu trois développements importants. Premièrement, la *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act*[6] est entrée en vigueur, ce qui a marqué une importante transition dans la démarche la province à l'égard des GES. Deuxièmement, le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié le Climate Leadership Plan (plan de la C.-B. 2016)[7], lequel énonce la vision actuelle du gouvernement et un plan d'action pour l'atteinte des objectifs de réductions prévus dans la loi. Troisièmement, le gouvernement fédéral a approuvé le Projet de gaz naturel liquéfié Pacific NorthWest (PNW) situé près de Prince Rupert en Colombie-Britannique. L'approbation du gouvernement fédéral comprenait, pour la première fois, un plafond sur les émissions annuelles de GES par projet.

Loi sur les GES

Le 1er janvier 2016, la loi sur les GES et son règlement sont entrés en vigueur, ce qui marquait un mouvement d'abandon du système de plafonnement et d'échange précédemment proposé au profit d'un alignement de la province avec la démarche de l'Alberta axée sur l'intensité des émissions[8].

La loi sur les GES crée des normes de rendement relativement aux émissions de GES en fonction de l'intensité de celles-ci pour les usines de l'industrie et les secteurs règlementés. Les normes de rendement sont actuellement en place pour les usines de gaz naturel liquéfié (GNL). L'intensité de référence pour les usines de GNL est de 0,16 tonne de CO_{2e} par tonne de GNL produit. Même si elle n'est pas encore en vigueur, l'intensité de référence pour les activités de production d'électricité à partir de charbon sera de zéro tonne de CO_{2e}, ce qui vient interdire ce type d'activité en Colombie-Britannique.

En vertu du nouveau cadre de déclaration des émissions de GES, les exploitations industrielles doivent continuer de déclarer et, le cas échéant, de vérifier les émissions de GES comme elles le font depuis 2010. Plus précisément, les

2 *Greenhouse Gas Reduction Targets Act*, SBC 2007, c 42.
3 *Carbon Tax Act*, SBC 2008, c 40.
4 Ministère des Finances, *Tax Rates on Fuels: Motor Fuel Tax Act and Carbon Tax Act*, Tax Bulletin MFT-CT 005 (révisé en août 2016).
5 *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act*, SBC 2014, c 29.
6 *Ibid.*
7 Colombie-Britannique, *British Columbia's Climate Leadership Plan*, Victoria, août 2016, en ligne : <http://climate.gov.bc.ca>.
8 On entend par intensité des émissions la quantité de CO_{2e} qu'émet une usine, par unité de production. Au fur et à mesure qu'une usine réduit son empreinte carbone, elle augmente sa capacité de produire la même unité de production en émettant moins de CO_{2e}.

exploitations industrielles situées en Colombie-Britannique qui émettent 10 000 tonnes de CO_{2e} ou plus par année doivent déclarer leurs émissions de GES. Les exploitations industrielles qui émettent 25 000 tonnes de CO_{2e} ou plus par année doivent faire vérifier leurs déclarations d'émissions par un tiers autorisé.

La loi sur les GES vient également élargir les autres mécanismes de conformité accessibles. Si une entité n'est pas en mesure de respecter la cible d'émission prescrite pour son usine ou son secteur, elle peut utiliser des droits de conformité pour éviter de se voir imposer des sanctions. Les droits de conformité comprennent des crédits compensatoires, des unités financées ou des crédits accumulés qui peuvent être utilisés ou échangés. Les crédits compensatoires sont émis par le gouvernement provincial en fonction de projets de compensation d'émissions approuvés et vérifiés. Les unités financées constituent essentiellement le versement d'un montant prescrit par tonne d'émission de GES dans un compte règlementé. Les crédits accumulés sont amassés lorsque les émissions pour une période de déclaration donnée sont inférieures à la cible d'émission.

Plan de la C.-B. 2016

En 2008, le gouvernement provincial a publié son Climate Action Plan[9]. En mai 2015, le gouvernement de la Colombie-Britannique a mis sur pied un comité de leadership sur le climat (Comité) pour mettre à jour le plan de la C.-B. 2008 et formuler des recommandations visant l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES prévues dans la législation, tout en tenant compte de la croissance économique, de la Liquefied Natural Gas Strategy (stratégie sur le gaz naturel liquéfié) et du B.C.'s Jobs Plan (plan sur l'emploi de la C.-B). Le rapport final du Comité a été publié en novembre 2015 et contient 32 recommandations[10]. Voici quelques recommandations importantes :

- Augmenter le taux de l'actuelle taxe sur le carbone de 10 $/année par tonne, à compter de juillet 2018. Remarque : Il n'y a aucune recommandation quant à la date d'arrêt de cette augmentation ni au montant maximal qu'elle devrait atteindre.

- Abaisser la taxe de vente provinciale pour la faire passer de 7 à 6 % afin de réduire le fardeau des consommateurs lié à l'augmentation des coûts découlant du programme, plus particulièrement l'augmentation du taux de la taxe sur le carbone.

- Élargir la portée de la taxe sur le carbone afin qu'elle s'applique à l'ensemble des sources d'émissions de GES, y compris les sources qui ne proviennent pas de la combustion (p. ex. émissions fugitives provenant des pipelines et émissions des procédés provenant d'usines industrielles).

- Mettre en place des mesures ciblées pour protéger les secteurs à forte intensité d'émissions et tributaires du commerce.

- Instaurer des objectifs de réduction des émissions de GES propres aux secteurs, du transport, de l'industrie et du milieu bâti.

En août 2016, le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié le plan de la C.-B. 2016[11]. Ce plan vient mettre à jour celui de 2008 et répond, en partie, aux recommandations du Comité concernant les mesures de lutte contre les changements climatiques en Colombie-Britannique. Le plan de la C.-B 2016 vise un équilibre entre les mesures requises pour réduire les émissions de GES afin d'atteindre les cibles de 2050 et les politiques du gouvernement qui ont pour but de protéger l'économie.

Ce que comprend le plan de la C.-B. 2016

Le plan de la C.-B. 2016 présente un sommaire de plus de 20 secteurs visés par une action de lutte contre les changements climatiques qui s'appliquera à l'échelle de la province. Plus précisément, le plan de la C.-B 2016 définit des mesures visant la réduction des GES classées selon six catégories : le gaz naturel; le transport;

9 Colombie-Britannique, *Plan d'action sur les changements climatiques*, Victoria, 2008, en ligne : <http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/policy-legislation-and-responses/cap_overview_fr.pdf>.
10 Colombie-Britannique, *Climate Leadership Team: Recommendations to Government*, Victoria, 31 octobre 2015, en ligne : <http://engage.gov.bc.ca/climateleadership/files/2015/11/CLT-recommendations-to-government_Final.pdf>.
11 *Supra* note 7.

la foresterie et l'agriculture; l'industrie et les services publics; les collectivités et le milieu bâti; et le secteur public. Voici quelques mesures s'appliquant à l'industrie de l'énergie :

Les mesures relatives au gaz naturel

- Lancer une stratégie, y compris un nouveau Clean Infrastructure Royalty Credit Program (programme de crédit de redevances pour les infrastructures propres), afin de réduire de 45 % les émissions de méthane en amont par la réduction des émissions fugitives et des émissions d'évacuation.

- Élaborer des règlements pour permettre de procéder au captage et au stockage du carbone (CSC) en Colombie-Britannique.

- Investir dans l'infrastructure pour alimenter en électricité propre les projets de gaz naturel dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

Les mesures relatives au transport

- Augmenter la norme de carburant à faible teneur en carbone de façon qu'elle passe de 10 % en 2020 à 15 % d'ici 2030, afin de réduire l'intensité des émissions de carbone dans les carburants de transport.

- Accroître l'éventail d'incitatifs offerts pour encourager les parcs commerciaux à passer au gaz naturel.

- Élargir le cadre règlementaire pour soutenir l'installation de bornes de recharge pour les véhicules à zéro émission.

- Développer le programme Clean Energy Vehicle (véhicules propres) pour promouvoir l'utilisation de véhicules à zéro émission grâce à des incitatifs visant les nouveaux véhicules ainsi que des initiatives visant les infrastructures, l'éducation et le développement économique.

Les mesures relatives à l'industrie et aux services publics

- Veiller à ce que toute l'électricité qu'acquiert BC Hydro pour alimenter le réseau intégré provienne de sources propres ou renouvelables, sauf dans les cas où la fiabilité ou les coûts pourraient poser problème.

- Apporter des modifications règlementaires pour permettre aux services publics d'offrir d'autres incitatifs afin de mieux alimenter les secteurs industriels de production d'énergie maritimes, miniers et éloignés.

- Apporter des modifications règlementaires afin de définir des exigences en matière d'efficacité énergétique pour les chaudières au gaz nouvelles ou de remplacement, ainsi que de mettre en place d'autres incitatifs pour encourager l'adoption de technologies qui réduisent les émissions dégagées par l'équipement au gaz.

Les mesures relatives aux collectivités et à l'environnement bâti

- Apporter des modifications règlementaires afin de resserrer les exigences en matière d'efficacité pour les foyers au gaz, les thermopompes à l'air ainsi que les appareils de chauffage ambiant et les chauffe-eau fonctionnant au gaz naturel.

- Mettre en place de nombreuses stratégies visant à favoriser la conception de bâtiments au bilan énergétique neutre, y compris la mise en place rapide et adéquate d'exigences accrues en matière d'efficacité énergétique au code du bâtiment de la Colombie-Britannique.

Grâce à ces initiatives, le gouvernement est d'avis qu'il peut atteindre la cible prévue par la loi, soit de réduire les émissions pour que d'ici 2050, elles soient inférieures de 80 % par rapport aux niveaux de 2007. Bien sûr, d'ici à ce que le gouvernement promulgue les lois nécessaires à la mise en œuvre des différentes mesures, le plan de la C.-B. 2016 ne sera que ça, un plan, et n'aura aucune force exécutoire.

Ce que le plan de la C.-B. 2016 ne comprend pas

Bien que le plan de la C.-B. 2016 contienne plusieurs recommandations du Comité, il omet certaines recommandations plus importantes et

prêtant à la controverse. Ainsi, ce qu'il convient de souligner n'est pas le contenu dudit plan, mais bien ce que l'on y a omis. Les recommandations du Comité dont il n'est pas question dans le plan de la C.-B. 2016 comprennent :

1) *Augmentation de la taxe sur le carbone* – Le taux de la taxe sur le carbone est de 30 $/tonne depuis 2012. Le Comité a recommandé une augmentation du taux de la taxe sur le carbone de 10 $/année à compter de 2018 et d'élargir la portée de la taxe afin d'inclure toutes les émissions (c.-à-d. y compris les émissions fugitives et les émissions des procédés provenant du gaz naturel, de l'extraction du charbon et de la production de ciment et de métaux). Le gouvernement a répondu à la recommandation du Comité en indiquant qu'il n'était pas opportun d'envisager une augmentation de la taxe sur le carbone, alors que les autres provinces et le gouvernement fédéral mettent en place des politiques sur le prix du carbone et « rattrapent » l'avance qu'avait prise la Colombie-Britannique.

2) *Cibles provisoires d'émissions de GES* – Le Comité a recommandé que le gouvernement établisse une cible provisoire d'émissions de GES pour 2030. Le Comité a également recommandé des cibles sectorielles de réduction des émissions. Ces recommandations ne sont pas abordées dans le Plan de la C.-B. 2016.

3) *Évaluation environnementale* – Le Comité a recommandé la modification de la loi provinciale sur l'évaluation environnementale, *l'Environmental Assessment Act*[12], pour y inclure le coût social du carbone dans le processus d'évaluation environnementale, ce qui ne figure pas non plus dans le plan de la C.-B. 2016.

Le gouvernement a promis de mettre à jour le plan de la C.-B 2016 au cours de la prochaine année, en réponse aux travaux qui ont cours entre le gouvernement fédéral et les provinces concernant une approche nationale à l'égard des mesures de lutte contre les changements climatiques. Le plan de la C.-B. 2016 ne constitue donc qu'une « première étape » et les recommandations contenues dans le rapport du Comité pourraient ultimement se retrouver dans un plan mis à jour.

PNW

Le 27 septembre 2016, le gouvernement fédéral a approuvé le PNW, sous réserve de plus de 190 conditions juridiquement contraignantes. À pleine capacité de production, l'installation recevra environ 9,1 x 10^7 mètres cubes par jour, de gaz naturel de qualité gazoduc, et produira jusqu'à 20,5 millions de tonnes par an de GNL pendant plus de 30 ans[13].

L'approbation du PNW par le gouvernement fédéral comprend un plafond sur les émissions annuelles de GES par projet. Plus précisément :

- À la mise en service du train 2, le PNW doit respecter une intensité annuelle moyenne des émissions égale ou inférieure à 0,22 tonne de CO_{2e} par tonne de GNL produit et émettre au maximum un total de 3,2 millions de tonnes de CO_{2e} par année civile.

- À la mise en service du train 3, le PNW doit respecter une intensité annuelle moyenne des émissions égale ou inférieure à 0,21 tonne de CO_{2e} par tonne de GNL produit et émettre au maximum un total de 4,3 millions de tonnes de CO_{2e} par année civile.

Le PNW doit également mettre en œuvre des mesures d'atténuation pour réduire et contrôler les émissions atmosphériques et les émissions de GES pendant toutes les phases du projet.

Répercussions sur l'industrie

Ces récents progrès en matière de GES ont plusieurs répercussions sur l'industrie en Colombie-Britannique, particulièrement sur l'industrie de l'énergie.

Premièrement, les commentateurs ont remarqué que la taxe sur le carbone s'est

12 *Environmental Assessment Act*, SBC 2002, c 43.

13 Agence canadienne d'évaluation environnementale, *Déclaration de décision d'évaluation environnementale*, Ottawa, ACEE, 27 septembre 2016 à la p 1, en ligne : ACEE <http://www.ceaa.gc.ca/050/documents-fra.cfm?evaluation=80032>.

avérée efficace pour réduire les émissions de GES en Colombie-Britannique. Toutefois, la taxe a également eu une incidence négative importante sur les industries à forte intensité d'émissions et tributaires du commerce, comme l'industrie du ciment[14].

Deuxièmement, partout dans la province l'accent a porté beaucoup plus sur l'énergie propre et renouvelable. Cependant, étant donné que 98 % du portefeuille de production d'électricité de la Colombie-Britannique provient actuellement de ressources propres ou renouvelables, y compris l'hydroélectricité[15], ces initiatives n'ont généré que très peu de changements relativement au développement des énergies renouvelables ou aux prix de l'énergie. Le gouvernement de la Colombie-Britannique s'est également montré prudent en s'assurant que cette transition vers l'énergie renouvelable ne décourage pas la création de projets de GNL dans la province. Par exemple, le gouvernement a modifié son objectif initial qui était de générer au moins 93 % d'électricité à partir de ressources propres ou renouvelables pour exclure l'électricité nécessaire à la demande de services des usines de GNL qui liquéfient le gaz naturel pour l'exportation par bateau[16].

Troisièmement, les promoteurs de grandes usines industrielles, y compris les usines de GNL, devront à l'avenir prévoir l'imposition de plafonds sur leurs émissions de GES, puisque les gouvernements fédéral et provinciaux tenteront d'atteindre leurs objectifs respectifs de réduction des émissions de GES. Il y a donc fort à parier que l'on continuera de se concentrer sur les énergies renouvelables et leur utilisation en Colombie-Britannique au cours des années à venir.

ALBERTA

Le régime de règlementation de l'Alberta en matière de GES est en place depuis juillet 2007, ce qui en fait le plus ancien en Amérique du Nord. Le régime est énoncé dans la *Climate Change and Emissions Management Act*[17] et ses règlements d'application, dont le plus important est le *Specified Gas Emitters Regulation* (« *SGER* »)[18]. Il s'agit d'un régime axé sur l'intensité des émissions et se fonde sur la réduction de l'empreinte carbone d'une usine au fil du temps. En vertu du *SGER*, toute usine qui émet plus de 100 000 tonnes de CO_{2e} par année (« grand émetteur ») est tenue de réduire de 15 % l'intensité de ses émissions par rapport à son intensité de référence[19]. La réduction de l'intensité des émissions par rapport à l'intensité de référence d'une usine augmentera à 20 % le1er janvievr 2017.

Conformité règlementaire

Un grand émetteur dispose des quatre options suivantes pour se conformer aux exigences en matière de réduction de l'intensité des émissions prévues dans le *SGER* :

1) en augmentant l'efficacité de sa production par rapport à sa valeur de référence au moyen de changements dans ses activités et processus;

2) en obtenant des crédits de rendement en matière d'émissions;

3) en faisant l'achat de crédits compensatoires des émissions;

4) en versant une contribution dans le fonds des changements climatiques et de gestion des émissions appelé Climate Change and Emissions Management Fund.

Les crédits de rendement sont accumulés lorsqu'un grand émetteur réduit l'intensité des émissions en deçà des exigences par des gains d'efficacité opérationnelle. Les réductions d'émissions excédentaires ou les crédits de rendement peuvent ensuite être vendus à d'autres grands émetteurs qui ne peuvent autrement satisfaire à leurs obligations de conformité respectives.

---

14 Association canadienne du ciment, communiqué, « Cement Industry Welcomes B.C. Government Action on Carbon Tax » (27 février 2015), en ligne : ACC <http://www.cement.ca/en/News-Releases/Cement-Industry-Welcomes-B-C-Government-Action-on-Carbon-Tax.html>.

15 *Supra* note 7 à la p 28.

16 *British Columbia's Energy Objectives Regulation*, BC Reg 234/2012.

17 *Climate Change and Emissions Management Act*, SA 2003, c C-16.7.

18 *Specified Gas Emitters Regulation,* Alta Reg 139/2007.

19 L'intensité de référence désigne la quantité de CO_{2e} émise par unité de production pendant les premières années du démarrage d'une usine, ou si l'usine est établie depuis un certain temps, pendant la période de 2003 à 2005.

Les crédits compensatoires sont accumulés par les usines de l'Alberta qui ne sont pas de grands émetteurs et qui ne sont pas autrement tenues de réduire leurs émissions en vertu de la loi. Les crédits compensatoires doivent être réels, démontrables et quantifiables, tel que décrit dans un protocole de crédits compensatoires approuvé, et peuvent comprendre le CSC (captage et stockage du carbone). Il y a des crédits compensatoires lorsqu'une activité ou un processus entrepris génèrent moins de CO_{2e} que la moyenne ou la norme acceptée pour cette activité ou ce processus. Un exemple simple est celui de l'électricité produite à partir d'une éolienne. La moyenne d'émissions de CO_{2e} par unité d'électricité pour l'Alberta a été établie. Les éoliennes génèrent de l'électricité d'une manière permettant d'émettre moins de CO_{2e} que la moyenne. La différence, ou le delta, peut être vendue sous forme de crédits compensatoires. En effet, la capacité de vendre à la fois l'électricité générée par un projet d'éoliennes et les crédits compensatoires générés par ce même projet peut s'avérer l'unique raison qui explique que certains projets d'éoliennes sont viables sur le plan financier. L'Alberta compte actuellement 34 protocoles de crédits compensatoires approuvés couvrant des activités et des processus très variés, allant du compostage aérobie à la production d'électricité, en passant par les biocarburants et l'efficacité énergétique dans les immeubles commerciaux.

Les sommes contenues dans le fonds sont séparées de l'argent public et sont utilisées pour des projets qui réduisent les émissions de GES et s'adaptent aux changements climatiques. Entre juillet 2007 et juillet 2015, le coût de contribution au fonds a été établi à 15 $/tonne de CO_{2e}. En janvier 2016, les coûts de contribution au fonds sont passés à 20 $/tonne et ils augmenteront à 30 $/tonne en janvier 2017. Depuis juillet 2007, environ 740 millions de dollars ont été versés dans le fonds par des grands émetteurs. Étant donné qu'un grand émetteur peut verser une contribution dans le fonds pour satisfaire à l'ensemble de ses obligations en matière de conformité, le coût de contribution au fonds dicte essentiellement la valeur maximale qu'un grand émetteur paiera pour un crédit de rendement ou un crédit compensatoire. La récente augmentation du coût de contribution au fonds, lequel est passé de 15 $ à 20 $ en 2016, et la hausse supplémentaire prévue pour atteindre 30 $ en 2017 ont eu une incidence positive et importante sur la valeur des crédits compensatoires pour l'énergie renouvelable, ce qui a conséquemment eu un effet positif sur la viabilité financière des projets d'énergie renouvelable.

Voici toutefois quelques critiques exprimées à l'égard du régime actuel du *SGER* :

- Le régime est trop centré sur l'Alberta, surtout en ce qui concerne l'obligation de n'acheter que des crédits compensatoires albertains.
- Le prix de contribution au fonds est trop bas, bien que la récente augmentation à 20 $/tonne et la prochaine hausse à 30 $/tonne apaiseront probablement ces critiques.
- Il n'y a aucune restriction concernant les contributions au fonds. Autrement dit, les usines ne sont pas tenues d'effectuer des mises à niveau pour accroître leur efficacité énergétique. Elles peuvent simplement continuer de satisfaire à leurs obligations en matière d'efficacité exclusivement en versant des contributions dans le fonds.
- Il n'existe aucun plafond absolu sur les émissions.
- La portée du régime est trop restreinte et ne cible pas tous les contributeurs, surtout les consommateurs.

Plan de leadership sur le climat

À l'automne 2015, l'Alberta a publié son Climate Leadership Plan, ou son plan de leadership sur le climat (plan de l'AB). Lorsqu'il sera entièrement mis en œuvre, il viendra changer de nombreux aspects du régime actuel de l'Alberta en matière de changements climatiques. Les points saillants comprennent :

- Élimination graduelle accélérée des centrales alimentées au charbon, qui sont les plus grandes émettrices de GES.
- Remplacement du régime axé sur l'intensité des émissions par des normes de rendement en matière d'émissions liées aux produits.
- Élargissement du programme, de sorte

qu'il ne cible plus simplement les émetteurs mais plutôt un large éventail de petits et grands émetteurs, ainsi que des consommateurs, par l'instauration d'une taxe carbone générale.

- Plafonnement des émissions provenant des sables bitumineux à 100 mégatonnes.
- Considération des émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier.
- Nouvel accent sur les initiatives éconergétiques.

La production d'électricité de l'Alberta provient à 51 % de centrales alimentées au charbon. En vertu du plan de l'AB, les GES émis par ces centrales seront entièrement éliminés d'ici 2030, étant donné que l'on envisage de remplacer les deux tiers de la capacité de production d'électricité au charbon par de l'énergie issue de sources renouvelables. Il s'agit d'un changement considérable. Non seulement il viendra modifier radicalement le mode d'approvisionnement en électricité en Alberta, mais il nécessitera également des changements considérables concernant le transport de l'électricité, alors que la province éprouve des difficultés quant au choix des sites de projets d'énergie renouvelable dans des emplacements pouvant se trouver ou non à proximité d'infrastructures de transport.

Un autre élément du plan de l'AB concerne le remplacement de l'actuel programme axé sur l'intensité des émissions par des normes de rendement en matière d'émissions liées aux produits. Suivant les normes de rendement en matière d'émissions, les centrales seront évaluées en regard d'une norme de rendement axée sur les émissions liées aux produits plutôt qu'à une norme fondée sur l'historique de la centrale. Les centrales qui ne se conforment pas à cette norme de rendement devront payer une taxe sur le carbone. À compter du 1er janvier 2017, la taxe sera de 20 $/tonne de CO_{2e}. Ce montant augmentera à 30 $/tonne en date du 1er janvier 2018. L'effet prévu sur les entreprises est de stimuler l'atteinte d'un rendement exemplaire. Quant aux consommateurs, on s'attend à ce que la taxe de 30 $/tonne se traduise par des coûts supplémentaires sur le carburant d'environ 1,5 $/gigajoule de gaz naturel, 6,7 cents/litre d'essence, 8,0 cents/litre de diesel et 4,6 cents/litre de propane. Suivant une démarche semblable à celle adoptée par la Colombie-Britannique, le gouvernement de l'Alberta a choisi de ne pas augmenter la taxe sur le carbone au-delà de 30 $/tonne avant que l'économie ne se renforce et que les mesures des autres juridictions, y compris le gouvernement fédéral, soient précisées.

Un autre élément clé du plan de l'AB constitue son application générale. Le régime actuel ne s'applique qu'aux grands émetteurs, lesquels représentent environ 45 % des émissions de GES dans la province. Lorsqu'il sera entièrement mis en œuvre, le plan devrait couvrir environ 78 % à 90 % des émissions de GES dans la province, y compris les grands émetteurs, les petits émetteurs et les consommateurs.

Dans ce qui semble être une réponse directe aux critiques selon lesquelles l'Alberta n'a pas déployé d'efforts suffisants pour limiter les émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier, le plan de l'AB prévoit un plafond annuel absolu de 100 mégatonnes de GES provenant de la production de sables bitumineux. Actuellement, les émissions provenant des sables bitumineux représentent environ 70 mégatonnes de GES par année. En optant pour des normes axées sur le rendement, de pair avec l'instauration d'un plafond d'émissions légiféré, on s'attend à créer des conditions pour une croissance continue de la production de sables bitumineux, d'une manière qui permet de récompenser l'innovation et qui permet aux producteurs de sables bitumineux de demeurer concurrentiels sur le marché mondial. Comme la première ministre de l'Alberta, Mme Notley, l'a indiqué lorsqu'elle a présenté le plan de l'AB :

> La question est bien simple : L'Alberta ne peut laisser ses émissions augmenter sans limites. Cependant, nous pouvons développer notre économie par l'application de technologies visant à réduire nos émissions de carbone par baril. C'est ce que cette limite nous permettra de faire.

Le plan de l'AB contiendra également des dispositions pour la reconnaissance de nouvelles initiatives de valorisation et de cogénération dans le secteur des sables bitumineux. Le régime actuel de l'Alberta a été critiqué parce qu'il ne traite pas directement des avantages de la cogénération (production combinée de chaleur et d'électricité).

Le plan de l'AB cible précisément les émissions de méthane, surtout dans le secteur pétrolier et gazier. Dans le cadre du plan de l'AB, on s'attend à ce que les émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières diminuent de 45 %. Cette réduction se fera par l'application de normes de conception visant la réduction des émissions et s'appliquant à toutes les usines, de pair avec l'élaboration d'une initiative mixte de réduction des émissions de méthane qui inclura l'industrie, des groupes environnementaux et des collectivités autochtones.

Le dernier aspect du plan de l'AB concerne un intérêt renouvelé sur l'efficacité énergétique. On prévoit publier des renseignements sur le programme en 2017.

Malgré l'approche multidimensionnelle du plan de l'AB à l'égard de la règlementation sur les GES, il est intéressant de noter qu'il n'englobe aucune mesure interprovinciale ou internationale de plafonnement et d'échange. Cela signifie que l'Alberta demeurera exclue de tout régime de plafonnement et d'échange dont d'autres provinces, comme le Québec et l'Ontario, sont signataires. Le plan de l'AB représente une approche albertaine qui vient répondre à un problème albertain. On ne sait pas si le fait que l'Alberta demeure ainsi à l'écart sera bénéfique pour la province.

Transition vers un programme d'électricité provenant de sources renouvelables

En mars 2016, à la suite du plan de l'AB, le gouvernement de l'Alberta a demandé à l'Alberta Electric System Operator (AESO), l'exploitant indépendant du réseau électrique de l'Alberta, d'élaborer et de mettre en œuvre un programme d'énergie renouvelable (PER) qui permettrait d'augmenter la capacité de production d'énergie renouvelable de la province sous forme de pourcentage de la capacité totale de production, de 11 % à 30 % d'ici 2030.

À la fin du mois de mai 2016, l'AESO a présenté à la province ses recommandations concernant le PER. Bien que ces recommandations ne soient pas encore accessibles publiquement, l'AESO a fourni quelques indications de ce qu'elles comportent. Plus particulièrement, on s'attend à ceci :

i) Le PER comprendra un processus d'enchères concurrentielles axé sur le concept de la neutralité quant aux combustibles, les premières enchères pour les projets d'énergie renouvelable étant prévues pour la fin de 2016, la date de mise en service des projets prévus étant 2019. Le concept de neutralité quant aux combustibles est fondé sur l'idée qu'aucune méthode de production d'énergie renouvelable n'est privilégiée par rapport à une autre.

ii) Le PER s'inscrira dans l'actuel marché d'électricité concurrentiel et dérèglementé de l'Alberta. À cet égard, il est peu probable que l'Alberta adopte un programme de tarif de rachat garanti comme ceux mis en place dans d'autres provinces, notamment en Ontario.

iii) Les recommandations de l'AESO suivront généralement celles établies dans le rapport de l'Alberta Climate Leadership Panel (le rapport)[20], qui a été publié tout juste avant le plan et sur lequel ce plan s'appuie. L'un des aspects essentiels du rapport concerne l'achat proposé de certificats d'énergie renouvelable (CER) d'un projet par le gouvernement. Essentiellement, en tant que moyen pour soutenir les projets d'énergie renouvelable, le gouvernement achètera les CER d'un projet dans le cadre de contrats à long terme.

Même si les détails du PER demeurent flous, à compter de la fin de 2016, il semble que les producteurs d'énergie renouvelable auront d'autres choix de marchés pour leurs attributs environnementaux. Ils pourront continuer de les vendre en tant que crédits compensatoires. Autrement, s'ils connaissent du succès lors de l'enchère de 2016 (ou toute enchère subséquente), ils pourront les vendre sous forme de contrats d'achat à long terme au gouvernement de l'Alberta (CER achetés par le gouvernement). Afin de limiter l'exposition du gouvernement aux coûts de soutien élevés, le rapport recommande un prix plafond pour l'achat des CER par le gouvernement, d'au plus 35 $/mégawatt-heure (MWh), ce qui correspond approximativement à la prime de 90 $/tonne de CO_{2e} sur la production de gaz

20 Voir Gouvernment of Alberta, *Climate Leadership Report to Minister*, Edmonton, 20 novembre 2015, en ligne : <http://www.alberta.ca/documents/climate/climate-leadership-report-to-minister.pdf>.

naturel dans le cadre du système actuel de l'Alberta.

Même si le PER entraînera manifestement une augmentation de la production d'énergie renouvelable, son effet sur le prix de l'électricité demeure nébuleux. Le prix moyen du réseau commun d'électricité en Alberta a diminué de 33 % de 2014 à 2015. On ne sait pas comment les prix de l'électricité seront influencés par cette transition d'un système où 50 % de la production d'électricité provient de la production de charbon en fonction de base vers un système largement plus tributaire de la production d'énergie renouvelable, sans niveaux de production d'électricité garantis. On ne connaît pas non plus les coûts liés à l'adaptation des infrastructures et à l'engagement financier qui découle de l'absence de garantie quant à l'approvisionnement en énergie, éléments tous deux associés à la production d'énergie renouvelable.

SASKATCHEWAN

La Saskatchewan compte un peu plus de 3 % de la population canadienne, mais ses émissions représentent plus de 10 % du total du pays, ce qui en fait la province générant le plus d'émissions par habitant[21].

Malgré l'impact considérable des émissions de la Saskatchewan à l'échelle nationale, la province ne régit actuellement pas les émissions ni ne prévoit dans ses lois l'imposition de cibles de réduction des émissions. Bien que le premier ministre de la Saskatchewan ait admis que la province doit mieux faire en matière de changements climatiques, il a toujours été d'avis que les politiques à cet égard doivent être conçues en tenant compte de l'économie[22].

Dans l'optique de limiter les répercussions sur son économie à forte intensité d'émissions, les politiques de la Saskatchewan en matière de changements climatiques étaient principalement centrées sur les développements technologiques, plus précisément sur le CSC et le soutien au développement des sources d'énergie renouvelable.

Législation de la gestion des émissions : En suspens depuis 2010

Avant 2010, la Saskatchewan avait réalisé d'importants progrès dans l'élaboration d'une stratégie provinciale de lutte contre les changements climatiques et avait même adopté une loi régissant les émissions de GES. En vertu de la *Management and Reduction of Greenhouse Gases and Adaptation to Climate Change Act* (*loi de la Saskatchewan sur les CC*)[23], les « émetteurs règlementés » auraient été tenus de réduire leurs émissions de GES annuelles d'une quantité prescrite par rapport à une valeur de référence, en vue d'atteindre collectivement la cible provinciale de réduction des émissions. Au moment où la loi a été adoptée, la Saskatchewan avait adopté une cible de réduction des émissions de GES pour que celles-ci soient de 20 % inférieures aux niveaux de 2006 d'ici 2020[24].

Les « émetteurs règlementés » étaient considérés comme étant les usines qui émettent 50 000 tonnes ou plus de CO_{2e} par année. Le non-respect des réductions devait entraîner l'obligation de payer un montant établi selon un barème de prix de la conformité en carbone (que l'on prévoyait établir à l'époque à 15 $ par tonne de CO_{2e}). La *loi de la Saskatchewan sur les CC* envisageait également l'élaboration d'autres mécanismes de conformité visant les émetteurs règlementés, y compris des investissements certifiés dans un fonds technologique, la reconnaissance de mesures précoces, des crédits pour les industries à forte intensité d'émissions et tributaires du commerce et la possibilité d'acheter des crédits compensatoires pour le carbone.

La *loi de la Saskatchewan sur les CC* a été adoptée et a reçu la sanction royale en 2010. Cependant, elle n'est pas encore entrée en vigueur, et rien n'indique que le gouvernement de la Saskatchewan a l'intention la rendre exécutoire

21 Paul Boothe & Félix-A. Boudreault, *By the numbers: Canada's GHG Emissions*, London, Lawrence National Centre for Policy and Management, Ivey Business School at Western University, 2016.

22 Aaron Wherry, « Amid a climate-change parade, Brad Wall casts himself as Harper Lite », *Maclean's* (23 novembre 2015) : [traduction] « ... nous devons faire mieux dans nos efforts pour lutter contre les changements climatiques, notre province doit s'améliorer; je peux en parler un peu, mais nous ne pouvons pas oublier l'économie ».

23 PL 126, *An Act respecting the Management and Reduction of Greenhouse Gases and Adaptation to Climate Change,* 3e sess, 26e lég, Saskatchewan, 2010 (sanction royale reçue le 20 mai 2010).

24 Gouvernement de la Saskatchewan, communiqué, « Saskatchewan takes real action to reduce greenhouse gas emissions » (11 mai 2009).

dans un avenir rapproché. À l'exception de la teneur en éthanol de l'essence, dont le minimum est établi à 7,5 % dans la législation (prescription dans la *Ethanol Fuel Act*)[25], et des exigences règlementaires pour la réduction de la combustion et de la dispersion des gaz associés pendant les activités pétrolières et gazières en amont (en vertu de la *Directive S-10 : The Saskatchewan Upstream Petroleum Industry Associated Gas Conservation Standards*)[26], les mesures adoptées par la Saskatchewan concernant les changements climatiques se sont largement limitées à des mesures stratégiques plutôt qu'à des mesures législatives.

CSC

Environ 46 % de l'électricité de la Saskatchewan provient de centrales alimentées au charbon[27]. Contrairement aux provinces comme l'Alberta et l'Ontario, la Saskatchewan ne dispose pas de plans pour réduire progressivement son utilisation du charbon. Elle s'est plutôt concentrée sur l'élaboration de technologies de CSC et sur l'utilisation de celle-ci pour moderniser ses centrales au charbon dans la province.

Le 2 octobre 2014, le Boundary Dam Integrated CCS Project [projet ICCS], situé à la centrale électrique de Boundary Dam près d'Evanston en Saskatchewan, a démarré. Le projet ICCS a été lancé en 2008, en réponse à la règlementation fédérale proposée exigeant que les nouvelles unités de production d'électricité alimentées au charbon et les unités qui ont atteint la fin de leur vie utile n'émettent pas plus de 420 tonnes de CO_{2e} par gigawatt-heure[28]. Le partenariat gouvernement-industrie de 1,47 milliard de dollars[29], conclu avec le gouvernement du Canada, le gouvernement de la Saskatchewan, SaskPower et l'industrie privée prévoyait la modernisation de l'unité 3 de la centrale électrique alimentée au charbon de Boundary Dam au moyen d'un système de captage du CO_2, du SO_2 et des oxydes nitreux. Le CO_2 ainsi capté est vendu à Cenovus Energy, qui l'utilise pour améliorer ses activités d'extraction du pétrole. Le projet ICCS est reconnu comme le premier projet de CSC au monde à être pleinement déployé dans une installation fonctionnant au charbon et représente une réalisation importante pour la Saskatchewan.

SaskPower, la compagnie de service public de la Saskatchewan qui gère le projet ICCS, a indiqué que le projet génère 110 mégawatts (MW) d'électricité, tout en éliminant les émissions de SO_2, en réduisant les émissions de CO_2 de 90 % et en captant jusqu'à 1 million de tonnes de CO_2 chaque année. Cependant, le projet ICCS a fait l'objet d'importantes critiques. Les périodes d'arrêt requises pour l'entretien ont limité les activités du projet à 40 % de sa capacité, ce qui a empêché SaksPower de générer le volume de CO_2 visé par le contrat de vente conclu avec Cenovus Energy, qui achète le CO_2 au coût de 25 $ la tonne. En plus des ventes perdues, SaskPower a dû payer environ 12 millions de dollars de frais de pénalité à Cenovus Energy. Cette situation a contribué, du moins en partie, aux demandes de SaksPower pour l'imposition de multiples augmentations des tarifs aux consommateurs depuis 2014[30]. Afin d'atténuer ces pertes supplémentaires, SaskPower a renégocié son contrat d'approvisionnement en CO_2 avec Cenovus Energy en juin 2016[31].

Nonobstant ces difficultés, le gouvernement provincial demeure optimiste quant à la technologie de CSC. En juin 2015, SaskPower a ouvert une installation d'essai de CSC à la centrale de Shand, laquelle offre aux

25 *The Ethanol Fuel Act*, SS 2002, c E-11.1.

26 Gouvernement de la Saskatchewan, *Directive S-10: The Saskatchewan Upstream Petroleum Industry Associated Gas Conservation Directive*, Regina, novembre 2015.

27 SaskPower, « Our Supply Mix », en ligne : < http://www.saskpower.com/wp-content/uploads/power_sources_Apr2016.jpg>.

28 *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, SOR/2012-167, s 3.

29 SaskPower, communiqué, « CCS performance data exceeding expectations at world-first Boundary Dam Power Station Unit #3 » (11 février 2015).

30 En mai 2016, SaksPower a imposé deux hausses de tarifs : une augmentation de 5 % entrant en vigueur le 1er juillet 2016, et une autre augmentation de 5 % entrant en vigueur le 1er janvier 2017. Des hausses de tarifs ont également été approuvées en 2014 et en 2015. Les coûts importants associés au projet de CSC intégré de Boundary Dam sont pointés du doigt dans plusieurs critiques pour expliquer ces hausses tarifaires : Will Chabun, « SaskPower seeks 10.25-per-cent rate hike over next eight months », *Regina Leader-Post* (20 mai 2016); Stefani Langenegger, « Sask. carbon capture plant doubles the price of power », *CBC News* (17 juin 2016).

31 DC Fraser, « SaskPower renegotiated contract to avoid $91.8M penalty », *Regina Leader-Post* (13 juin 2016).

développeurs de technologies de CSC l'occasion de mettre à l'essai leurs processus dans une centrale commerciale. Afin d'éviter de fermer les unités 4 et 5 de la centrale de Boundary Dam, ce qu'obligerait la règlementation fédérale, le gouvernement de la Saskatchewan étudie la possibilité de moderniser ces unités vieillissantes selon la technologie de CSC; on s'attend à ce qu'une décision soit prise à cet égard avant la fin de 2017. En outre, en juin 2016, les premiers ministres de la Saskatchewan et du Québec ont signé un protocole d'entente en vertu duquel leur gouvernement provincial respectif a accepté d'accélérer le développement et le déploiement de technologies de CSC, d'échanger des bilans et des renseignements sur les projets et les technologies de CSC et de collaborer à l'étude d'autres collaborations possibles relativement au CSC.

SaskPower a affirmé que les leçons tirées du projet ICCS pourraient lui permettre d'économiser 200 millions de dollars pour une centrale semblable. Cependant, il a été estimé que le projet ICCS générera des pertes d'environ 1 milliard de dollars pendant sa durée de vie, ce qui pourrait coûter aux contribuables de la Saskatchewan jusqu'à 750 millions de dollars sur 30 ans[32]. En revanche, si aucun investissement n'est fait pour réduire considérablement les émissions, il faudra retirer la plupart des centrales électriques alimentées au charbon dans la province, conformément aux exigences prévues dans la règlementation fédérale[33]. Les unités 4 et 5 de la centrale de Boundary Dam, qui représentent 278 MW de production, atteindront la fin de leur vie utile de 50 ans à la fin de 2019; il faudra également retirer une autre production alimentée au charbon de 866 MW d'ici 2029, si aucun investissement n'est fait dans le CSC[34].

Objectif de SaskPower : porter à 50 % sa capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

En novembre 2015, SaskPower a annoncé qu'elle s'engageait à produire 50 % de son électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030. Afin d'y parvenir, la Saskatchewan devra doubler sa capacité de production à partir de ces énergies en 15 ans.

Environ 25 % de la capacité de production de la Saskatchewan provient actuellement de sources renouvelables : 20 % de l'hydro-électricité et 5 % de l'éolien. Le ministre responsable de SaksPower a affirmé que le fait de doubler la capacité de production à partir d'énergies renouvelables nécessitera « une expansion majeure de la production éolienne, de pair avec d'autres sources renouvelables comme l'énergie solaire, la biomasse, la géothermie et l'hydro-électricité, pour accompagner le projet de capture du carbone de l'unité 3 de Boundary Dam, le premier du genre dans le monde, et l'augmentation de la production de gaz naturel »[35].

Dans la mesure où les déclarations susmentionnées représentent ce qu'entend le gouvernement de la Saskatchewan par « renouvelable », on remarque que cette définition diffère de celle de Ressources naturelles Canada, laquelle a été adoptée par l'Alberta aux fins de son PER. La définition du terme « renouvelable » de Ressources naturelles Canada n'inclut pas le gaz naturel ni l'énergie nucléaire; elle n'inclut que des formes limitées de biomasse et ne fait aucune référence au CSC.

Pour réussir à porter à 50 % sa capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, SaskPower examine globalement la possibilité d'entamer de nouveaux projets d'hydro-électricité, d'importer de l'hydro-électricité auprès de provinces voisines et d'entreprendre des projets de production à partir de la biomasse et de la géothermie dans la province. SaksPower prévoit particulièrement la construction d'une installation de production d'énergie solaire photovoltaïque au sol. La production de 60 MW devrait consister en deux projets de 10 MW du secteur privé[36], deux projets de 10 MW développés par le partenariat SaskPower-First Nations Power Authority, et

32 Bureau du directeur parlementaire du budget, *Émissions de gaz à effet de serre du Canada : évolution, perspectives et réduction*, Ottawa, DPB, 21 avril 2016 à la p 46.
33 *Supra* note 28.
34 SaskPower, *Rate Application (2016 and 2017)* à la p 10, en ligne : SRR <http://www.saskratereview.ca/docs/saskpower2016/2016-and-2017-rate-application.pdf>.
35 SaskPower, communiqué, « SaskPower to develop wind, solar and geothermal power to meet up to 50% renewable target » (23 novembre 2015).
36 Quant au premier projet de 10 MW, le processus de demande de qualification devrait commencer avant la fin du mois de septembre 2016, le processus de demande de propositions étant prévu pour la fin du mois de décembre 2016.

des projets communautaires pour les derniers 20 MW. La compagnie de service public s'appuie principalement sur une augmentation de la capacité de production éolienne pour porter à 50 % sa capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Plus précisément, SaskPower a affirmé qu'elle a l'intention d'atteindre une capacité de production d'énergie éolienne de 30 % d'ici 2030 (objectif de capacité éolienne).

L'ajout d'une nouvelle capacité de production éolienne est déjà en cours dans la province. Trois projets du secteur privé sont en cours de développement, représentant une nouvelle capacité de production de 207 MW. SaskPower s'est également engagée à ajouter trois projets de 100 MW au réseau provincial d'ici 2024. Le processus d'approvisionnement concurrentiel pour les autres projets de 100 MW devrait débuter d'ici la fin de 2016[37]. Le développement de ces projets amènera la capacité totale de production éolienne de la Saskatchewan à environ 730 MW, soit 15 % de la capacité totale de production de la province. Les plans sur la façon d'accroître davantage ce total afin d'atteindre la cible de 30 % n'ont pas encore été complétés.

Fait intéressant, par rapport au concept de neutralité quant aux combustibles qu'a adopté l'Alberta dans son PER, le programme d'approvisionnement de projets d'énergies renouvelables de la Saskatchewan a suivi la trace du Programme d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable de l'Ontario en précisant une quantité particulière de production d'énergie solaire et d'énergie éolienne qu'elle prévoit introduire dans le réseau.

Le 13 septembre 2016, la Saskatchewan a connu un important recul dans l'atteinte de son objectif de production éolienne lorsque la demande d'approbation du plus grand des trois projets d'énergie éolienne déjà en cours a été refusée par le ministre de l'Environnement[38]. Le projet d'énergie éolienne à Chaplin est un projet de production éolienne de 177 MW proposé par Windlectric Inc., une filiale d'Algonquin Power. Il s'agissait du premier projet éolien à faire l'objet d'une évaluation environnementale provinciale; il était situé à proximité de deux zones importantes pour la conservation des oiseaux reconnues mondialement[39]. Bien que Windlectric Inc. ait proposé plusieurs mesures d'atténuation pour réduire le risque de mortalité chez les oiseaux et les répercussions possibles sur les corridors d'oiseaux migrateurs (c.-à-d. éviter la disposition linéaire des turbines, la mise en drapeau des pales et l'augmentation de la vitesse du vent au démarrage), le ministère de l'Environnement a indiqué que ces mesures d'atténuation visant des éléments individuels du projet ne pouvaient pas compenser le choix du site pour le projet, soit dans un corridor d'oiseaux migrateurs à proximité de zones de rassemblement d'oiseaux.

Le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé publiquement son refus d'approuver le projet d'énergie éolienne à Chaplin le 19 septembre 2016, au même moment où il a publié ses lignes directrices sur le choix de l'emplacement des projets d'énergie éolienne futurs dans la province[40]. Le *Wildlife Siting Guidelines for Saskatchewan Wind Energy Projects* (lignes directrices pour un choix d'emplacements de projets d'éoliennes en Saskatchewan respectueux de la faune) prescrit une zone tampon de 5 kilomètres autour des zones écosensibles comme les parcs nationaux et provinciaux, les réserves écologiques, les zones importantes de conservation des oiseaux et les principales rivières de la Saskatchewan. Les promoteurs de projets devront entreprendre une évaluation des impacts sur l'environnement et la faune, même si le projet proposé se trouve en dehors de ces zones tampons[41].

Windlectric Inc. procède actuellement à l'étude d'autres emplacements pour son projet.

37 Les demandes de qualification seront publiées en novembre 2016, suivies des demandes de propositions au T1 2017.
38 *Chaplin Wind-Energy Project* (13 septembre 2016), EAB 2013-013, en ligne : < http://publications.gov.sk.ca/documents/66/94179Chaplin%20Wind%20Energy%20Project%20MD%20&%20RfD%20(PubCentre).pdf>.
39 Plus particulièrement, le lac Chaplin, qui fait partie d'un système appelé Réseau de réserves pour les oiseaux de rivage de l'hémisphère occidental, est situé à 4,5 km au sud du site d'éoliennes proposé le plus près, et les lacs Paysen, Williams et Kettlehut, qui sont désignés comme d'importantes zones de conservation des oiseaux, sont situés à environ 6 km au nord du site d'éoliennes proposé le plus près.
40 Gouvernement de la Saskatchewan, communiqué, « New siting guidelines strengthen environmental protection and clarity for future wind power projects » (19 septembre 2016).
41 Ministère de l'Environnement de la Saskatchewan, *Wildlife Siting Guidelines for Saskatchewan Wind Energy Projects,* 2016-FWB 01, Regina, septembre 2016.

L'entreprise est signataire d'un accord d'achat d'énergie de 25 ans avec SaskPower pour la production d'énergie découlant du projet et prévoit modifier cet accord au besoin[42].

À cette étape-ci, on ne sait pas si la Saskatchewan sera en mesure d'atteindre son objectif de production d'énergie éolienne. Bien que SaskPower ait publié des plans d'approvisionnement visant à atteindre 15 % de sa capacité de production d'électricité à partir d'énergie éolienne, aucun engagement n'a encore été pris concernant un éventuel appui financier ou d'autres programmes visant à faciliter le développement d'une autre installation éolienne nécessaire pour atteindre les 730 MW escomptés. De la même façon, on ne connaît pas l'impact qu'auront sur la tarification de l'électricité pour le consommateur la cible que s'est fixée la Saskatchewan pour porter à 50 % sa capacité de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et l'investissement continu probable dans le CSC. Bien que l'Energy Information Administration des États-Unis estime que le coût total actualisé de la production d'énergie éolienne sera inférieur à celui de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2020 en raison du coût élevé des mécanismes de lutte contre la pollution comme le CSC[43], le coût réel de l'énergie éolienne et son impact sur le coût de l'électricité en Saskatchewan demeurent inconnus.

ONTARIO

L'Ontario a connu une évolution graduelle de ses politiques de lutte contre les changements climatiques. C'est en juin 2016 que l'on a présenté la plus récente politique dans ce domaine, le Plan d'action contre le changement climatique (Plan d'action de l'ON), lequel s'échelonne sur cinq ans. L'interrelation entre ces politiques et le système d'approvisionnement en énergie de l'Ontario, y compris le remplacement de toutes les centrales alimentées au charbon, a entraîné une hausse considérable de la production d'énergies renouvelables dans la province ainsi que d'importantes augmentations du coût de l'électricité.

Le virage écologique de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario

On peut dire que les efforts de l'Ontario pour lutter contre les changements climatiques ont commencé en 2005 par la fermeture de la centrale au charbon de Lakeview, dans le but de réduire les émissions de GES, suivie de l'élaboration en 2007 d'un règlement gouvernemental exigeant l'arrêt définitif de la production d'électricité à partir de charbon en Ontario en date du 31 décembre 2014[44]. L'Ontario a atteint cet objectif lorsqu'elle a fermé sa dernière centrale au charbon en avril 2014; elle est devenue la première juridiction en Amérique du Nord à avoir éliminé complètement le charbon comme source de production d'électricité[45]. L'Ontario estime que les mesures qu'elles a mises en place à cet égard représentent le plus grand effort de réduction des émissions de GES en Amérique du Nord[46].

Une autre étape importante a été franchie lorsque la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* a été adoptée[47] (la « *Loi sur l'énergie verte* »). Cette loi facilite le remplacement des centrales au charbon de la province par l'introduction d'un programme de tarif de rachat garanti (TRG), et une procédure selon laquelle les projets d'énergie renouvelable n'auraient besoin que d'une première approbation environnementale, appelée Autorisation de projet d'énergie renouvelable, plutôt que de satisfaire aux autres exigences liées aux permis provinciaux et prévues dans les règlements municipaux.

Le programme de TRG de l'Ontario était une procédure gouvernementale visant l'approvisionnement en électricité à partir de sources renouvelables, comportant des règles de programme standards, des contrats standards et un prix standard pour les différentes catégories de centrales électriques. Le programme de TRG encourage le développement de la technologie de l'énergie renouvelable en offrant des prix stables en vertu de contrats à long terme (généralement 20 ans) pour l'énergie produite en Ontario à partir de sources renouvelables. On entend par sources renouvelables la bioénergie (biomasse,

42 Stefani Langenegger, « Wind project near Chaplin, Sask., denied » *CBC News* (19 septembre 2016).
43 *Supra* note 31 à la p 63.
44 Ontario, Ministère de l'Énergie, *La fin du charbon*, Toronto, 16 décembre 2015.
45 Ontario, Ministère de l'Énergie, communiqué « Purifier l'air en Ontario », Toronto, 15 avril 2014.
46 *Supra* note 44.
47 *Loi de 2009 sur l'énergie verte*, LO 2009, c 12.

biogaz et gaz d'enfouissement), l'énergie éolienne, l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie hydraulique.

L'Ontario a annulé le Programme des grands projets de TRG (capacité de plus de 500 kilowatts [kW])[48] en juin 2013[49] et l'a remplacé par l'Approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable (AGER) en 2014. Le programme de l'AGER est en quelque sorte un processus concurrentiel pour l'approvisionnement de projets d'énergie renouvelable de plus de 500 kilowatts, et il a été conçu pour se faire en plusieurs phases. La première phase s'est terminée en avril 2016, par la signature de contrats d'énergie renouvelable d'environ 454 MW. L'Ontario a annoncé qu'elle procéderait à la phase deux de l'AGER (AGER II) à l'été 2016. Cependant, le 27 septembre 2016, le ministre de l'Énergie a publié une directive inattendue, suspendant tout approvisionnement pour les projets d'énergie renouvelable en vertu de l'AGER et mettant un terme au processus de demandes de qualification pour l'AGER II[50].

L'Ontario a annoncé qu'elle suspendait l'AGER puisqu'aucun autre approvisionnement de projets de production d'électricité n'est nécessaire pour le moment. Il est actuellement prévu que l'Ontario disposera d'un fort approvisionnement en électricité pour la prochaine décennie. On prévoit que cette décision de suspendre l'AGER permettra d'économiser jusqu'à 3,8 milliards de dollars en coûts liés au réseau d'électricité (ce qui représente environ 2,45 $ par mois pour un consommateur résidentiel moyen, par rapport aux prévisions précédentes).

Les efforts déployés par l'Ontario pour développer sa capacité de production d'électricité à partir de sources renouvelables ont bouleversé l'approvisionnement en électricité de la province au cours de la dernière décennie. L'Ontario dispose actuellement d'environ 18 000 MW d'énergie éolienne, d'énergie solaire, de bioénergie et d'hydro-électricité au titre de contrats et de projets en cours de réalisation. L'énergie renouvelable englobe désormais 40 % de la capacité installée de l'Ontario et génère environ le tiers de l'électricité produite dans la province. Lorsque combinées aux ressources nucléaires, qui représentent le tiers de la capacité installée de l'Ontario et génèrent près de 60 % de son électricité, ces ressources non fossiles permettent aujourd'hui de générer environ 90 % de l'électricité en Ontario[51].

Ces changements apportés au système d'approvisionnement en électricité de l'Ontario, y compris le passage aux énergies renouvelables, ont entraîné d'importantes augmentations du coût de l'électricité en Ontario au cours de la dernière décennie, et le nombre de plaintes de la population concernant les tarifs payés par les consommateurs pour l'électricité a augmenté en conséquence. Lorsque le gouvernement de l'Ontario a perdu l'élection partielle du 1er septembre 2016, la première ministre a expliqué la défaite par la frustration du public relativement à la hausse du coût de l'électricité[52]. Il n'est donc pas étonnant que lorsque le gouvernement a suspendu l'AGER, il a tenu à souligner les économies de coût associées à cette décision[53].

Après avoir réalisé d'importantes réductions des émissions de GES découlant de la production d'électricité, l'Ontario s'est tournée vers d'autres façons de réduire ces émissions. Le 18 mai 2016, la *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone*[54] (*Loi de l'Ontario sur les CC*) a été adoptée. Depuis l'adoption de cette loi, l'Ontario a lancé ou élargi une série d'initiatives visant à faciliter l'atteinte de ses objectifs en matière de réduction des émissions de GES, y compris :

- l'instauration d'un système de plafonnement et d'échange;

48 Le programme de TRG pour petits projets (générant une capacité supérieure à 10 kW et égale ou inférieure à 250 kW lorsqu'il est question de raccorder les installations à une ligne de moins de 15 kV; et d'au plus 500 kW lorsqu'il est question de raccorder les installations à une ligne de 15 kV ou plus) et le programme de TRG pour micro-projets (générant une capacité d'au plus 10 kW) continuent d'exister.

49 Ontario, Ministère de l'Énergie, *Renewable Energy Program,* Toronto, 12 juin 2013.

50 Ontario, Ministère de l'Énergie, *Large Renewable Procurement (LRP) II and Energy from Waste Standard Offer Program (EFWSOP),* Toronto, 27 septembre 2016.

51 IESO, *Ontario Planning Outlook*, Toronto, septembre 2016 à la p 2.

52 Robert Benzie, « Wynne Signals Hydro Relief is Coming for Consumers », *Toronto Star* (7 septembre 2016).

53 Ministère de l'Énergie, communiqué, « L'Ontario suspend l'approvisionnement pour les grands projets d'énergie renouvelable » (27 septembre 2016).

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

- le Plan d'action de l'ON et la mise en place d'initiatives connexes;
- l'expansion proposée de l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) visant à réduire la demande d'électricité en période de pointe et le coût de l'électricité pour les entreprises.

La *Loi de l'Ontario sur les CC* et ses règlements

La *Loi de l'Ontario sur les CC* a pour objet de créer un régime de règlementation qui aura les effets suivants :

- réduire les émissions de GES pour faire face aux changements climatiques, protéger l'environnement et aider la population ontarienne à effectuer la transition vers une économie sobre en carbone;
- permettre à l'Ontario de collaborer avec d'autres autorités législatives et d'harmoniser ses mesures avec les mesures semblables qu'elles prennent afin d'assurer l'efficacité de son régime de règlementation dans le contexte global des efforts internationaux de lutte contre les changements climatiques.

La *Loi de l'Ontario sur les CC* établit les cibles suivantes pour la réduction des émissions de GES par rapport aux niveaux de 1990 : 15 % avant la fin de 2020; 37 % avant la fin de 2030; et 80 % avant la fin de 2050[55].

Cette loi exige également du gouvernement de l'Ontario qu'il élabore un plan d'action contre le changement climatique énonçant des mesures qui permettront à l'Ontario d'atteindre ses objectifs[56].

L'Ontario a mis en place deux nouveaux règlements : Le *Cap and Trade Program Regulation*[57] (règlement sur le plafonnement et l'échange), entré en vigueur le 1er juillet 2016, et le *Quantification, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions Regulation*[58] (*règlement sur les émissions*) qui entrera en vigueur le 1er janvier 2017. Le règlement sur les émissions prévoit une méthode avec laquelle les participants au programme de plafonnement et d'échange pourront quantifier et vérifier leurs émissions.

Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario

La finalisation du règlement sur le plafonnement et l'échange constitue une importante étape du processus entamé en avril 2015, mois où l'Ontario et le Québec ont signé un accord créant un système conjoint de plafonnement et d'échange visant à réduire les émissions de GES.

En vertu du règlement sur le plafonnement et l'échange, une installation peut émettre du carbone en fonction du nombre de quotas d'émission dont elle dispose. Un quota représente l'émission d'une tonne de CO_{2e}. La première période de conformité ira du 1er janvier 2017 (date d'entrée en vigueur du programme de plafonnement et d'échange) au 31 décembre 2020. Le nombre total de quotas prévus pour l'ensemble des installations (c'est-à-dire le plafond) est fixé par le règlement sur le plafonnement et l'échange pour les années 2017 à 2020, et il diminuera de façon constante chaque année.

Un certain nombre de quotas d'émission seront alloués à titre gratuit chaque année à des participants. Les participants admissibles devront soumettre une demande pour obtenir de tels quotas à l'égard des activités qu'ils exercent dans chacune de leurs installations et le nombre alloué sera déterminé en fonction de la « Methodology for the Distribution of Ontario Emission Allowances Free of Charge »[59] (méthodologie pour l'allocation de quotas d'émission ontariens à titre gratuit). Les quotas d'émissions qui ne sont pas distribués librement seront mis aux enchères. La première mise aux enchères doit avoir lieu en mars 2017. Si la quantité de CO_{2e} qu'émet une installation dépasse ses quotas d'émission, celle-ci devra en acheter davantage lors de la mise aux enchères. Une installation qui

55 *Ibid* au para 6(1).
56 *Ibid* au para 7(1).
57 *The Cap and Trade Program*, Règl de l'Ont 144/16.
58 *Quantification, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emission*, Règl de l'Ont 143/16.
59 *Ontario, Ministry of the Environment and Climate Change*, "Methodology for the Distribution of Ontario Emission Allowances Free of Charge", Toronto, MOECC,16 mai 2016.

émet une quantité inférieure à ses quotas pourra vendre ses quotas gratuits inutilisés à l'occasion de la mise aux enchères.

Tous les profits réalisés dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de l'Ontario seront versés dans un fonds provincial appelé Compte de réduction des gaz à effet de serre et seront réinvestis dans plusieurs initiatives mises en place dans le cadre du Plan d'action de l'ON.

Le système de plafonnement et d'échange imposera des obligations de conformité aux distributeurs de gaz naturel de l'Ontario, y compris des obligations liées aux installations dans le cas des installations dont les distributeurs sont propriétaires ou exploitants et les obligations liées aux clients dans le cas des centrales au gaz naturel, ainsi qu'à certains autres clients résidentiels, commerciaux et industriels. Les services publics de gaz naturel devront élaborer des plans de conformité afin de satisfaire à leurs obligations en matière de plafonnement et d'échange et devront inévitablement engager d'autres frais liés à la conformité.

La première ministre de l'Ontario a indiqué qu'elle s'attend à ce que la facture résidentielle de gaz naturel augmente d'environ 5 $ par mois (ou 60 $ par année) à la suite de la mise en place du système de plafonnement et d'échange. La prédiction de la première ministre est quelque peu inférieure à celle d'Union Gas, qui dit que le prix du gaz naturel pour les propriétaires résidentiels augmentera probablement de 70 $ à 80 $ en 2017 et que ce montant risque d'augmenter dans les années à venir.

Dans le contexte de l'électricité, le prix du carbone ne sera ajouté au prix de l'électricité produite en Ontario que dans la mesure où l'électricité est produite à partir d'une source productrice de carbone. Cela signifie que le prix du carbone ne sera ajouté qu'à la portion de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario qui provient de central au gaz naturel, soit environ 10 % en 2015. Le prix du carbone sera également appliqué à l'importation d'électricité, si cette électricité a été produite à partir de combustibles fossiles. Cependant, l'effet sur le prix de l'électricité importée peut être atténué si l'importation d'électricité en Ontario provenant d'un territoire qui émet peu de GES, comme le Québec (qui produit principalement de l'hydro-électricité) augmente et que l'importation provenant de territoires qui émettent plus de GES (comme le Michigan, qui utilise principalement le charbon dans sa production) diminue[60].

Il est difficile de prévoir comment le système de plafonnement et d'échange influera ultimement sur le coût de l'électricité en Ontario puisque de nombreux facteurs entrent en ligne de compte. Toutefois, dans son rapport de planification de septembre 2016 (Ontario Planning Outlook), la société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (IESO) de l'Ontario a laissé entendre que l'augmentation du coût lié à l'utilisation des combustibles fossiles, comme le gaz naturel (et l'essence dans les voitures), par rapport au coût lié à l'utilisation d'électricité, de pair avec les autres mesures ontariennes de lutte contre les changements climatiques, pourrait entraîner une hausse de la demande d'électricité et une plus vaste électrification du système énergétique global (comme le transport)[61].

Le Plan d'action de l'ON et les initiatives connexes

Le Plan d'action de l'ON fait fond sur la Stratégie de l'Ontario en matière de changement climatique publiée en novembre 2015[62], laquelle définit la vision à long terme pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES. Il reconnaît la nécessité de conserver une économie concurrentielle, tout en obtenant des résultats environnementaux probants – il s'agit d'ailleurs du principal défi que le gouvernement devra relever alors qu'il tentera d'intensifier sa lutte contre le changement climatique.

Le Plan d'action de l'ON énonce les grandes lignes d'autres mesures clés que propose l'Ontario pour lutter contre les changements climatiques. L'objectif consiste à utiliser les profits découlant du programme de plafonnement et d'échange pour financer des projets verts et mettre en place les éléments du Plan d'action de l'ON.

Selon ce plan, le secteur ontarien des technologies propres et environnementales

60 *Supra* note 51 à la p 18.
61 *Ibid* aux p 7-8.
62 Gouvernement de l'Ontario, *Stratégie en matière de changement climatique,* Toronto, 25 août 2016.

est constitué d'environ 3 000 entreprises qui comptent 65 000 employés; le revenu annuel de ces entreprises est estimé à 8 milliards de dollars et leurs gains à l'exportation s'élèvent à 1 milliard de dollars. Il ne fait aucun doute que ce secteur connaîtra une croissance considérable si le Plan d'action de l'ON est mis de l'avant.

Le Plan d'action de l'ON présente également l'intention qu'a la province d'adopter de nombreuses dispositions visant à introduire de nouvelles mesures fiscales à l'avantage des consommateurs et des entreprises, tout en procédant à la transition vers des technologies moins polluantes. En voici quelques exemples :

- **Créer un système de transport plus propre**

  Le secteur des transports représente plus de 33 % des émissions de GES en Ontario. Le Plan d'action de l'ON fixe un objectif de vente de véhicules de tourisme électriques et à hydrogène de 5 % en 2020 (soit 14 000 véhicules en 2015). L'Ontario collaborera avec le gouvernement fédéral afin d'éliminer la taxe de vente harmonisée sur les véhicules à zéro émission et d'augmenter l'accès à l'infrastructure requise pour recharger les véhicules électriques. En juillet 2016, l'Ontario a annoncé qu'elle construirait près de 500 bornes de recharge pour véhicules électriques (bornes de recharge) qui seront fonctionnelles d'ici mars 2017. Le réseau de bornes de recharge proposé permettra aux véhicules électriques de se déplacer de la ville de Windsor dans le sud de la province jusqu'à la ville de North Bay et vers tous les grands centres urbains de la province.

- **Encourager l'installation et la modernisation de systèmes énergétiques propres**

  L'Ontario tentera d'aider les propriétaires d'habitations à réduire leur empreinte carbone en appuyant des choix additionnels. La province entend investir 100 millions de dollars du Fonds d'investissement vert de l'Ontario pour aider les propriétaires à acheter et à installer des technologies énergétiques sobres en carbone comme pompes à chaleur géothermiques et les thermopompes à air, les systèmes thermiques solaires et les systèmes de production d'énergie solaire. Des incitatifs fiscaux seront également introduits pour promouvoir les maisons à empreinte carbone presque nulle et réduire la dépendance à l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage. La province a annoncé qu'elle travaille en partenariat avec Enbridge Gas Distribution et Union Gas pour mettre au point un programme visant à aider près de 37 000 propriétaires à effectuer des vérifications pour trouver des occasions d'économiser de l'énergie et d'effectuer des modernisations, comme remplacer des fournaises et des chauffe-eau et mettre à niveau l'isolation.

- **Maintenir les tarifs d'électricité abordables**

  En réponse au nombre croissant de plaintes du public concernant les hausses marquées du coût de l'électricité au cours de la dernière décennie, le Plan d'action de l'ON indique que l'Ontario prévoit maintenir les tarifs d'électricité abordable en utilisant les profits réalisés dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange pour compenser le coût des initiatives de réduction des émissions de GES qui sont actuellement financées par les consommateurs résidentiels et industriels à même leur facture d'électricité.

  Dans son Discours du Trône de septembre 2016[63], le gouvernement de l'Ontario a annoncé des mesures pour offrir aux propriétaires et autres consommateurs admissibles un rabais de 8 % sur la taxe de vente provinciale applicable au coût de l'électricité ainsi qu'un plan visant à accroître le nombre d'entreprises admissibles à l'IEEMI (dont il est question ci-dessous).

- **Mettre sur pied une banque verte pour promouvoir l'utilisation de technologies écoénergétiques**

  L'Ontario propose de mettre sur pied une « banque verte » pour promouvoir l'utilisation de technologies

63 Ontario, Cabinet de la première ministre, « Discours du Trône » (12 septembre 2016).

écoénergétiques. Une fois établie, la banque verte vise trois objectifs :

1) aider les ménages à comprendre et à déterminer quelles subventions gouvernementales et autres incitatifs sont offerts pour chaque projet envisagé, et à calculer les périodes de récupération et le rendement de leur investissement;

2) offrir aux ménages de l'aide pour obtenir du financement souple à faible taux d'intérêt pour faire des rénovations domiciliaires écoénergétiques qui réduiraient les émissions de gaz à effet de serre, en prévoyant des dispositions spéciales pour soutenir les ménages à revenu faible ou moyen;

3) soutenir les gros projets commerciaux ou industriels, ou ceux qui doivent avoir une certaine envergure pour obtenir un financement de source privée, en travaillant avec les banques commerciales dans le but de regrouper les projets afin de réduire les risques.

- **Gérer l'impact fiscal du programme de plafonnement et d'échange**

  L'Ontario compte aider les entreprises et les industries à gérer les répercussions du programme de plafonnement et d'échange. Pour ce faire, il prônera des réductions considérables des émissions en fournissant des fonds pour compenser le coût des technologies sobres en carbone, en soutenant la recherche et le développement, ainsi qu'en accordant des subventions à l'industrie dans le but d'aider les entreprises à faire la transition vers des technologies sobres en carbone alors qu'elles diminuent la pollution par les GES. Ces mesures visant à faciliter la transition vers une économie prévoyant la tarification du carbone sont louables, mais le gouvernement doit veiller à ne pas diluer l'efficacité du programme en offrant un trop grand nombre de quotas gratuits ou de crédits compensatoires.

Élargissement de la portée de l'IEEMI de l'Ontario

Lors de son Discours du Trône de septembre 2016, l'Ontario a annoncé qu'elle étendrait son IEEMI à un plus grand nombre d'entreprises pour leur permettre d'accéder au programme[64]. L'IEEMI représente pour les grands consommateurs d'électricité un fort incitatif à déplacer leur consommation d'électricité en dehors des heures de pointe, et l'Ontario espère qu'en étendant la participation au programme, elle favorisera l'atteinte de ses objectifs de lutte contre les changements climatiques en reportant le besoin de se doter d'installations de production accrue.

L'IEEMI permet aux consommateurs d'abaisser considérablement leurs coûts d'électricité annuels, en réduisant leur consommation d'électricité provenant du réseau provincial pendant les périodes de pointe. Si un participant à l'IEEMI réduit sa consommation d'électricité provenant du réseau provincial pendant les cinq périodes de pointe d'une année où la demande globale d'électricité en Ontario est la plus élevée (appelées périodes de pointe simultanées), il profitera d'une réduction de ses coûts d'électricité pour l'année qui suit[65].

Bien que l'IEEMI soit en place depuis 2011, seuls certains grands clients de l'industrie étaient admissibles au programme. Au cours des prochaines étapes, l'IEEMI sera étendue pour inclure tous les types d'entreprise et la condition relative à leur demande horaire moyenne d'électricité sera réduite. Plus de 300 entreprises utilisent déjà l'IEEMI et l'Ontario s'attend à ce que plus de 1 000 nouvelles entreprises y soient admissibles une fois le programme élargi[66].

L'avenir

En septembre 2016, l'Ontario a confirmé qu'elle avait l'intention de poursuivre la mise en œuvre des initiatives énoncées dans le Plan d'action de l'ON et dans le Discours du Trône du gouvernement de septembre 2016[67].

---

64 *Ibid.*

65 IESO, « Changes to Class A Eligibility », en ligne : IESO <http://www.ieso.ca/Pages/Participate/Settlements/Changes%20to%20Class%20A%20Eligibility.aspx>.

66 Ontario, Cabinet de la première ministre, communiqué, « L'Ontario présente des mesures pour réduire les coûts de l'électricité » (15 septembre 2016).

67 Gouvernement de l'Ontario, communiqué, « Lettre de mandat de septembre 2016 : Environnement et Action en matière de changement climatique », (23 septembre 2016); Gouvernement de l'Ontario, « Lettre de mandat de septembre 2016 : Énergie » (23 septembre 2016).

Depuis 2010, l'Ontario a publié régulièrement son plan énergétique à long terme (PELT). Le dernier PELT a été publié en 2013 et un autre devrait être publié en 2017. L'Ontario s'efforcera d'aligner le PELT 2017 avec le Plan d'action de l'ON. Le PELT sera orienté selon plusieurs thèmes stratégiques y compris la réduction des émissions de GES, l'innovation, la modernisation du réseau, la conservation et l'efficacité énergétique, l'énergie renouvelable, l'énergie distribuée et l'accent continu sur les coûts abordables de l'électricité pour les résidences et les entreprises.

Le gouvernement de l'Ontario collaborera également avec l'IESO pour fournir, plus tard en 2016, un examen de mi-mandat du cadre de six ans Priorité à la conservation de l'énergie ainsi qu'un bilan des prochaines étapes pour atteinte des cibles de réduction des émissions de GES pour 2020, 2030 et 2050.

QUÉBEC

Le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques (PACC 2020)[68] adopté par le précédent gouvernement provincial est l'un des principaux outils dont dispose le Québec pour s'attaquer aux changements climatiques. Le PACC 2020 établit une cible de réduction des émissions de GES de 20 % sous les niveaux de 1990 d'ici 2020. Au moment de son adoption en 2013, le PACC 2020 favorisait une transition vers une économie plus verte par l'établissement d'une liste de 30 priorités que le gouvernement du Québec se propose de poursuivre. Afin d'atteindre la cible de réduction des émissions de GES, l'un des principaux mécanismes mis en place dans le cadre du PACC 2020 consistait à établir un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission.

Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission

Le système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission est un mécanisme de marché flexible qui permet aux émetteurs règlementés et à d'autres participants d'échanger des droits d'émission de GES (crédits carbone) afin de respecter le plafond établi par le gouvernement. Il a formellement débuté ses activités le 1er janvier 2013, créant ainsi le plus important programme de plafonnement et d'échange en Amérique du Nord[69]. Le Québec et la Californie tiendront une neuvième vente aux enchères conjointe de droits d'émission de gaz à effet de serre le 15 novembre 2016.

Le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*[70] (*Règlement sur le système de plafonnement et d'échange*) pris en application de la *Loi sur la qualité de l'environnement*[71], instaure le cadre juridique qui régit le fonctionnement du système de plafonnement et d'échange du Québec. Le *Règlement sur le système de plafonnement et d'échange* s'applique aux émetteurs qui produisent une quantité égale ou supérieure à 25 000 mégatonnes (Mt) de CO_{2e} par année, dans un secteur d'activité visé par le *Règlement sur le système de plafonnement et d'échange* (ces secteurs comprennent les secteurs de la production et de la distribution d'électricité, de l'exploitation minière et de la distribution de combustibles fossiles)[72].

Il existe plusieurs façons d'obtenir des droits d'émission en vertu du système de plafonnement et d'échange du Québec. Premièrement, le gouvernement du Québec peut en allouer gratuitement ou en vendre, et il est possible d'en obtenir dans le cadre d'une

---

68 Gouvernement du Québec, *Le Québec en action : Vert 2020, Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques*, Québec, Gouvernement du Québec, 2012.

69 Gouvernement du Québec, *Le système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission : En bref*, en ligne : MDDELCC <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/en-bref.pdf>. À noter aussi qu'une déclaration commune entre le Ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles des États-Unis du Mexique, le Gouvernement de l'Ontario et le Gouvernement du Québec a été signée le 31 août 2016, en vertu de laquelle les parties ont convenu de renforcer leur collaboration par la réalisation d'activités de coopération sur les marchés du carbone, dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de promouvoir conjointement le développement des mécanismes du marché du carbone visant la réduction des émissions de GES en Amérique du Nord.

70 *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*, RLRQ, c Q-2, r 46.1 [*Règlement sur le système de plafonnement et d'échange*].

71 *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, c Q-2.

72 *Règlement sur le système de plafonnement et d'échange*, *supra* note 70, art 2. À noter qu'une obligation de déclaration est également prévue dans le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*, RLRQ, c Q-2, r 15. Cette obligation s'applique à toute personne ou municipalité exploitant un établissement qui, pendant une année civile, émet dans l'atmosphère des gaz à effet de serre dans une quantité égale ou supérieure à 10 000 tonnes métriques en équivalent CO_2.

enchère[73]. Deuxièmement, des crédits pour réduction hâtive sont délivrés dans le cas de réductions d'émissions de GES effectuées au cours de la période allant du 1er janvier 2008 au 31 décembre 2011, comme incitatif à la réduction des émissions avant l'établissement du système de plafonnement et d'échange du Québec[74]. Enfin, les émetteurs et les participants peuvent également obtenir des crédits compensatoires en prenant part aux projets de réduction des émissions, conformément au *Règlement sur le système de plafonnement et d'échange*. Les crédits compensatoires peuvent aussi être échangés par l'entremise du système, et utilisés aux fins de conformité[75].

Au terme de chaque période de conformité (2013-2014, 2015-2017 et 2018-2020), chaque émetteur règlementé doit détenir un nombre de droits d'émission équivalent au total de ses émissions; pour ce faire, il peut procéder selon l'un des mécanismes précédemment expliqués ou par l'achat de droits auprès d'un autre émetteur ou participant règlementé[76]. Ces transactions doivent être faites au moyen du système de suivi des droits d'émission CITSS. Une réduction annuelle du plafond et du nombre de droits d'émission délivrés gratuitement permet d'assurer une diminution constante des émissions de GES générées par les entités règlementées[77]. La plupart des revenus générés par le gouvernement à l'aide du système de plafonnement et d'échange sont versés au Fonds vert, établi en vertu de la *Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*[78], et sont consacrés au financement de mesures ou des programmes visant à promouvoir le développement durable et à lutter contre les changements climatiques. On s'attend à ce que le Fonds vert accumule environ 3,3 milliards de dollars d'ici 2020, dont 70 % proviendront du système de plafonnement et d'échange du Québec[79].

Cibles de réduction des émissions pour le Québec

Le gouvernement du Québec a énoncé clairement les trois objectifs ambitieux de réduction progressive des émissions de GES qu'il souhaite atteindre d'ici le milieu du siècle. En plus d'une réduction de 20 % en deçà des niveaux de 1990 d'ici 2020, la province a également établi des cibles pour 2030 et pour 2050.

À la fin du mois de novembre 2015, en prévision de la COP 21, le gouvernement du Québec a confirmé qu'il viserait une réduction de ses émissions de 37,5 % en deçà des niveaux de 1990 d'ici 2030. Il s'agit de l'objectif le plus ambitieux établi à ce jour au Canada[80].

Enfin, en tant que signataire de l'accord national sur le leadership climatique mondial, une entente qui réunit des juridictions infranationales dans le but de réduire davantage les émissions de GES, le Québec s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 80 % à 95 %, ou de limiter les émissions de GES à 2 Mt de CO_{2e} par habitant par année d'ici 2050[81].

Événements récents

Deux des plus importants progrès récents sur le plan règlementaire au Québec dans les secteurs de l'énergie et des changements climatiques comprennent le Plan d'action en électrification des transports 2015-2020[82] (Plan d'action du Québec) et la Politique énergétique 2030[83] (Politique énergétique). En outre, la législation provisoire connexe a récemment été déposée devant l'Assemblée nationale du Québec, y compris les projets de loi 102, 104 et 106.

---

73 *Règlement sur le système de plafonnement et d'échange*, *ibid*, arts 39, 45, 56.
74 *Ibid*, art 65.
75 *Ibid*, arts 37, 70.1.
76 Gouvernement du Québec, *supra* note 69.
77 *Ibid*.
78 *Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*, RLRQ, c M-30.001, art 15.1.
79 Gouvernement du Québec, *Fonds vert– Secteur d'activité : Changements climatiques*, en ligne : MDDELCC <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/ministere/fonds-vert/secteurs/Changements-climatiques.htm#provenance>.
80 Radio-Canada, « Réduction des GES : Québec vise 37,5 % d'ici 2030 », *Radio-Canada* (27 novembre 2015), en ligne : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2015/11/27/003-quebec-ges-gaz-effets-de-serre-2030-objectif-reduction-environnement.shtml>.
81 Leadership Climatique Mondial, *Accord d'entente*, en ligne : <http://under2mou.org/wp-content/uploads/2015/04/Under-2-MOU-French.pdf>.
82 Gouvernement du Québec, *Propulser le Québec par l'électricité,* en ligne : <http://www.transportselectriques.gouv.qc.ca/fr/>.
83 Gouvernement du Québec, *L'énergie des Québécois, Source de croissance – La politique énergétique 2030*, 2016 [*Politique énergétique 2030*].

Projet de loi 102

Le 7 juin 2016, le Projet de loi 102 – *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement afin de moderniser le régime d'autorisation environnementale et modifiant d'autres dispositions législatives notamment pour réformer la gouvernance du Fonds vert*[84] a été présenté. Le Projet de loi 102 a pour but de modifier la *Loi sur la qualité de l'environnement*[85], afin de moderniser les régimes d'autorisation environnementale qu'elle prescrit. Les modifications proposées prévoient, entre autres, un nouveau régime d'autorisation ministérielle qui permettrait au ministre de tenir compte des émissions de GES attribuables à un projet et d'évaluer les mesures d'atténuation et d'adaptation pour contrer les impacts sur les changements climatiques qui sont proposées, au moment de déterminer s'il accorde une autorisation ou non.

Plan d'action du Québec

Le Plan d'action du Québec, qui a été présenté par le gouvernement du Québec le 9 octobre 2015, a pour but de créer une structure et de définir les étapes à suivre pour faire du Québec un « chef de file de l'utilisation de moyens de transport propulsés par l'électricité et un précurseur en matière de mobilité durable » d'ici 2020[86]. À cet égard, le Plan d'action du Québec suit trois orientations stratégiques : (1) favoriser les transports électriques; (2) développer la filière industrielle (y compris la recherche et le développement dans le secteur manufacturier); et (3) créer un environnement favorable (cadre juridique et règlementaire adéquat). L'électrification des transports est également présentée par le gouvernement du Québec comme une occasion de développer le secteur minier.

Afin de contribuer à réduire les émissions de GES de 20 % en deçà des niveaux de 1990 d'ici 2020, conformément à l'objectif énoncé dans le PACC 2020, le Plan d'action du Québec compte 35 mesures différentes, financées par un investissement du gouvernement provincial de 420 millions de dollars provenant en grande partie du Fonds vert dont il a été question précédemment. Plus précisément, les cibles suivantes ont été établies pour 2020 :

1) Atteindre un total de 100 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables qui seront immatriculés au Québec (dans la Politique énergétique, le gouvernement a également annoncé un objectif encore plus ambitieux, soit d'atteindre un total de 300 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables immatriculés au Québec d'ici 2026, et 1 million d'ici 2030, ce qui représente environ 20 % de l'ensemble des véhicules légers).

2) Réduire de 150 000 tonnes les émissions annuelles de GES produites par les transports.

3) Réduire de 66 millions le nombre de litres de carburant consommés annuellement au Québec.

4) Compter 5 000 emplois dans la filière des véhicules électriques et générer des investissements totaux de 500 millions de dollars.

Le gouvernement du Québec est récemment allé de l'avant avec sa première initiative règlementaire à la suite de la publication du Plan d'action du Québec. Le 2 juin 2016, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a présenté le Projet de loi 104 : *Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants*[87].

Projet de loi 104

Le Projet de loi 104 a pour but d'accroître le nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec. Plus précisément il « établit un système de crédits et de redevances applicable à la vente ou à la location au Québec, par les constructeurs automobiles, de véhicules automobiles neufs ». La portée du Projet de

---

84 PL 102, *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement afin de moderniser le régime d'autorisation environnementale et modifiant d'autres dispositions législatives notamment pour réformer la gouvernance du Fonds vert*, 1re sess, 41e lég, Québec, 2016.

85 *Supra* note 71.

86 *Supra* note 82.

87 PL 104, *Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants*, 1re sess, 41e lég, Québec, 2016.

loi 104 se limite aux constructeurs automobiles qui, en moyenne, pour trois années modèles consécutives, ont vendu ou loué plus de 4 500 véhicules automobiles neufs au Québec.

Les crédits pouvant être accumulés par la vente ou l'achat de véhicules automobiles neufs qui satisfont à certaines conditions (ils sont mus entièrement ou en partie au moyen de l'énergie électrique, la batterie ou la pile qui alimente le moteur électrique servant à mouvoir le véhicule doit être rechargeable au moyen d'une source externe au véhicule). Un constructeur peut aussi obtenir des crédits en les achetant auprès d'un autre constructeur automobile. En vertu du Projet de loi 104, les constructeurs automobiles qui n'accumulent pas suffisamment de crédits, selon le nombre déterminé et calculé en vertu de la règlementation, devront payer une redevance au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, laquelle sera versée dans le Fonds vert.

Des consultations spéciales sur le Projet de loi 104 ont eu lieu en août 2016 devant la Commission des transports et de l'environnement, et le projet de loi a été adopté en principe le 22 septembre 2016. Étant donné le caractère général du Projet de loi 104 et le pouvoir discrétionnaire qui y est prévu, les conséquences dudit projet de loi ne seront comprises entièrement qu'une fois la règlementation entrée en vigueur.

La Politique énergétique

Le 7 avril 2016, le gouvernement du Québec a annoncé la Politique énergétique qui, d'ici 2030, vise à faire du Québec un chef de file nord-américain dans les domaines de l'énergie renouvelable et de l'efficacité énergétique en développant une économie forte et à faible empreinte carbone. Plus précisément, la Politique énergétique établit les cinq cibles suivantes à atteindre d'ici 2030 :

1) Améliorer de 15 % l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée;

2) Réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés;

3) Éliminer l'utilisation du charbon thermique;

4) Augmenter de 25 % la production totale d'énergies renouvelables;

5) Augmenter de 50 % la production de bioénergie.

En plus de ces objectifs ambitieux, la Politique énergétique prévoit également d'autres progrès importants. Le gouvernement du Québec créera un nouvel organisme se consacrant à l'économie d'énergie et à la transition énergétique et il a indiqué qu'il élargirait les pouvoirs de la Régie de l'énergie. En outre, un examen du processus d'évaluation environnementale pour les projets d'énergie sera effectué, dans le but d'accroître la cohérence et la coordination entre les différentes autorités qui ont une incidence sur les facteurs environnementaux, sociaux et économiques d'un projet donné. De plus, la Politique énergétique a pour but de définir une nouvelle approche à l'égard de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures au Québec. Enfin, le gouvernement du Québec a l'intention d'adopter une loi pour éliminer entièrement le charbon thermique comme source d'énergie d'ici 2030.

Projet de loi 106

La Politique énergétique sera mise en œuvre par la publication de trois plans d'action (2016-2020, 2021-2025 et 2026-2030) et exigera que l'on apporte plusieurs modifications au cadre règlementaire actuel. À cet égard, le 7 juin 2016, le Projet de loi 106 – *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives* a été présenté par Pierre Arcand, ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles[88].

Le Projet de loi 106 a pour but de mettre en place les mesures annoncées dans la Politique énergétique, lesquelles apporteront d'importants changements dans le paysage règlementaire québécois en matière d'énergie.

Premièrement, le Projet de loi 106 édicte la *Loi sur Transition énergétique Québec* qui, une fois promulguée, instituera un nouvel organisme gouvernemental appelé Transition énergétique Québec (TEQ), qui sera responsable de créer

88 PL 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1re sess, 41e lég, Québec, 2016.

l'ensemble des programmes et de prendre les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs énergétiques fixés par le gouvernement. TEQ sera notamment responsable d'élaborer un plan directeur sur la transition, l'innovation et l'efficacité en matière d'énergie, et ce, tous les cinq ans. Il sera également tenu de consulter les intervenants concernés, conformément aux exigences prévues dans la loi. Le plan directeur sera présenté au gouvernement du Québec et à la Régie de l'énergie aux fins d'adoption, si l'on estime qu'il est compatible avec les objectifs du gouvernement. Le Fonds vert et la contribution annuelle des distributeurs d'énergie financeront conjointement le TEQ.

Deuxièmement, le Projet de loi 106 prévoit des modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie*[89]. En plus de son nouveau rôle concernant l'approbation du plan directeur élaboré par TEQ, le Projet de loi 106 contient des dispositions relatives à la distribution de gaz naturel renouvelable et à l'inclusion d'une marge excédentaire de capacité de transport dans le plan d'approvisionnement des distributeurs de gaz naturel.

Troisièmement, le Projet de loi 106 modifie la *Loi sur Hydro-Québec*[90] qui, une fois adopté, donnera à Hydro-Québec le pouvoir d'accorder une aide financière à un organisme public de transport en commun et à d'autres entités publiques pour le matériel fixe nécessaire à l'électrification des services de transport en commun.

Enfin, le Projet de loi 106 édicte aussi la *Loi sur les hydrocarbures*, laquelle a pour objet de régir le développement des ressources pétrolières au Québec. Actuellement, ce secteur est régi en vertu de la *Loi sur les mines*[91]. Dans sa forme actuelle, le Projet de loi 106 crée un régime de licence et d'autorisation applicable à l'exploration, à la production et au stockage des hydrocarbures et élargit le rôle de la Régie de l'énergie. Les nouvelles licences d'exploration pourront être mises aux enchères. Le projet de loi prévoit également des dispositions concernant les plans de fermeture et de restauration de sites. Des redevances sur les hydrocarbures, en plus d'autres sommes, devront être versées dans le Fonds de transition énergétique, également créé en vertu du projet de loi 106.

Des consultations spéciales ont eu lieu en août 2016 devant la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles. Le rapport de la Commission a été présenté à l'Assemblée nationale du Québec le 20 septembre 2016. Le Projet de loi 106 n'a pas encore été soumis au vote et, compte tenu de l'importance de la réforme, il pourrait faire l'objet de modifications avant d'être adopté.

Répercussions sur l'énergie

Contrairement aux autres provinces canadiennes, les changements politiques et règlementaires dont il est question dans la présente section n'auront pas d'impact majeur sur le bilan des sources d'énergie au Québec. En effet, l'abondance de centrales hydroélectriques dans la province permet au Québec de générer plus de 99 % de son électricité à partir de sources renouvelables[92]. Cela dit, les changements politiques et règlementaires décrits précédemment auront d'autres répercussions.

Bien que l'on ne s'attende pas à ce que la rigueur accrue de l'activité règlementaire ait d'incidence importante sur le type de sources d'énergie au Québec, les politiques sur le carbone se traduiront probablement par des coûts supplémentaires pour les consommateurs et les entreprises. Comme l'ont estimé le gouvernement et l'industrie pétrolière, le prix d'un litre d'essence a augmenté d'environ 2 à 3,5 cents à la suite de la mise en œuvre du système de plafonnement et d'échange du Québec[93]. En 2015, le consommateur moyen de gaz naturel (2,300 m^3/année) a vu sa consommation d'essence augmenter de 41 $/année et l'entreprise moyenne (14,600 m^3/année) a vu sa consommation d'essence grimper de 258 $/année[94].

---

89 *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c R-6.01.
90 *Loi sur Hydro-Québec*, RLRQ, c H-5.
91 *Loi sur les mines*, RLRQ, c M-13.1.
92 Politique énergétique 2030, *supra* note 83 à la p 16.
93 Ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique, *Document d'information – Comprendre le fonctionnement du système de plafonnement et d'échange*, Toronto, 13 avril 2015, en ligne : <https://news.ontario.ca/moe/fr/2015/04/comprendre-le-fonctionnement-du-systeme-de-plafonnement-et-dechange.html>.
94 Gazifère, *Introduction des droits d'émission de carbone sur la facture au 1er janvier* 2015, en ligne : <http://www.gazifere.com/wp-content/uploads/2014/12/Info-Marche-du-carbone-dec-2014R.pdf>.

Comme l'a laissé entendre l'IESO de l'Ontario, les pressions règlementaires sur le coût du carbone pourraient entraîner une plus grande électrification du réseau et hausser la demande d'électricité[95]. Il est aussi envisagé dans la Politique énergétique qu'Hydro-Québec, le plus important service public d'électricité au Québec, devrait profiter d'un tel contexte favorable et tenter d'étendre ses activités à l'extérieur de la province. S'étant fixé comme objectif de doubler ses revenus au cours des quinze prochaines années, Hydro-Québec a indiqué qu'elle tenterait d'accroître ses exportations d'électricité à d'autres marchés et d'utiliser son savoir-faire de grande valeur pour accroître sa présence sur le marché[96].

Compte tenu de ce qui précède, il est évident que le Québec se situe à une étape cruciale de l'élaboration de son cadre juridique en matière de changements climatiques et de développement énergétique. En établissant des objectifs ambitieux pour réduire les émissions de GES et le nombre de véhicules électriques immatriculés, le Québec a mis la barre haute pour les prochaines années. Les projets de loi récemment déposés devant l'Assemblée nationale du Québec et dont il est question dans le présent article peuvent être caractérisés comme jetant les bases de l'ère de la transition énergétique. Les répercussions concrètes de cette transition vers un Québec plus vert demeurent imprévisibles; cependant, nous pouvons nous attendre à de plus fortes pressions sur les consommateurs de produits à forte empreinte carbone et à une augmentation du rôle que joue Hydro-Québec dans d'autres provinces et aux États-Unis.

CONCLUSION

Comme il est décrit dans le présent article et résumé ci-dessous, les régimes et politiques sur les GES qu'ont adoptés les Cinq Grandes provinces sont très variés, tout comme leurs répercussions sur les prix et la production de l'électricité :

La C.-B. a toujours généré la plus grande partie de son électricité à partir de projets d'hydro-électricité. Pour réduire ses émissions de GES, elle a adopté en 2012 une taxe d'application générale sur le carbone, laquelle est établie à 30 $/tonne. En complément de cette taxe, la C.-B. instaurera également des normes de rendement axées sur l'intensité des émissions pour les industries visées. À ce jour, les répercussions des stratégies de réduction des émissions de GES de la C.-B. sur le prix de l'électricité ont été faibles, probablement parce que ces stratégies ont un impact limité sur la production d'hydro-électricité.

L'Alberta a toujours compté sur le charbon pour alimenter la plupart de ses centrales. Elle dispose également d'importantes exploitations gazières et pétrolières qui génèrent depuis longtemps de nombreuses émissions de GES, surtout dans les régions où l'on exploite les sables bitumineux. L'Alberta dispose d'un système axé sur l'intensité des émissions pour les grands émetteurs depuis plus d'une décennie. À compter de 2017, elle élargira son régime de tarification du carbone afin qu'il s'applique à d'autres entreprises et consommateurs, par l'instauration d'une taxe sur le carbone. D'ici 2018, la taxe sera établie à 30$/tonne; elle reflète donc la taxe sur le carbone imposée par la C.-B. En outre, la province élimine progressivement toute la production d'électricité au charbon et déploie un effort concerté pour remplacer une part importante de cette production d'électricité par une production à partir de sources renouvelables. Enfin, elle fixera un plafond absolu sur les émissions provenant des sables bitumineux. Quant aux répercussions potentielles sur le prix de l'électricité, il est encore trop tôt pour se prononcer, bien qu'il soit possible que les prix augmentent en raison des coûts supplémentaires associés à la construction d'autres infrastructures de transmission nécessaires et à la transition vers une plus forte dépendance de l'énergie renouvelable.

La Saskatchewan ressemble à l'Alberta en ce sens qu'elle compte sur le charbon pour alimenter la plupart de ses centrales. Elle accueille également sur son territoire d'importantes exploitations pétrolières et gazières et s'avère le plus grand émetteur de GES par habitant. À ce jour, la Saskatchewan semble faire figure d'exception en ce qui concerne les stratégies de réduction des émissions de GES. Plutôt que de mettre en place d'importantes mesures de réduction des GES ou de se tourner vers l'élimination progressive des centrales au charbon, le gouvernement de la Saskatchewan s'est concentré sur le soutien d'initiatives de CSC. Bien que

95 *Supra* note 61 à la p 7.
96 Politique énergétique 2030, *supra* note 82 à la p 22.

SaskPower, la compagnie de service public de la Saskatchewan, se soit engagée à porter à 50 % sa capacité de produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables (dont 30 % à partir d'éoliennes) d'ici 2030, on ne sait pas comment elle y arrivera. Étant donné les efforts limités déployés par la Saskatchewan à ce jour, il est difficile de déterminer les répercussions, le cas échéant, qu'ont eues ou qu'auront ses stratégies de réduction des émissions de GES sur le coût de l'électricité.

Contrairement à ses homologues provinciaux, l'Ontario compte sur l'énergie nucléaire pour alimenter la majorité de sa production d'électricité. Elle a adopté un système de plafonnement et d'échange comme mode privilégié de réduction des émissions de GES. Le début de la première période de conformité de l'Ontario est prévu pour janvier 2017. Pour ajouter à sa stratégie en matière de plafonnement et d'échange, l'Ontario a éliminé toutes ses centrales au charbon en 2014. Depuis, l'Ontario a été la province la plus active dans la promotion de projets d'énergie renouvelable, ayant mis en place une variété de programmes incitatifs au fil des ans. Plus récemment, elle a instauré des politiques pour soutenir la réduction des émissions de GES dans l'industrie du transport. À cet égard, elle a annoncé qu'elle construirait près de 500 bornes de recharge le long de ses autoroutes; on s'attend à ce qu'elles soient fonctionnelles d'ici mars 2017. Parmi les Cinq Grandes provinces, l'Ontario est celle dont les stratégies de réduction des émissions de GES ont eu le plus grand impact sur le prix de l'électricité. Les répercussions ont été si considérables que le gouvernement a attribué la perte de l'élection partielle de septembre 2016 à la frustration de la population concernant l'augmentation du coût de l'électricité. Il est peu probable qu'il y ait une baisse importante du prix de l'électricité et il sera intéressant de voir si la province saura limiter d'éventuelles augmentations supplémentaires.

Le Québec se rapproche de la C.-B. en ce sens qu'elle produit la majorité de son électricité à partir de centrales hydro-électriques. Le Québec applique également un système de plafonnement et d'échange, dont la première période de conformité était 2013-2014. En effet, en 2014, le Québec a conclu un partenariat avec la Californie, créant ainsi le plus important système de plafonnement et d'échange en Amérique du Nord. Plus récemment, en 2015, l'Ontario a confirmé qu'elle s'alignait avec le Québec dans cette voie. Enfin, à l'instar de l'Ontario, le Québec a mis en place des politiques et des projets de loi qui appuient fortement la réduction des émissions de GES dans l'industrie des transports, y compris des objectifs de vente concernant les véhicules électriques et hybrides. En ce qui concerne les répercussions de stratégies de réduction des émissions de GES sur le coût de l'électricité, il semble que l'impact ait été minime. Cela s'explique probablement par le fait que, comme en C.-B., ces politiques ont eu une incidence limitée sur sa production d'hydro-électricité.

Le large éventail de stratégies de réduction des émissions de GES qu'ont adoptées les Cinq Grandes provinces constitue un excellent exemple de la façon dont l'approche universelle ne peut s'appliquer à cette question délicate. Les stratégies disparates viendront assurément mettre à l'épreuve la détermination du gouvernement fédéral au moment de déterminer si elles sont suffisamment rigoureuses pour atteindre les objectifs fédéraux et ainsi éviter l'imposition du régime de tarification du carbone en 2018. ■

PLAFONNEMENT ET ÉCHANGE EN ONTARIO : LES LEÇONS À TIRER DE L'EUROPE

*Jason Kroft et Sam Dukesz**

Le système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (SEQE-UE) est le plus important système de plafonnement et d'échange au monde, englobant tous les pays de l'Union européenne. C'est également l'un des plus problématiques, n'ayant tout simplement pas réussi à combler les attentes en ce qui concerne les réductions d'émissions initialement promises. Le présent article propose une analyse des obstacles auxquels est confronté le SEQE-UE, pour ensuite fournir une analyse prospective de l'applicabilité de ces obstacles au programme proposé de plafonnement et d'échange de l'Ontario.

Problèmes de conception et de mise en œuvre du système de l'Europe

Le SEQE-UE a initialement été mise en oeuvre par phases, soit une phase pilote (phase I) de 2005 à 2007, suivie de la phase de Kyoto (phase II) de 2008 à 2012 et d'un certain nombre de phases subséquentes[1]. Le système initial s'appliquait à près de la moitié des émissions de CO_2 produites par 31 des pays de l'UE. Le système était limité à des secteurs particuliers, puisque certains secteurs, comme le transport, étaient exemptés pour des raisons de concurrence avec des régions non participantes.

Le processus initial visant à établir les plafonds pour les émissions a été décentralisé par les États membres, permettant ainsi aux États individuels de proposer des plafonds élevés qui favorisaient les industries à forte intensité d'émissions sur leur territoire. Cela, combiné à un manque de données sur les émissions, a mené à l'attribution de quotas d'émissions trop généreux à l'ouverture du marché en 2005.

Bien que les prix des quotas aient initialement été élevés, l'offre excédentaire sur le marché a rapidement fait baisser la demande et les prix, entraînant une chute du prix pour un seul quota, qui est passé de 30 euros en 2005 à 0 euro en 2007. Cette chute du prix a été exacerbée par l'incapacité de maintenir les quotas au cours des multiples phases du SEQE-UE, ce qui garantissait, à la fin de toute phase, la réduction à zéro du prix d'un quota acquis au cours de cette phase. Et la situation de ce système déjà surmené s'est aggravée lorsqu'il a été suggéré que les entreprises refilent les « coûts » des quotas au consommateur final, même lorsque le gouvernement leur avait donné ces quotas gratuitement.

L'UE a répondu au cours des phases subséquentes avec un plan de resserrement et de centralisation du plafond, un élargissement de la portée du système et la possibilité de mettre en banque des quotas entre les différentes phases. Bien que cette approche ait initialement fait augmenter les prix des quotas à plus de 20 euros, les prix n'ont dès lors cessé d'atteindre le plancher. Le prix actuel varie entre 0 et 10 euros, ce qui est attribuable en partie à l'économie affaiblie de l'UE après la récession, combinée à une utilisation accrue d'opérations de compensation en vertu du Mécanisme pour

* Jason Kroft est un associé en droit des affaires qui pratique chez Stikeman Elliott (Toronto). Sa pratique couvre un large éventail de conseils et de transactions en matière de droit corporatif-commercial. M. Kroft est aussi un professeur adjoint à l'Osgoode Hall Law School dans les domaines de la négociation et d'entreprise commerciale. Sam Dukesz est un stagiaire en droit.

1 *Manuel du SEQE-UE* (Bruxelles : Commission européenne), en ligne : CE <http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets_handbook_en.pdf>.

un développement propre, lequel accorde des quotas pour les projets de compensation dans les pays en développement.

Leçons pour l'Ontario

Pour créer son programme de plafonnement et d'échange, le gouvernement de l'Ontario peut mettre en application les leçons tirées des succès mitigés du SEQE-UE. Ces principales leçons sont énumérées ci-dessous.

Attributions excédentaires

D'abord, il est très important d'éviter l'attribution excédentaire de quotas à la mise en oeuvre d'un programme de plafonnement et d'échange; ces attributions excédentaires peuvent être mises en banque par les entreprises afin de maintenir les quotas à bas prix pendant des années à venir. Pour éviter de telles attributions excédentaires, le gouvernement de l'Ontario devra disposer de bonnes données sur les émissions en Ontario afin d'établir un plafond initial adéquat. Au cours des dernières années, le gouvernement de l'Ontario a recueilli des données sur les émissions auprès d'entreprises qui rejettent plus de 10 000 tonnes de GES par année ou qui font partie de secteurs industriels particuliers. Ces données ont incité le gouvernement de l'Ontario à établir un plafond initial de 142 mégatonnes de GES, ce qui équivaudrait à ce que le gouvernement estime être les émissions réelles en 2017. En d'autres mots, il ne devrait pas y avoir d'attributions excédentaires de quotas d'émissions, selon les prévisions du gouvernement de l'Ontario. Seul le temps nous dira si ce sera le cas.

Mise en banque de quotas

Deuxièmement, le gouvernement de l'Ontario devrait voir à ce que les entreprises puissent mettre en banque des quotas sur de multiples périodes au cours du programme. Bien qu'un tel modèle puisse exacerber les effets négatifs de l'attribution excédentaire, il importe d'éviter un effondrement externe des prix des quotas à la fin d'une période donnée. Ce modèle est actuellement en place dans la règlementation du programme de plafonnement et d'échange du gouvernement de l'Ontario, où l'on peut utiliser les quotas d'une année particulièrement active qui est une année dans la période de conformité ou une année antérieure.

Restriction des quotas gratuits ou exemptés

Troisièmement, bien qu'il soit politiquement acceptable d'accorder des quotas gratuits à certains secteurs, il s'agit d'un moyen risqué de gérer les questions de concurrence. Lorsque les quotas ne sont pas liés à la production, ils ne peuvent pas avoir d'incidence sur les coûts marginaux, ce qui décourage la pratique visant à réduire ou à réaffecter les émissions pour des secteurs complets. Il serait préférable pour le gouvernement d'inclure ces secteurs dans le programme de plafonnement et d'échange d'une manière qui permet de maintenir les mesures d'incitation s'appliquant à d'autres entreprises, bien que de façon plus graduelle. Toutefois, nous croyons qu'un bon nombre d'entreprises se verront attribuer des quotas gratuits au tout début du programme de plafonnement et d'échange afin de faciliter la transition vers une économie à faibles émissions de carbone. Ces quotas gratuits auront un effet dissuasif sur la nécessité de contrer les changements climatiques à court terme.

Règles robustes concernant la compensation

Quatrièmement, les politiques de compensation doivent être surveillées et maintenues de façon adéquate. La popularité croissante du Mécanisme pour un développement propre réside dans le fait qu'il permet aux entreprises de demander des compensations lorsqu'elles réduisent les émissions dans des territoires étrangers. Ces territoires, qui sont souvent des pays du tiers monde, ne disposent pas de structures de règlementation et de reddition de comptes pour confirmer adéquatement ces réductions d'émissions. Il n'est pas surprenant que le Mécanisme pour un développement propre ait été ébranlé par des allégations de fraude par les entreprises participantes. Le gouvernement de l'Ontario devrait voir à ce que son programme de compensation soit strictement surveillé et contrôlé, surtout lorsque la réduction de compensation applicable a lieu dans un territoire étranger. Le gouvernement de l'Ontario n'a pas encore fait connaître le régime de compensation pour son programme de plafonnement et d'échange. Toutefois, il suivra probablement l'exemple du Québec et de la Californie. Ces programmes disposent tous deux d'exigences robustes en matière de surveillance afin de veiller à ce que les réductions réelles de compensation aient lieu. Le gouvernement de l'Ontario adoptera probablement des exigences similaires.

Coordination des politiques complémentaires

Pour terminer, certains auteurs ont laissé entendre que les problèmes du SEQE-UE soient causés par les politiques environnementales complémentaires de l'UE relativement au programme de plafonnement et d'échange. Ces politiques, selon leurs critiques, permettent le transfert d'émissions, accroissent les coûts de réduction des émissions et, en l'absence d'un prix-plancher, abaissent les prix des quotas. Il s'agit d'une question complexe qui nécessiterait une analyse plus approfondie. Cela dit, le gouvernement de l'Ontario peut emprunter différentes approches pour s'attaquer à ce problème éventuel. Premièrement, il a établi un prix-plancher pour les enchères de quotas, ce qui devrait éviter la réduction à zéro du prix des quotas. Deuxièmement, il pourrait confirmer que les politiques complémentaires visent uniquement les émissions non comprises dans le programme de plafonnement et d'échange, de façon à ce que les programmes soient strictement complémentaires et qu'ils ne fassent pas obstacle au programme de plafonnement et d'échange, et vice-versa. ■

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ALBERTA : LEÇONS À TIRER DE L'EUROPE

Kalyan Dasgupta et Simon Ede[1], avec Leonard Waverman[2]

Les mandats relatifs à l'énergie renouvelable sont souvent accompagnés de politiques de décarbonisation ambitieuses comme le Climate Leadership Plan (plan de lutte contre les changements climatiques axé sur le leadership) de l'Alberta. L'expérience européenne montre que de tels mandats, qui incluent généralement des subventions accordées aux énergies renouvelables (avec des coûts marginaux à court terme presque nuls), peuvent réduire les taux d'utilisation d'installations classiques de production d'énergie thermique. Ce faisant, lorsque les taux d'utilisation chutent, cela réduit leur viabilité économique et les mesures visant à stimuler l'investissement en capacité thermale conventionnelle. Ces mesures réduites d'incitation à l'investissement cohabitent mal avec le fait qu'une certaine capacité (peut-être considérable) de production thermique sera toujours nécessaire pour répondre à la demande : le vent ne souffle pas toujours et le soleil ne brille pas toujours. Les prix et les profits réduits à l'aube de l'introduction d'énergies renouvelables pourraient éliminer une partie de cette capacité thermique du marché. Si, par conséquent, la demande devient supérieure à l'offre, la théorie économique suggère que les prix devraient augmenter de nouveau, entraînant ainsi l'entrée de la production thermique afin de répondre à la demande. Toutefois, les ouvrages économiques ont relevé de nombreux facteurs – surtout sous la forme d'interventions règlementaires et de restrictions technologiques – indiquant que les prix de gros dans nombre de marchés de l'électricité n'enverraient pas toujours le signal adéquat concernant la rareté du produit. Les données probantes disponibles laissent entendre que les énergies renouvelables subventionnées exacerberaient ce problème. La capacité ne pourrait pas toujours être créée au moment où l'on en a besoin.

Dans certains marchés de l'électricité en Europe et aux États-Unis, les organismes de règlementation ont institué des marchés de capacité ou d'autres mécanismes (y compris des mécanismes d'injonction et de contrôle) qui paient explicitement les producteurs qui donnent accès à la capacité, ce qui tranche avec le marché strictement énergétique de l'Alberta où les producteurs ne sont payés que pour la vente d'électricité. L'impact des énergies renouvelables a contribué à l'inquiétude croissante de l'Europe concernant l'investissement à long terme dans la capacité. L'intérêt dans les mécanismes relatifs à la capacité a augmenté de façon correspondante. Toutefois, les données probantes selon quoi les mécanismes relatifs à la capacité atteignent les résultats escomptés ne sont pas claires.

La nécessité d'offrir aux investisseurs dans la production thermique des prix plus élevés et plus sûrs en vue de compenser une utilisation réduite et moins certaine (causée par les énergies

1 Berkeley Research Group LLC.
2 DeGroote School of Business, McMaster University. Les opinions exprimées dans le présent ouvrage sont celles des auteurs et non celles du Berkeley Research Group ou de l'Université McMaster ni celles d'autres personnes associées à ces institutions. La responsabilité pour toute erreur ou omission relève strictement des auteurs. Nous sommes redevables à Matthew Barmack pour les commentaires fournis sur le présent ouvrage.

renouvelables) suscite davantage l'intérêt dans les mécanismes relatifs à la capacité. Mais les données probantes concernant le pays ayant le problème le plus marquant en matière de capacité – le Royaume-Uni – indiquent que les organismes de règlementation continuent de trouver les prix élevés difficiles à accepter et à sanctionner. La réticence des organismes de règlementation signifie que les mécanismes en matière de capacité pourraient ne pas atteindre les résultats escomptés. Les investisseurs aux prises avec les bas prix actuels de l'électricité et le long passé d'interventions règlementaires visant à protéger les consommateurs contre les flambées des prix – même lorsque ces flambées ne sont pas attribuables à l'exercice d'un pouvoir de marché mais à une rareté authentique des ressources de production – pourraient bien se distancer de l'investissement en production thermique additionnelle.

Les énergies renouvelables créeront-elles des problèmes similaires dans les marchés de l'électricité de l'Alberta? Le fait de s'assurer d'une offre continue d'électricité même lorsque la production éolienne (la source prédominante d'énergie renouvelable en Alberta) n'est pas disponible signifie qu'il faudra, à l'avenir, une aussi grande capacité thermique que celle d'aujourd'hui pour assurer la pérennité du réseau[3]. Le retrait des centrales au charbon signifie qu'un important volume de la production au gaz (les turbines à gaz à cycle combiné [TGCC] et installations de pointe) sera nécessaire pour remplacer le charbon. Mais ces installations devront probablement recouvrer leurs coûts – y compris les énormes frais fixes – sur des heures moins nombreuses et plus incertaines d'exploitation afin d'en assurer la construction. Selon les plans actuels de l'Alberta, il y aura une grande période au cours de laquelle les volumes grandissants d'énergies renouvelables devront cohabiter avec une capacité résiduelle considérable de production au charbon. Bien qu'il ne semble pas y avoir de problème immédiat d'adéquation, il y a toutefois un risque que les prix en baisse à court terme compliquent l'investissement dans la capacité requise à moyen et à long terme. Les investisseurs dans la production thermique devront être confiants dans la remontée des prix *lorsque* la nouvelle capacité qu'ils créent arrivera sur le marché, et de façon suffisante pour compenser les heures moins nombreuses et plus incertaines d'exploitation. Cette confiance est particulièrement importante étant donné que la passation de marchés à terme n'offre pas encore une protection suffisante contre les risques à moyen et à long terme liés aux prix.

Cette confiance pourrait s'estomper s'il y a de l'incertitude quant à l'échéancier de retrait de la capacité relative au charbon ou s'il y a de l'incertitude quant au volume d'énergie renouvelable offert à l'avenir. Les mandats en matière d'énergie renouvelable ont parfois été révisés et élargis en Europe; l'anticipation de mesures similaires en Alberta pourrait envoyer le mauvais signal aux investisseurs concernant d'éventuels investissements. Une plus grande certitude à l'égard du charbon et des volumes d'énergies renouvelables ultérieurement aidera probablement l'investissement dans la production thermique. L'abandon du plafond tarifaire actuel afin que les prix puissent augmenter à des niveaux compatibles aux estimations économiques de valeur de rareté aux heures de pointe extrême pourrait également aider. Bien sûr, l'Alberta pourrait instituer des enchères de capacité ou d'autres mécanismes faisant office de contrats effectifs entre l'administrateur du réseau et les producteurs, exclusivement pour la capacité. Mais ces mécanismes nécessiteront probablement d'importants investissements institutionnels dans leur conception, exigeant une discipline et des engagements institutionnels considérables pour en assurer le bon fonctionnement; ce qui peut représenter un accroissement substantiel de la mesure dans laquelle les effets du marché ne sont plus dictés par le marché, mais par un ensemble d'interventions administratives disparates.

La vague initiale de restructuration de l'électricité à la fin des années 1990 et 2000 en Alberta et ailleurs a mis l'accent sur les marchés et les incitations liées aux marchés afin de faciliter le choix des consommateurs, l'innovation et l'efficacité par rapport au coût. Les prix du marché avaient pour but de donner le signal concernant la capacité ayant été créée, et quand. Les politiques relatives aux changements climatiques ne doivent pas modifier cela de façon fondamentale : bon nombre d'économistes préféreraient laisser la

3 L'Alberta Electricity System Operator assigne une note de zéro à la capacité éolienne pour calculer la disponibilité d'un coussin d'approvisionnement pour répondre aux urgences. Voir Alberta Electric System Operator, « Long-Term Adequacy Metrics », août 2016 à la p 10.

tarification du carbone et l'échange d'émissions à eux seuls mener aux niveaux de réduction de carbone souhaités. Mais les politiques en matière d'énergie renouvelable, compatibles avec la réduction du carbone mais avec des objectifs socioéconomiques de plus grande envergure[4], sont ici pour y rester. Étant donné qu'elles sont axées sur l'atteinte d'une cible de pénétration arbitraire pour les énergies renouvelables et les subventions connexes, ces politiques ne sont donc pas intrinsèquement compatibles avec le marché. Le marché ne choisit plus ce qui se crée et quand. Il peut être possible de concevoir des interventions menant à des investissements adéquats, mais il est peu probable que le marché strictement énergétique continue d'être essentiel à l'atteinte de ces investissements. En effet, si le processus est mal géré, les énergies renouvelables pourraient mettre en pièces le marché et, tout comme Humpty-Dumpty, il pourrait être impossible de recoller les morceaux du marché.

Un examen précoce et détaillé de l'impact des énergies renouvelables sur l'adéquation et sur les incitations à l'investissement devrait être un élément important dans les efforts de l'Alberta pour adapter son secteur de l'électricité au Climate Leadership Plan. Nous espérons que la mise en évidence de l'expérience européenne facilitera ce processus.

Argent manquant et tarification de la rareté

Dans les marchés uniquement énergétiques, comme celui de l'Alberta[5], les fournisseurs doivent faire suffisamment de profits pour couvrir les coûts fixes associés à l'offre d'une capacité de production au moyen des prix auxquels ils font face dans le bassin de fournisseurs d'électricité[6]. Les marchés en temps réel types utilisent un mélange relativement homogène de ressources de production, avec des différences importantes dans les coûts marginaux d'expédition entre, disons, une centrale au charbon et une installation de pointe au gaz à cycle unique. Cette homogénéité des ressources génère une courbe d'offre à pente positive pour l'électricité, le prix d'équilibre établi par le coût marginal de la dernière unité expédié lorsque la capacité est équivalente ou supérieure à la demande. Certains producteurs infra-marginaux gagnent des « quasi-rentes »[7] simplement parce qu'ils reçoivent un prix d'équilibre qui dépasse leur propre coût marginal. Au cours des heures de pointe, lorsque la demande se heurte aux contraintes de la capacité, les prix devraient monter en flèche. Comme la demande des marchés de l'électricité est ou a été jusqu'ici relativement souple (comme les consommateurs finaux ne réagissent pas ou ne peuvent pas réagir aux prix en temps réel), les prix devraient augmenter vers la « valeur de la charge perdue » (ce que les consommateurs voudraient payer pour éviter une compression des services). Bien que les profits des producteurs augmentent rapidement dans ces circonstances, les profits tirés de ces « heures de rareté » peuvent être essentiels à la capacité des producteurs de recouvrer leurs coûts fixes et de s'assurer un bon rendement du capital investi[8], ce qui est probablement plus vrai pour les installations de production à coût élevé et intermédiaire qui ne sont en service que pour quelques heures chaque année. Les économistes et d'autres croient que des signaux robustes de tarification de la rareté sont essentiels pour assurer un investissement à long terme et, par conséquent, une adéquation de la production à long terme.

Toutefois, bon nombre de marchés de l'électricité en Amérique du Nord n'ont pas laissé les forces du marché entièrement

4 Ces politiques sont souvent décrites comme « complémentaires » à la tarification du carbone et à l'échange d'émissions mais sont mieux comprises comme ayant des objectifs comme l'attrait d'investisseurs, la mise en valeur de l'innovation et la relance du développement économique allant au-delà d'une simple réduction du carbone. Le présent ouvrage n'est pas un commentaire sur la désirabilité générale des énergies renouvelables.

5 L'Alberta utilise à la fois un marché en temps réel et un marché du jour d'avant (ce dernier pour les services auxiliaires). Il y a une certaine utilisation d'instruments financiers – p. ex. contrats à terme – par les participants au marché, mais nous en comprenons que les volumes du marché à terme sont relativement petits. L'Alberta s'attend à ce que les participants au marché puissent échanger l'électricité dans des conditions non discriminatoires et gérer la volatilité du marché au comptant en utilisant des instruments financiers de façon appropriée. Bien que l'Alberta ait des restrictions *ex ante* sur le pouvoir de marché des producteurs (p. ex. un plafond de soumission de 999,99 $ par MWh et une limite imposée à toute firme exerçant un contrôle sur plus de 30 % de la capacité de génération), le simple exercice d'un pouvoir de marché (« extraction ») n'est pas censuré.

6 Le terme « bassin de fournisseurs d'électricité » est utilisé afin de décrire les circonstances particulières de l'Alberta.

7 Dans ce contexte, les quasi-rentes sont définies comme étant les marges que les firmes ont besoins de gagner afin de rembourser les coûts fixes encourus par l'offre d'une capacité de production.

8 Si la demande est élastique et influe sur les marchés de gros, la charge marginale souple pourrait donc exiger un paiement près de la VCP qui s'élimine de lui-même. Cette charge marginale établira le prix du marché.

déterminer le prix, aux heures de pointe. Par exemple, Hogan déclare :

« Le problème de l'argent manquant survient lorsque les hausses occasionnelles du prix du marché sont limitées par des mesures administratives comme des plafonds d'offre, des appels hors du marché et d'autres mesures non chiffrées. En empêchant les prix d'atteindre des niveaux élevés au cours de périodes de rareté relative, ces mesures administratives réduisent les paiements qui pourraient être appliqués aux coûts fixes de fonctionnement des centrales de production existantes et aux coûts d'investissement de nouvelles centrales[9] ».

L'Alberta impose un plafond tarifaire pour les offres de 999,99 $ par MWh[10], tout comme bon nombre d'autres régions de l'Amérique du Nord. Joskow décrit le plafond tarifaire type de 1000 $ par MWh utilisé par bon nombre de régions des États-Unis comme étant « clairement en dessous de ce que serait le prix d'équilibre concurrentiel dans la majorité des conditions de rareté[11] ». Il décrit également d'autres aspects des marchés de l'électricité qui créent le problème d'« argent manquant » – ce qu'il décrit comme des marchés de gros produisant des recettes totales qui sont trop basses pour soutenir l'investissement dans un portefeuille efficace (du moindre coût) de capacité de production : par exemple, la demande qui ne répond pas aux prix en temps réel, résultant de mesures prises par des organismes de règlementation comme des obligations d'« offre obligatoire » pour contrôler les flambées de prix[12]; des appels « hors du marché » et des réductions de tension afin d'éviter les pannes tournantes en période de rareté[13].

De plus, en période de demande de pointe du réseau, avec peu de réponse sur le prix en temps réel, les prix ne peuvent augmenter – comme l'efficience économique le suggère – afin de refléter la volonté des consommateurs de payer pour éviter une compression plutôt que le coût marginal de la dernière expédition du producteur[14]. Hogan décrit cette facette des marchés classiques explicitement énergétiques comme un plafond tarifaire *de facto*[15].

---

9 William W. Hogan, « Electricity Scarcity Pricing through Operating Reserve », (2013) 2:2 Economics of Energy and Environmental Policy à la p 1.

10 Puisque l'Alberta ne censure pas expressément le simple exercice du pouvoir de marché des producteurs, ces derniers peuvent se permettre des rentes de rareté et des rentes de monopole. Les rentes de monopole sont des gains qui dépassent le coût moyen à long terme (c.-à-d. au-delà de ce qui est exigé pour s'assurer un rendement normal du capital) réalisés par les firmes qui sont en mesure d'avoir une influence réelle sur le prix du marché en fonction de leur choix d'extrant (ou dans le contexte du bassin de fournisseurs d'électricité, de leur stratégie de soumission). Par contre, les rentes de rareté sont compatibles avec les marchés concurrentiels, étant donné que la tarification de la rareté signale un coût d'opportunité pour la société lorsque la capacité de production n'est pas offerte en période de rareté. Il est erroné de conclure que la rétention économique – l'exercice du pouvoir de marché qui occasionne habituellement l'offre de *trop peu de produits* sur le marché – est un moyen de compenser la rareté en période de pointe. De toute façon, les incitations à la rétention sont à leur plus haut point en période de rareté.

11 Par exemple : London Economics a enquêté sur les VCP dans différents segments de consommateurs pour le compte du Department of Energy and Climate Change du R.-U. et a relevé une moyenne rectifiée de charge de 16 940 £ (environ 29 000 $ aux taux de change actuel) pour les consommateurs domestiques et commerciaux de petite et de moyenne taille au cours des jours d'hiver ouvrables de pointe en Grande-Bretagne. Voir London Economics, *The Value of Lost Load (VOLL) for Electricity in Great Britain,* Londres, London Economics, 2013 à la p 54.

12 Ces obligations reflètent les préoccupations des organismes de règlementation à savoir que les conditions de rareté, en présence d'une courbe de demande verticale, présentent des occasions invitantes d'exercer un pouvoir de marché en freinant l'approvisionnement du marché.

13 Paul L. Joskow, « Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design » (2008) 16:3 Utilities Policy aux p 16-18.

14 Les marchés « classiques » ne présentaient pas l'un des critères souhaités d'un marché strictement énergétique efficace et idéal : la réponse à la demande. Voir Joskow, *supra* note 13 à la p 161, pour une description des quatre conditions qui caractérisent un marché strictement énergétique qui ne souffre pas d'un problème d'« argent manquant ». L'une de ces conditions est qu'il y a à la fois des consommateurs sensibles au prix et des consommateurs insensibles au prix. Un autre de ces critères est que les vendeurs au détail peuvent offrir aux consommateurs des contrats qui précisent les conditions dans lesquelles ils peuvent être rationnés. Dans le passé, du moins, la technologie de comptage en temps réel n'existait pas pour satisfaire à ces conditions.

15 William W. Hogan, *On an 'Energy-Only' Electricity Market Design for Resource Adequacy,* Cambridge, Université Havard, 2005, en ligne : <https://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_Energy_Only_092305.pdf >. En théorie, il devrait être possible de créer une courbe de demande appropriée pour les réserves de fonctionnement et ainsi de contrecarrer le problème d'argent manquant en « complétant effectivement le marché ». Hogan écrit : « L'absence d'une courbe de demande de réserve de fonctionnement est l'une des difficultés dans la conception du marché qui résulte en un plafond tarifaire de facto et de l'argent manquant». Toutefois, il ajoute que si la « courbe de demande de réserve ne fait pas monter les prix vers la valeur de charge perdue (VCP) lorsque les réserves de fonctionnement approchent du minimum, la courbe de demande n'est donc pas en mesure de représenter… le coût d'opportunité réel en marge ».

***Énergies renouvelables* : Effets d'ordre de mérite et de pouvoir de marché**

Les ouvrages économiques relèvent deux effets théoriques et mutuellement compensateurs de l'introduction de grands volumes d'énergies renouvelables dans le mélange de production :

Un effet d'ordre de mérite qui fait baisser les prix. Cet effet se produit lorsqu'un grand volume d'énergies renouvelables à coûts marginaux nuls est ajouté aux sources d'énergie de base à coûts marginaux faibles et à coûts marginaux plus élevés, comme les TGCC et les installations de pointe à cycle unique, ce qui a pour effet de décaler la courbe d'offre vers la droite et, ce faisant, de provoquer une baisse du prix d'équilibre pour tout niveau de demande que ce soit. En termes économiques, les énergies renouvelables (sans le retrait d'une autre capacité du marché) peuvent réduire de façon considérable les quasi-rentes qui s'offrent aux installations conventionnelles existantes. Cela risque d'exacerber les problèmes probablement inhérents de tarification de la rareté associés aux marchés actuels de l'électricité[16].

Un effet de pouvoir de marché qui fait augmenter les prix. Bon nombre de marchés de production sont, à tout le moins, relativement concentrés. Dans ces marchés concentrés, si les propriétaires de productions thermiques classiques sont également diversifiés en énergies renouvelables, ceux-ci peuvent être d'autant plus motivés à retenir l'offre du marché *si ces énergies renouvelables reçoivent des prix du marché*[17]. Chaque producteur est un monopoleur de sa propre courbe de demande « résiduelle » et échangera des profits à la hausse sur des unités infra-marginales contre des pertes de ventes d'unités marginales. La rétention (économique ou physique) de l'offre d'installations autrement « légitimes » mène à une hausse du prix d'équilibre et, par conséquent, à des rentes plus élevées sur les installations infra-marginales, plus particulièrement en ce qui concerne les énergies renouvelables. Bien que les énergies renouvelables aient des problèmes d'intermittence bien connus et que les marchés à terme atténuent théoriquement les incitations à exercer un pouvoir de marché, les ouvrages économiques montrent que les firmes diversifiées sont encore plus motivées à exercer un pouvoir de marché lorsque des énergies renouvelables sont introduites sur le marché[18].

Dans le contexte européen, la documentation empirique fait état sans ambiguïté d'un effet d'ordre de mérite dominant (ce que nous abordons dans la prochaine section). Cela peut être lié aux choix de bon nombre de pays (plus particulièrement l'Allemagne) d'utiliser des tarifs de rachat garanti, où les paiements aux énergies renouvelables ne sont pas liés au prix du marché pour l'électricité. L'expérience de l'Europe avec le retrait prématuré et de mise sous cocon des actifs soutient également l'idée d'un problème d'actifs délaissés causé par la politique sur les énergies renouvelables. L'introduction d'un grand volume d'énergies renouvelables a rendu certaines installations de production thermique existantes et même toutes nouvelles non rentables.

Même si l'effet de pouvoir de marché annule entièrement l'effet d'ordre de mérite, l'incitation accrue à exercer un pouvoir de marché n'a pas un bon effet sur le marché.

---

16 Vu d'un autre œil, les énergies renouvelables réduisent les taux moyens d'utilisation d'installations de production thermique. Théoriquement, les prix pourraient augmenter de façon suffisante au cours des heures où de telles installations sont effectivement en service que ces dernières pourraient compenser les taux inférieurs d'utilisation. Ce scénario nécessiterait probablement un retrait d'une partie considérable de la capacité existante et des politiques règlementaires moins rigoureuses vers des prix de pointe ou de pointe extrême élevés, voire même très élevés. Comme nous le mentionnons ci-dessous, cela ne s'est pas passé en Europe.

17 Toutefois, dans bon nombre de marchés des États-Unis et de l'Europe (et en Ontario), les énergies renouvelables sont effectivement rattachées à des contrats à long terme ou des tarifs de rachat garanti qui ne font pas face à une tarification en fonction du marché au comptant.

18 Acemoglu et al confirment notre intuition à cet égard. Supposant un duopole de Cournot entre des producteurs thermiques, et supposant que les portefeuilles de ces producteurs thermiques comprennent des énergies renouvelables, on estime que la rétention stratégique de produits atténue, voire même neutralise complètement, l'effet d'ordre de mérite (décalage à droite dans le courbe d'offre) dont parle la documentation empirique sur les énergies renouvelables. La documentation existante sur les bassins de fournisseurs d'électricité suggère que l'hypothèse Cournot est une approximation raisonnable du comportement concurrentiel entre les producteurs (voir, par exemple, Bert Willems et al, « Cournot versus supply functions: What does the data tell us? » (2009) 31:1 Energy Economics aux p 38–47). Lorsque tous les producteurs thermiques sont investis dans l'énergie renouvelable —« diversification complète » – l'effet d'ordre de mérite des énergies renouvelables est entièrement neutralisé. Voir Daron Acemoglu et al, *Competition in Electricity Markets With Renewable Sources,* Cambridge, MIT, 2015, en ligne : MIT <https://asu.mit.edu/sites/default/files/documents/publications/MAIN-submit.pdf>.

La tarification de la rareté dans un marché concurrentiel permet aux producteurs de gagner des quasi-rentes, mais d'une manière compatible avec l'allocation efficiente des ressources et l'efficience dynamique. L'exercice du pouvoir de marché préserve les profits des producteurs, mais seulement aux dépens de l'allocation efficiente des ressources – un trop petit volume de production est fourni au marché. Qui plus est, il est susceptible de produire des inefficiences dynamiques. L'« équivalent à long terme » de la retenue consiste tout simplement à ne pas investir dans les types les plus souvent retenus de capacités de production (en supposant qu'il y ait des obstacles importants à une nouvelle entrée dans la production). Il pourrait s'agir de sources de production à mérite moyen, comme les TGCC.

L'expérience de l'Europe

La directive de 2008 de l'UE sur l'énergie renouvelable liait les États membres à des cibles nationales en matière d'énergie renouvelable dans le contexte d'un objectif à l'échelle de l'UE d'atteindre une consommation d'énergie finale à partir de sources renouvelables de 20 % d'ici 2020[19]. Des subventions généreuses ont aidé des pays à faire d'énormes progrès vers l'atteinte de ces cibles. Entre 2005 et 2014, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité est passée d'environ 15 % à près de 30 % (à un taux de croissance annuel composé de 7 %). Dans les cinq plus grands marchés de l'électricité en Europe, la part des énergies renouvelables dans l'électricité a augmenté de 10 % par année au cours de la même période[20]. Bien que les progrès au niveau des pays varient, l'UE devrait atteindre la cible de « 20 % d'ici 2020 ». Une nouvelle cible de 27 % de la consommation d'énergie finale d'ici 2030 a donc été établie[21].

Une documentation croissante fait état de deux effets majeurs de la production accrue d'énergie renouvelable sur les producteurs d'électricité dans certains pays :

1. Les prix de gros de l'électricité sont réduits (mais peuvent être plus volatiles);

2. Les incitations à investir dans une nouvelle production thermique sont réduites, ce qui aura des incidences sur la fiabilité future du réseau.

En 2014, la Commission européenne a écrit :

« L'augmentation des volumes d'électricité produits à partir d'énergie éolienne et d'énergie solaire a également exercé une pression à la baisse sur les prix de gros, en particulier dans les régions faisant massivement appel à ces sources d'énergie renouvelables…[22] ».

Divers auteurs ont analysé les données *ex post* sur les prix de l'électricité et la capacité d'énergie renouvelable dans divers pays avec des volumes importants de production d'énergie renouvelable avec des conclusions similaires quant à la direction de l'effet[23]. Ils ont constaté une corrélation accrue entre la disponibilité de la production éolienne et des prix de l'électricité et ainsi confirmé le premier effet d'ordre de mérite et que cela a (toute autre chose étant égale) réduit les prix de l'électricité. Il est difficile de comparer ces études (en raison de différences dans leurs méthodologies), mais les effets estimés, tels qu'ils ont été mesurés, dans certains marchés (où la pénétration de l'énergie renouvelable est élevée comme en Espagne et en Allemagne)

19 Ils doivent également s'assurer qu'au moins 10 % de leurs carburants de transport proviennent de sources d'énergie renouvelables d'ici 2020; les cibles nationales en matière d'énergie renouvelable vont de 10 % à Malte à 49 % en Suède, Commission européenne, *Renewable Energy*, en ligne : CE <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>. Ces pays élaborent également des plans d'action pour l'énergie renouvelable qui comprennent des cibles et des objectifs sectoriels en matière d'énergie renouvelable pour différents mélanges d'énergies renouvelables déployés.

20 Eurostat, "Electricity generated from renewable sources", 2016, Commission européenne, en ligne: CE <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc330> : « L'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables comprend l'électricité produite au moyen de centrales hydroélectriques (pompage non compris) et de l'énergie éolienne, solaire et géothermique et l'électricité tirée de la biomasse/des déchets. La consommation nationale brute d'électricité comprend la production nationale brute totale d'électricité, tout carburant compris (y compris l'autoproduction), ainsi que les importations d'électricité, moins les importations. [Traduction]» Les 5 premiers marchés ont été sélectionnés en fonction de la consommation totale d'électricité.

21 Commission européenne, *2030 Energy Strategy*, en ligne : CE <https://ec.europa.eu/energy/node/163>.

22 Commission européenne, *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*, 2014 à la p 9.

23 Voir Klaas Würzberg et al, « Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria », (2013) 40 Energy Economics, pour un sondage comparatif de la documentation récente sur les effets d'ordre de mérite dans divers marchés européens de l'électricité.

ont été très significatifs[24].

L'essor de la production d'énergie renouvelable a délogé la production à combustible fossile. Compte tenu des prix relativement bon marché du charbon (comparativement au gaz naturel) en Europe, la production de gaz naturel a subi le plus important délogement, les producteurs au charbon étant en mesure de protéger leur position dans l'ordre de mérite à court terme. Traber & Kemfert et Van den Bergh & al estiment que le soutien financier pour une production d'énergie renouvelable pourrait également avoir atténué les prix des émissions de l'EU en réduisant la demande pour la production de combustibles fossiles et, par conséquent, réduit la demande de crédits d'émissions[25]. Comme nous l'avons noté plus tôt, une conséquence indésirable est que des prix d'émissions à la baisse ont également bénéficié de façon disproportionnelle à la production au charbon par rapport à la production au gaz dans l'ordre de mérite. Après une longue période de croissance, la production d'électricité au moyen du gaz naturel a atteint un sommet en 2008 et est en baisse depuis[26].

La chute des prix résultant de la production d'énergie renouvelable a contribué, dans certains pays, au déclin des quasi-rentes s'offrant à la production thermique. L'association de l'industrie, Eurelectric, a conclu que l'incorporation d'offres d'énergie renouvelable a réduit les heures d'exploitation et la rentabilité de la production thermique. Elle a également relevé que la tarification de la rareté dans les quelques heures d'exploitation restantes « n'a généralement pas été suffisante pour couvrir les coûts des centrales 'de pointe' (comme les TGCC)[27]». Cela résulte de la marge accrue de l'offre par rapport à la demande qui a découlé d'une augmentation de l'offre d'énergie renouvelable et d'une réduction contemporaine dans la demande par suite de la crise financière et de la récession conséquente. En fait, l'offre d'énergie renouvelable a fait augmenter la part de charge fournie par la centrale de base théorique qui a contribué à l'échange plus concurrentiel des heures de pointe.

Le nombre plus restreint d'heures rentables de production thermique, auquel les énergies renouvelables (dans certains marchés) ont en partie contribué – et plus particulièrement de production au gaz – a mené, il va de soi, à la mise sous cocon et à la fermeture de centrales. Caldecott et McDaniels[28] ont fait état de dépréciations pour les actifs de production d'électricité au gaz naturel pour six grandes installations de 6 milliards d'euros. L'IHS a estimé que 21 GW de centrales électriques au gaz naturel avaient cessé d'être produits entre 2008 et 2014.

Ces développements ont renforcé ces préoccupations – aussi soulevées par Eurelectric – concernant les problèmes croissants de capacité à long terme : les inquiétudes de l'UE à savoir que l'économie appauvrie de la production thermique actuelle donne peu d'indication des besoins futurs en matière de capacité (UE 2014). Les longs délais d'exécution d'investissement dans le secteur de l'électricité signifient que l'économie de marché déprimée et incertaine d'aujourd'hui en ce qui concerne la production thermique est en quelque sorte une incitation importante à l'investissement. L'UE a également conclu que les plafonds tarifaires et autres mesures comme les réserves de fonctionnement, la réponse à la demande d'urgence et les réductions de tension atténuent les signaux concernant les prix pour les heures de rareté qui auraient autrement pu signaler un besoin d'investir dans la capacité. La plupart des

24 Hugo A. Gil et al, « Large-scale wind power integration and wholesale electricity trading benefits: estimation via an ex post approach » (2012) 41 *Energy Policy* à 849–859; Sensfuss et al, « Analysen zum merit-order effekt erneuerbarer energien: Update für das jahr 2010 » (2011) Frauenhofer ISI, Karlsruhe, estimait un effet durant la période de 2006 à 2010 d'environ 6 euros/MWh en Allemagne (équivalant à près de 10 % du prix courant de la charge de base).

25 Thure Traber & Claudia Kemfert, « Impacts of the German Support for Renewable Energy on Electricity Prices, Emissions and Firms » (2009) 30:3 The Energy Journal aux p 155–178; Kenneth Van den Bergh et al, « Impact of renewables deployment on the CO2 price and the CO2 emissions in the European electricity sector » (2013) 63 Energy Policy aux p 1021-1031.

26 Eurostat, *Gross electricity generation by fuel, GWh*, EU-28, 1990-2013, en ligne: CE <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Gross_electricity_generation_by_fuel,_GWh,_EU-28,_1990-2013.png>.

27 Eurelectric, « RES Integration and Market Design: Are Capacity Remunerations Mechanisms Needed to Ensure Adequacy » (2011) à la p 4.

28 Ben Caldecott & Jeremy McDaniels, « Stranded generation assets: Implications for European capacity mechanisms, energy markets and climate policy » (2014) Smith School of Enterprise and the Environment Working Paper, en ligne : <http://www.smithschool.ox.ac.uk/research-programmes/stranded-assets/Stranded%20Generation%20Assets%20-%20Working%20Paper%20-%20Final%20Version.pdf>.

pays ne font pas face à une pénurie imminente de capacité (Angleterre non comprise). Mais le retrait prochain des installations vieillissantes de production au charbon et au nucléaire pourrait changer la donne[29].

Réponses stratégiques : Mécanismes de capacité et marchés de capacité

Les préoccupations croissantes concernant l'adéquation mentionnées ci-dessus ont suscité un intérêt accru chez les responsables de l'élaboration de politiques dans des mécanismes visant à assurer une capacité de production adéquate, plus particulièrement en ce qui concerne les « mécanismes de capacité » qui récompensent les producteurs pour la capacité plutôt que pour l'énergie. Ces mécanismes ont d'abord été établis dans plusieurs marchés de l'électricité des États-Unis et de l'Europe en réponse au problème d'« argent manquant ».[30] L'arrivée d'une importante capacité subventionnée et hautement intermittente de production a été l'un des facteurs qui a grandement contribué à l'intérêt soutenu et à l'innovation dans les mécanismes de capacité en Europe au cours des dernières années.[31] En effet, les mécanismes de capacité suggèrent que les prix du marché de l'électricité ne seraient pas suffisants pour rassurer les investisseurs dans la production thermique, à savoir que les prix de la capacité à venir seront plus élevés afin de compenser l'utilisation réduite et l'incertitude accrue causées par les énergies renouvelables.

L'étude récente des mécanismes de capacité réalisée par la Commission européenne – suscitée par la prépondérance accrue de ces mécanismes[32] – a relevé deux grands types de mécanismes de capacité : (a) ciblés et (b) à l'échelle du marché. Dans le premier cas, les administrateurs de réseaux déterminent quel volume de capacité est requis en outre de ce que le marché fournirait. Les exploitants de réseaux paient ensuite pour des types particuliers de capacité (à un prix déterminé au niveau administratif) ou enjoignent les soumissionnaires à trouver la capacité requise. Autrement, les exploitants de réseaux peuvent fournir la capacité au moyen d'une enchère centralisée, ou ils peuvent exiger des fournisseurs ou des vendeurs au détail d'électricité de conclure des contrats avec les producteurs pour combler la capacité. Les exploitants de réseaux peuvent également réaliser des estimations de la capacité qui sera requise à l'avenir et payer des fournisseurs éventuels de capacité en fonction de leurs estimations du coût pour fournir la nouvelle capacité. Ces divers mécanismes diffèrent substantiellement en fait de mesure dans laquelle ils représentent un marché réel pour la capacité – en effet, certains de ceux-ci sont en quelque sorte de simples processus de « commande et contrôle ».

L'expérience du Royaume-Uni constitue peut-être le plus intéressant développement dans les mécanismes de capacité européens et des parallèles peuvent être faits avec la situation de l'Alberta. Le R.-U., peut-être contrairement à l'Europe continentale, a besoin d'une nouvelle capacité, et ce dans le court à moyen terme.

29 Bon nombre de centrales nucléaires en Europe auront plus de 30 ans d'ici 2020, alors que certains pays comme les Pays-Bas et le R.-U. ont établi des mandats explicites de retrait du charbon.

30 Les ouvrages économiques font état de plusieurs autres solutions possibles au défi de la tarification de la rareté que posent les MSE. Parmi celles-ci, on retrouve (a) l'assouplissement ou l'abolition des plafonds tarifaires imposés sur le plan administratif, (b) l'autorisation de la hausse des prix plafonds lorsque des ressources hors du marché sont utilisées pour la production d'électricité, (c) l'amélioration des mécanismes de réponse à la demande dans le marché. Une autre approche serait d'établir un marché pour les réserves de fonctionnement.

31 Commission européenne, *Interim Report on the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms: Commission Staff Working Document*, Bruxelles, 13 avril, 2016, aux p 4, 12, 30 et nn 23, 36. Ces extraits soulignent la croyance selon quoi les énergies renouvelables aggravent le problème d'argent manquant.

32 Les mécanismes de capacité soulèvent des préoccupations quant au soi-disant « appui étatique », qui a été la raison immédiate pour l'enquête de la Commission. Toutefois, le Document de travail des services de la Commission, *supra* note 31, décrit les causes économiques profondes à la p 4 :

> « Le déploiement à grande échelle des énergies renouvelables, conjugué à une baisse globale de la demande et à une diminution du coût des carburants fossiles, a infléchi la rentabilité des producteurs conventionnels et réduit les incitations à maintenir les centrales électriques existantes ou à investir dans de nouvelles. Dans de nombreux États membres, cette évolution s'est accompagnée de préoccupations croissantes concernant la sécurité de l'approvisionnement. Les États membres s'inquiètent du fait que le marché de l'électricité n'émet pas les signaux d'investissement nécessaires pour garantir une combinaison de modes de production d'électricité capable de satisfaire à la demande à tout moment… Certains États membres ont réagi en adoptant des mesures destinées à soutenir les investissements réalisés dans les capacités supplémentaires qu'ils jugent nécessaires pour garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement acceptable. Ces mécanismes de capacité rémunèrent les fournisseurs de capacités existantes et/ou nouvelles qui mettent ces dernières à disposition. »

Il s'est engagé à éliminer complètement la production au charbon d'ici 2025. Jusqu'à tout récemment, le charbon était responsable d'environ 30 % de la production d'électricité du R.-U. Certaines centrales fermeront au cours des prochaines années. Pour le reste des centrales, cet engagement a été pris sous la condition que de nouvelles centrales au gaz soient construites. Toutefois, le marché strictement énergétique de l'électricité et d'autres mesures à court terme utilisées par les exploitants de réseaux pour assurer la fiabilité de leurs réseaux n'incitent pas suffisamment à l'investissement dans une nouvelle capacité à grande échelle.

Le R.-U. a procédé à deux enchères de capacité à ce jour (en 2014 et en 2015) pour la capacité en 2018 et 2019 respectivement avec des contrats à plus long terme étant offerts pour une nouvelle production. Toutefois, les deux enchères ont fermé à des prix bien en dessous de ce qui est considéré comme étant nécessaire pour construire une nouvelle TGCC. En fait, seulement deux TGCC, dont l'une était déjà en construction, ont obtenu des contrats de capacité à long terme[33]. Les seules autres centrales ont été des centrales de pointe au diesel, ce qui n'était pas le résultat souhaité lorsque les enchères ont été conçues.

Ce résultat témoigne de l'équilibre qu'a atteint entre le volume de capacité à fournir et les préoccupations dominantes concernant le coût de l'électricité pour les consommateurs. Il illustre également le fait qu'un marché de capacité apporte une autre série d'interventions non liées au marché qui pourraient ne pas offrir la nouvelle capacité requise, sans tenir compte d'un important facteur de conception, au moindre coût pour le consommateur. Si l'introduction d'un grand volume d'énergie renouvelable dans le marché de l'Alberta a le même effet sur les incitations à l'investissement des producteurs thermiques, l'institution d'enchères de capacité ou de marché de capacité ne représente pas une solution facile à concevoir.

L'Alberta a-t-elle des leçons à tirer de l'expérience européenne?

S'il y a des leçons à tirer de l'expérience de l'Europe concernant les énergies renouvelables, quelles sont ces leçons et comment peuvent-elles guider les décideurs dans le développement du réseau électrique de l'Alberta?

De façon générale, les économistes semblent accepter que le choc de l'offre positive d'énergies renouvelables aggrave le « problème de l'argent manquant ». L'expérience européenne démontre effectivement qu'il y a des prix à la baisse et des préoccupations croissantes en ce qui concerne la façon d'assurer de façon efficace l'adéquation et la fiabilité à long terme. Ces préoccupations ont trait aux incitations des producteurs thermiques, peut-être plus particulièrement les centrales au gaz naturel, à ajouter une capacité sur une période pluriannuelle. En Europe, les producteurs ont répondu à un choc d'offre assistée par les énergies renouvelables (créant une offre temporaire excédentaire) en rationnalisant les installations au gaz et des investissements dans le gaz. Mis à part la politique préférant le gaz au charbon, cette rationalisation à court terme ne crée pas de problème d'un point de vue d'adéquation à court terme. Toutefois, l'inquiétude de l'Europe est que les investisseurs pourraient poursuivre la rationalisation tant qu'ils penseront le maintien à la baisse des prix.

Comme le précise le récent Document de travail des services de la Commission européenne, il est difficile de faire correspondre les investissements dans la capacité avec les pénuries ou les surplus réels dans les marchés de l'énergie. Il se peut que les producteurs ne répondent pas aux pénuries jusqu'à ce qu'elles deviennent apparentes, et de manière cruciale, jusqu'à ce qu'elles se reflètent dans les prix réels des marchés de l'énergie[34]. Aujourd'hui, les prix à la baisse résultant des énergies renouvelables pourraient, par conséquent, comprendre des attentes de prix plus bas

33 ICIS, « UK CCGT developers keep faith with capacity market » (2016), en ligne: ICIS <http://www.icis.com/resources/news/2016/04/22/9990602/uk-ccgt-developers-keep-faith-with-capacity-market/>.

34 Le Document de travail des services de la Commission européenne souligne, *supra* note 31 à la p 25, que les attentes concernant les prix futurs étaient plus importantes pour les décisions d'investissement que les prix courants. Dans bon nombre d'autres marchés de produits de base, les marchés à terme bien développés offrent une compensation pour l'incertitude inhérente dans les attentes concernant la tarification à long terme. Le document des services de la Commission mentionne également (n 37, citant De Vries) que, compte tenu de l'incertitude concernant les prix futurs, les décisions d'investissement pourraient être retardées de façon à entraîner d'importantes périodes de pénuries réelles. Le document de la CE fait donc état de deux possibilités distinctes mais interdépendantes. Premièrement, il y

pour plus longtemps (que ce qui pourrait être raisonnablement envisagé). Cela pourrait atténuer les intentions d'investissement dans la production thermique, plus particulièrement si les investisseurs sont déjà tourmentés par leur expérience du changement de régime qu'ont provoqué les énergies renouvelables. Les énergies renouvelables ajoutent également une incertitude de plus au processus décisionnel en matière d'investissement, surtout si les cibles et les mécanismes d'acquisition pour l'énergie renouvelable sont constamment révisés. Ces effets sont d'autant plus prononcés parce que les marchés à terme d'électricité sont insuffisamment liquides pour assurer la gestion de contrats pour d'importants volumes de livraison à long terme.

Il y a des différences évidentes entre l'Alberta et l'Europe : une préférence pour les investissements dans le charbon plutôt que le gaz est un problème qui ne surviendra pas en Alberta. Mais il va sans dire que les énergies renouvelables rendront l'investissement dans les ressources thermiques moins attrayant simplement en raison des heures d'exploitation moins nombreuses et plus incertaines pour les producteurs thermiques. Les investissements opportuns et adéquats dans ces installations dépendront de la confiance des investisseurs dans le fait que les prix finiront par monter, et plus important encore qu'on les laissera monter au besoin. La poussée de l'Europe pour les énergies renouvelables a largement été élaborée sans égard aux incitations dans le marché restructuré de l'électricité. Par conséquent, les pays européens ont dû s'adapter et mettre en place ou améliorer des institutions comme des marchés de la capacité en vue de faire face aux conséquences. Les résultats de cette improvisation institutionnelle continue ne sont pas bien connus. Toutefois, l'Alberta a l'occasion d'examiner le rôle des facteurs liés aux politiques qui pourraient faciliter l'investissement dans le contexte du marché strictement énergétique. Nous proposons trois considérations, selon l'expérience de l'Europe et les ouvrages économiques, qui pourraient être pertinentes pour la transition de l'Alberta (que l'AESO a maintenant commencé à préciser). Ces considérations sont formulées dans l'optique d'un marché strictement énergétique. Bien sûr, il y a d'autres réponses stratégiques comme les marchés de capacité et leur conception, mais celles-ci vont bien plus loin que les considérations que nous décrivons ci-dessous.

Considération 1 : Coordination entre les engagements de quantité pour les énergies renouvelables et le charbon

L'absence d'un mécanisme européen capable d'assurer la coordination entre l'introduction des énergies renouvelables et le retrait de certaines charges de base classiques explique en partie la réduction des quasi-rentes disponibles et les incitations d'investissement réduites.

Le retrait de centrales au charbon et leur remplacement (en partie) par la production d'énergie renouvelable que propose l'Alberta pourrait bénéficier d'une coordination consciencieuse. L'Alberta pourrait établir un calendrier décrivant quel volume d'énergies renouvelables sera fourni et quand. Plus les attentes des investisseurs sont stables concernant le volume d'énergies renouvelables et le moment où il sera fourni, plus il est facile de prévoir les prix à venir et d'adapter les décisions d'investissement en conséquence. Bien sûr, pour être efficaces, de tels engagements devraient être crédibles. Par exemple, il faudra résister à la tentation de réviser trop souvent les cibles en matière d'énergie renouvelable.[35]

Un bon niveau de certitude et d'engagement quant au moment où les retraits de la charge de base se feront améliore, dans une certaine mesure, la capacité des joueurs dans le marché à anticiper les prix à venir et la disponibilité de la capacité. L'engagement de retirer la capacité de charbon promptement, mais de façon coordonnée, compensera certains des

a le problème à savoir que le rajustement d'un équilibre à un autre n'est pas sans frictions. Contrairement à d'autres industries de produits de base à longs cycles – comme les sables bitumineux – il y a un intérêt stratégique probant à éviter un déséquilibre pouvant mener à de réelles pénuries d'électricité. C'est pourquoi, à tout le moins, les politiques qui contribuent à l'incertitude et créent, par conséquent, des frictions dans le processus de rajustement devraient être évitées. Deuxièmement, il y a le problème selon lequel les niveaux d'investissement dans l'équilibre pourraient être inefficaces. Même si les organismes de règlementation évitent une rareté physique réelle, peuvent-ils le faire de la manière efficiente (la moins coûteuse)?

35 Cela peut laisser entendre que le processus des énergies renouvelables devrait être régi par une agence qui n'est aucunement motivée, d'une manière ou d'une autre, par l'atteinte d'une plus grande pénétration des énergies renouvelables.

effets de choc d'approvisionnement possibles de l'introduction d'énergies renouvelables dans le marché de l'Alberta. En termes pratiques, compte tenu de ce qui a déjà été proposé, il faudrait donc s'en tenir à la date limite de 2030 pour l'élimination graduelle du charbon. Un processus imprévisible et chaotique minera la confiance des investisseurs – c'est peut-être le danger auquel l'Alberta fera face si les investisseurs perçoivent le déroulement des AAE courants comme étant chaotiques et sujets à l'incertitude politique.[36] Une transition structurée devrait être réalisable à travers le processus périodique de vente aux enchères d'énergies renouvelables tel que l'avait envisagé l'AESO.

Considération 2 : Repenser les plafonds tarifaires

Si la question des incitations à l'investissement fait surface, l'Alberta pourrait envisager de revoir le plafond tarifaire actuel vers un niveau qui correspondrait davantage aux estimations de la valeur de charge perdue (VCP). Compte tenu de la possibilité qu'il y ait moins d'heures de rareté en raison d'une production accrue d'énergies renouvelables, il sera plus important de permettre au prix du marché d'effectivement fixer le prix de cette rareté. Même si les prix n'atteindront de tels niveaux que pendant quelques heures à quelques années d'intervalle, les profits de ces heures de rareté pourraient être très importants pour soutenir la capacité de pointe requise au cours d'heures de rareté, tout en augmentant les quasi-rentes pour la capacité à coût faible et intermédiaire.

L'Alberta pourrait aussi permettre à la réponse à la demande de participer à tout mécanisme futur en matière de capacité comme l'a fait le R.-U., mais la capacité de la réponse à la demande d'agir comme participant efficace dépend de progrès techniques grandement déterminés à l'extérieur du contrôle de l'Alberta. De plus, une réponse à la demande qui n'est pas rattachée à des exigences de rendement rigoureuses apportera peu à la fiabilité, tout en atténuant les signaux donnés par les prix pour la production thermique.

Considération 3 : Rôle des prix du marché dans les enchères d'énergies renouvelables

La conception de toute enchère d'énergies renouvelables devrait peut-être également tenir compte de la question à savoir si les paiements aux fournisseurs d'énergies renouvelables doivent ou ne doivent pas être liés au prix du marché. Une pression croissante se fait sentir en Europe pour que la production d'énergie renouvelable soit exposée aux forces du marché afin de réduire le coût des subventions et assurer la transition de ces technologies vers le marché. Toutefois, les ouvrages récents suggèrent la possibilité qu'au cours des heures lorsque les énergies renouvelables produisent, les facteurs qui incitent les différents producteurs à exercer un pouvoir de marché augmentent. L'incitation à la retenue survient lorsque la capacité des différents producteurs de gagner des marges supérieures sur leur capacité infra-marginale d'énergies renouvelables lorsqu'ils pratiquent la retenue.

Bien que cela mène au rétablissement des prix et à l'atténuation de l'effet d'ordre de mérite, le tout est inefficace et requiert l'utilisation du pouvoir de marché. Si l'ampleur de cette inefficacité est grande relativement aux avantages lorsque les prix des énergies renouvelables sont liés aux prix du marché, la conception de l'enchère peut donc être modifiée de façon à ce que les soumissionnaires se fondent sur leurs coûts et non la différence entre leurs coûts et leurs attentes quant aux prix futurs du marché. En tout état de cause, les attentes de tout participant au marché quant aux prix futurs du marché dépendront de l'ensemble des volumes d'énergies renouvelables qui devraient être fournis dans les années à venir ainsi que de la réponse stratégique des propriétaires de productions thermiques à l'introduction des énergies renouvelables. Il va sans dire que ce calcul est difficile à faire, même si l'engagement à certifier les volumes concernant les énergies renouvelables pouvait le rendre un peu plus facile[37]. De plus, les attentes de prix toujours à la baisse donneraient lieu à des soumissions de subvention élevées et, par conséquent, annuleraient tout avantage découlant du lien

[36] La perspective à long terme de 2016 de l'AESO (Alberta) établit effectivement un calendrier présumé de retrait pour le charbon ainsi que des suppositions de suppléments de capacité éolienne ultérieurement. AESO, *AESO Long-Term Outlook* (2016), en ligne: AESO <https://www.aeso.ca/grid/forecasting/>.

[37] De plus, les attentes de prix toujours à la baisse donneraient lieu à des soumissions de subvention élevées et, par conséquent, annuleraient tout avantage pour le gouvernement découlant du lien entre les subventions demandées et les prix du marché.

entre les subventions demandées et les prix du marché.

L'Alberta pourrait envisager des modèles comme ceux du R.-U. dans lesquels une enchère est tenue pour déterminer le soutien des prix qui sera garanti aux producteurs retenus sur une période fixe. Cependant ceux-ci sont structurés comme des échanges fixe-variable. Lorsque les prix du marché montent, le niveau de subvention diminue, laissant l'ensemble du soutien au producteur inchangé.

Finalement, les récents développements politiques aux États-Unis créent des doutes sur la capacité des gouvernements fédéral et provinciaux canadiens de respecter les initiatives d'atténuation des changements climatiques déjà annoncées. Cela rend l'approche structurée, exposée ci-haut, plus pertinente au processus de conception. ■

CONCURRENCE DANS LE SECTEUR DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ : DEUX EXPÉRIENCES CANADIENNES

*Ian Mondrow**

Introduction

Le secteur du transport d'électricité est un monopole naturel.

L'établissement d'une infrastructure exige un investissement majeur. Il faut aussi des connaissances très spécialisées pour planifier le projet et l'intégrer aux réseaux de transport d'électricité existants. En outre, l'infrastructure laisse une longue empreinte linéaire, en plus d'exiger des efforts de consultation, de planification et d'évaluation environnementale. L'infrastructure est construite par l'adjonction de tronçons de taille relativement importante et exige d'importants investissements de capitaux affectés pendant des périodes prolongées.

Dans des circonstances très particulières, il est possible d'établir une ligne de transport d'électricité « commerciale » (une ligne entièrement financée à même les recettes provenant de services fournis directement aux clients dans un marché concurrentiel). En effet, une ligne de transport d'électricité de ce genre a été construite pour raccorder les générateurs éoliens de l'ouest du Montana au réseau national de l'Alberta, sans contrepartie, pour répondre à la demande[1]. Si ce n'est de ces exceptions précises dans des circonstances très particulières, le transport d'électricité ne se fait pas sans offrir une protection de l'investissement au moyen d'une franchise monopolistique appliquée à long terme.

Quoi qu'il en soit, dans deux provinces canadiennes – en Ontario et en Alberta –, le « transport concurrentiel » n'est plus un « oxymoron »[2]. Il n'y a là aucune coïncidence si ces deux administrations canadiennes nourrissant des aspirations à l'égard de marchés concurrentiels pour le transport d'électricité ont trouvé une façon d'introduire certains des leviers de la concurrence pour développer d'une nouvelle infrastructure de transport d'électricité.

Même si l'on ne peut s'attendre à devenir témoin d'une guerre de prix entre les exploitants de lignes de transport en parallèle en Ontario ou entre les programmes de fidélisation des abonnées aux réseaux de l'Alberta, les organismes de règlementation et les décideurs gouvernementaux de chacune de ces compétences ont élaboré une façon d'assortir la règlementation traditionnelle du monopole économique d'une certaine forme de concurrence. Dans les deux cas, les objectifs sont d'offrir des économies de coût et d'apporter un certain degré d'innovation sur

* Ian Mondrow dirige la pratique en matière de règlementation et politique du secteur de l'énergie de Gowling WLG dans leur bureau de Toronto. Il conseille sur une variété de sujets reliés aux secteurs de l'électricité et du gaz naturel.

1 La ligne Montana-Alberta Tie Line (MATL) acquise en 2011 par Enbridge, de Tonbridge, a été mise en service en septembre 2013.

2 L'auteur réfère à la phrase de Scott Hempling utilisée pour le titre de son essai mensuel d'août 2016 qui décrit le retrait des dispositions relatives au « droit de refus » de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission, des marchés de l'American Regional Transmission Organization (RTO) et des cadres législatifs connexes pour l'établissement d'une nouvelle infrastructure de transport d'électricité. Maintenant publié, Scott Hempling, «Concurrence dans le transport d'énergie aux États-Unis : la nouvelle réalité» (2016) 4:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 53.

les plans technique et financier, ou en matière d'exécution de projet, dans le marché de la construction de lignes de transport d'électricité.

Règlementation économique : forces et faiblesses

La « règlementation économique » s'entend communément de l'établissement de « tarifs » (taux et conditions de service) pour l'usage de l'infrastructure règlementée. Il s'agit d'un mécanisme de contrôle des prix appliqué en cas de « monopole naturel » pour protéger les abonnés (tenant lieu de discipline du marché sur le prix et la qualité du service) et les investisseurs dans l'infrastructure (en offrant une certaine assurance de rendement de l'investissement).

Le point de départ de la règlementation économique de l'électricité est « le coût du service ». En vertu de la règlementation traditionnelle fondée sur le coût du service, l'organisme de règlementation amorcera un processus (habituellement une audience avec communication préalable et interrogatoire oral) pour contrôler les coûts déclarés par le fournisseur du service d'utilité publique et déterminer le niveau raisonnable des coûts que doit assumer celui-ci pour fournir le service. Le caractère raisonnable « du coût du service » ainsi déterminé se traduit par un « besoin de revenu » pour le service d'utilité publique. Le besoin de revenu est réparti entre les déterminants de la facturation (nombre de clients et volume de clients prévu) pour déterminer les taux.

Il s'est agi d'une méthode relativement stable et prévisible pour déterminer les taux des services d'utilité publique qui permettront à l'organisme règlementé de les recouvrer (y compris le coût de ses immobilisations). Cette stabilité et cette prévisibilité sont souhaitables pour les investisseurs du service d'utilité publique et les clients qui acquittent le tarif déterminé. Il s'agit d'une méthode efficace pour maîtriser les coûts des services d'utilité publique qui permet uniquement de recouvrer des coûts considérés comme « prudents ».

Toutefois, la prudence intervient après la détermination des faits, ce qui rend le refus difficilement applicable dans la pratique et privilégie l'exception plutôt que la pratique courante. À moins de dépassements de coût inacceptables, les risques liés aux coûts échoient habituellement aux abonnés des services. En outre, le fait d'autoriser par défaut le recouvrement des coûts prudents offre un incitatif limité pour *réduire* les coûts grâce à l'efficience et à l'innovation.

Pendant des années, les organismes de règlementation ont tenté de pallier les faiblesses de la règlementation traditionnelle fondée sur les coûts du service en élaborant des modèles règlementaires tenant lieu d'incitatifs. Ces modèles supposent des gains de productivité en fixant des taux, ou incitent à l'innovation et à l'efficience en permettant aux actionnaires des sociétés de services d'utilité publique de conserver une partie des économies de coût en résultant pendant un certain temps. Bien que ces mécanismes semblent avoir connu un certain succès pour améliorer les résultats de la règlementation économique, l'objet est demeuré, d'une façon générale, axé sur le service d'utilité publique en question, en comparant les coûts prévus ou les coûts réels aux coûts historiques[3].

Moteurs de changement : Réduction des coûts, innovation et attrait des capitaux

Bien que les pressions baissières sur les coûts et l'encouragement à l'innovation ne soient pas intrinsèquement tributaires de la règlementation traditionnelle fondée sur le « coût du service », elles sont néanmoins les résultats d'une concurrence appropriée. Les deux innovations règlementaires examinées ici visaient chacune à produire ces résultats.

L'un des objectifs exprès additionnels de ces deux expériences était l'attrait de nouveaux capitaux d'investissement. Il est plus facile de développer une infrastructure majeure pendant les périodes de croissance économique soutenues (comme lorsque la plus grande partie de notre réseau électrique a été construite) que de le faire en des périodes économiques moins stables (comme présentement). Par comparaison avec la croissance économique d'après-guerre, les gouvernements ont moins de liquidité aujourd'hui.

En outre, la population est plus sensibilisée et préoccupée à l'égard des coûts de l'énergie

3 Bien que les attentes relatives à la productivité découlent souvent de niveaux de références externes ou de tendances dans les coûts, il est difficile de trouver des points de comparaison pertinents.

aujourd'hui qu'elle l'était auparavant. On dit que les consommateurs d'aujourd'hui sont plus éduqués et avertis à notre époque où ils ont un accès immédiat à une information illimitée. En même temps (et c'en est peut-être le résultat), les sondages indiquent que la confiance des consommateurs envers le gouvernement et ses institutions a diminué, et cette nouvelle réalité s'observe tout particulièrement dans le domaine de l'électricité. La sensibilisation accrue d'une population plus avisée, couplée à l'érosion de la confiance du consommateur, génère plus de divisions politiques ce qui, réciproquement, incite les gouvernements à se concentrer sur l'évitement des dépassements de coût et d'autres imprévus déplaisants lorsqu'ils déploient des efforts pour établir une nouvelle infrastructure publique comme les réseaux de transport d'électricité.

Le besoin de limiter les coûts, de réduire les coûts et de détourner les risques de la population lors de l'établissement de nouveaux réseaux de transport d'électricité sont autant de facteurs qui ont donné lieu à des innovations règlementaires dans plusieurs compétences.

Au Royaume-Uni, l'Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) a élaboré un incitatif et un modèle règlementaire novateur qui prévoient l'intervention de tierces parties aux phases de conception, de construction, d'exploitation et de cession des titres des grands projets de transport d'électricité à enrichissement graduel. L'un des objectifs exprès de cette politique est de fournir de la technologie, des solutions et de financer les innovations.

Aux États-Unis, la Federal Regulatory Energy Commission (FERC) s'est affairée à désigner des corridors de transport interétatiques, à la mise au point d'outils d'établissement des tarifs d'abonnement pour fournir des incitatifs aux investissements dans les grandes infrastructures, et à l'élimination des mécanismes fondés sur le « droit de premier refus » enchâssés dans les marchés de l'organisation de transport régional (OTR) et les instruments règlementaires connexes[4].

La Public Utility Commission of Texas a circonscrit et désigné des Competitive Renewable Energy Zones (CREZ) (zones d'énergie renouvelable concurrentielles) et plusieurs projets de transport précis devant être construits au sein de celles-ci, et par de nouveaux processus règlementaires, elle a invité et a autorisé les promoteurs à développer, construire et exploiter chacun de ces projets.

Au Canada, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a élaboré un processus règlementaire concurrentiel, et l'Assemblée législative de l'Alberta a introduit un mécanisme de « règlementation par contrat ».

Un processus règlementaire connexe : le projet East-West Tie Line de l'Ontario

En août 2010, la CEO a publié son *Framework for Transmission Project Development Plans*[5]. L'objectif global de cette politique est de faciliter [traduction] « le développement rentable et en temps opportun des grandes installations de transport ».

Avec l'adoption de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*[6], l'organisme de règlementation de l'énergie de l'Ontario s'attendait à observer une envolée des projets de génération d'énergie renouvelable distribuée qui seraient tous branchés au réseau. La CEO avait prévu le besoin d'investissements importants dans l'infrastructure de transport afin de pouvoir soutenir la croissance prévue dans la production d'énergie renouvelable.

La politique de la Commission vise expressément à [traduction] « encourager les nouveaux joueurs du secteur du transport de l'Ontario à investir des ressources additionnelles pour le développement de projets ». La politique précise aussi une intention [traduction] « de soutenir la concurrence dans le secteur du transport en Ontario afin de favoriser l'efficience économique au profit des abonnés des services ». La Commission a exprimé sa croyance selon laquelle [traduction] « il sera plus facile d'atteindre l'efficience économique en introduisant la concurrence dans les services de transport, dans la mesure du possible, à l'intérieur du système de règlementation et de mise en marché actuel ».

4 *Supra* note 2 à la p 53.
5 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Framework for Transmission Project Development Plans*, EB-2010-0059 [*OEB Framework*].
6 *Green Energy and Green Economy Act, 2009,* LO 2009, c 12.

La COE n'a pas compétence pour fournir des services de transport ou conclure des marchés avec des transporteurs pour construire ou exploiter l'infrastructure de transport d'électricité. Elle a toutefois compétence pour déterminer le mécanisme de recouvrement des coûts des services d'utilité publique règlementés. La Commission a élaboré une politique visant à fournir plus de certitude sur le recouvrement des coûts des projets de développement d'infrastructure de transport d'électricité et pour encourager la participation des nouveaux joueurs à un processus de désignation des projets de développement concurrentiels.

Le planificateur et l'exploitant du réseau de transport d'électricité de l'Ontario – la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (SIEREO) (aujourd'hui) – s'occuperait de cerner le besoin d'une ligne de transport. Une fois le besoin cerné, la Commission lancerait une demande de propositions pour le développement, la construction et l'exploitation de la ligne de transport. L'avis devrait prévoir un mécanisme pour désigner « un promoteur » qui deviendrait responsable d'élaborer le projet (c.-à-d. le plan).

Ce mécanisme de désignation signifiait que le promoteur recouvrerait ses coûts de développement jusqu'à concurrence du budget de développement approuvé à l'étape de désignation, que la ligne de transport soit construite ou non (à moins que la non-exécution du projet ne soit la faute du promoteur). Cette assurance permettrait aux nouveaux joueurs, qui n'ont pas de base de clients établie dans la province, d'entreprendre des activités de développement avec le même degré d'assurance que le transporteur d'électricité attitré que les coûts de développement seraient recouvrés. Dans le cas du projet East-West Tie Line, auquel ce nouveau cadre a été appliqué, les coûts de développement devaient s'élever de 18 à 24 millions $; un investissement considérable pour lequel un certain degré d'assurance d'un éventuel recouvrement est un incitatif important.

Le promoteur du développement du projet désigné par la COE devait procéder aux travaux de développement et devait (à moins que la détermination initiale du « besoin » de la SIEREO soit revue et renversée) présenter une proposition de type « autorisation de construire ». Le processus d'« autorisation de construire » servirait à trancher sur le besoin (fondé principalement sur la détermination de la SIERO ci-dessus), confirmant la « nécessité et le caractère d'utilité publique » du projet, en l'état, et à approuver des prévisions de coûts de construction qui, en retour, serviraient de base à un éventuel mécanisme de recouvrement des coûts de construction auprès des abonnés du service.

Les particularités de la politique ont aussi été conçues en ayant à l'esprit les forces concurrentielles.

Seul le transporteur désigné pourrait recouvrer les coûts rattachés à la préparation de la demande visant à obtenir la désignation. Lors du processus East-West Tie, les promoteurs mis en concurrence ont déclaré des coûts de préparation de la demande de l'ordre de 1 à 2 millions $, ce qui indique que même les travaux de préparation de la proposition de prédéfinition de projet comportent un investissement à risques considérables. Comme la COE l'a indiqué dans sa politique, la nature « risquée » des coûts initiaux rattachés à la préparation de la demande en vue d'une désignation [traduction] « est comparable au modèle d'affaires le plus ordinaire dans le cadre duquel les promoteurs préparent des propositions ou des soumissions, à leurs frais et à leurs risques ». Il convient de mentionner que la plupart des promoteurs, dont le soumissionnaire retenu, offraient d'absorber leurs propres coûts liés à la préparation de la proposition si celle-ci était retenue; voilà un autre indicateur de la pression qu'exercent la concurrence et l'innovation.

La COE a aussi indiqué dans sa politique que [traduction] « les modèles financiers [pour la construction et l'exploitation de la ligne] qui ne placent pas le risque sur les abonnés ou qui n'augmentent pas les tarifs seraient d'intérêt pour la Commission »[7]. Les soumissionnaires qui ont participé au processus concurrentiel de désignation du promoteur pour le projet East-West Tie ont expressément proposé différents mécanismes de partage des risques dans leurs propositions.

Étant donné que le choix du promoteur retenu était fondé sur la comparaison des budgets de développement (entre autres facteurs), le recouvrement des coûts de développement

7 OEB Framework, *supra* note 5 à la p 14.

imprévus devait représenter un obstacle relativement élevé, plaçant le risque de dépassement de coûts sur le promoteur.

Le nouveau processus de désignation du promoteur de développement de projet concurrentiel de la COE a été utilisé à une reprise à ce jour.

En novembre 2010, le gouvernement de l'Ontario a publié son premier Plan énergétique à long terme (PELT 2010)[8]. Le PELT 2010 prévoyait cinq projets de transport d'électricité prioritaires. Hydro one était déjà occupé à brancher le système de production d'énergie renouvelable, notamment par le biais des projets identifiés, et avait un endettement élevé et un accès limité à des capitaux additionnels.

L'un des cinq projets de transport d'électricité prioritaires du PELT 2010 était le projet East-West Tie. Celui-ci prévoyait la construction d'une ligne de transport reliant Thunder Bay et Wawa, renforçant le tronçon existant entre les réseaux de transport d'électricité de l'Est et de l'Ouest de l'Ontario.

La fermeture par le gouvernement provincial des centrales alimentées au charbon avait retiré une partie importante de la capacité de production du secteur ouest du réseau ontarien, une mesure à l'origine d'une préoccupation selon laquelle il faudrait peut-être davantage de capacité de transmission pour transporter l'électricité à partir de l'Est et maintenir les normes de fiabilité du réseau de transport existant entre les réseaux de l'Est et de l'Ouest. Il y avait aussi d'importants projets miniers dans le nord-ouest de l'Ontario, dont le développement exigerait un besoin énergétique considérablement accru.

En mars 2011, le ministre ontarien de l'Énergie s'est adressé à la COE et a proposé que la Commission utilise la politique de désignation du promoteur de projet de développement de ligne de transport qu'elle avait élaboré pour « choisir l'entreprise de transport d'électricité la plus qualifiée et la plus rentable pour développer le projet East-West Tie »[9]. La lettre du ministre indiquait expressément comme point fort du processus de désignation du promoteur de projet de transport prévu le fait qu'il encourage les nouveaux joueurs et les incite à investir des ressources additionnelles aux fins du développement du projet en Ontario. Le ministre avait en outre souligné la valeur de la concurrence dans le cadre des projets de développement de lignes de transport pour favoriser l'efficience économique au profit des abonnés.

La COE a amorcé le processus de désignation du promoteur de projet de transport concurrentiel East-West Tie par un avis daté du 2 février 2012. Six soumissionnaires qualifiés y ont répondu. Plusieurs milliers de pages de données probantes ont été déposées, étayant six plans de développement du projet de transport East-West Tie. Il y a aussi eu un processus d'interrogation détaillé et deux rondes de présentation des arguments.

Au terme de ce processus, par une décision datée du 7 août 2013[10], Upper Canada Transmission Inc. (UCT) a été désigné pour développer le projet East-West Tie line[11]. UCT est un partenariat de NextEra Energy Canada, Enbridge Inc. et Borealis Infrastructure Management, trois organismes du secteur nord-américain de l'énergie solides et très respectés. La proposition d'UCT présentait : i) un coût de développement concurrentiel; ii) les coûts de construction prévus les plus bas (pour une proposition à doubles circuits); iii) un calendrier d'exécution concurrentiel; iv) de solides titres de compétence des partenaires, de l'expérience en matière d'exécution de projet et de bons antécédents de réalisation et v) un projet de conception de tour innovateur qui, s'il fonctionne, pourrait permettre aux abonnés d'épargner 30 millions $ additionnels en coûts de construction.

La décision de désignation de la COE a été prise par un examen méthodique et un classement des promoteurs selon dix critères précis : i) organisation; ii) plan relatif à la *participation* des Premières Nations et des Métis; iii) capacité

8 Gouvernement de l'Ontario, *Ontario's Long Term Energy Plan: Building Our Clean Energy Future,* Toronto, Gouvernement de l'Ontario, novembre 2010.

9 Ontario, Ministère de l'Énergie, "Minister's letter regarding the East-West Tie", Toronto, Ministère de l'Énergie, 29 mars 2011.

10 *East-West Tie Line Designation Phase 2 Decision and Order* (7 août 2013), EB-2011-0140, en ligne : OEB <http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2011-0140/Dec_Order_Phase2_East-WestTie_20130807.pdf>.

11 Le rédacteur a agi en qualité de conseiller juridique auprès d'UCT pendant les Phases 1 et 2 du processus de désignation, mais n'est pas intervenu par la suite.

technique; iv) compétences financières; v) capacité financière; vi) conception proposée; vii) calendrier des phases de développement et de construction; viii) coûts rattachés aux phases de développement, de construction, d'exploitation et d'entretien; ix) plan de consultation des propriétaires fonciers, des municipalités et collectivités et x) consultation des Premières Nations et des Métis.

En ce qui a trait au critère « conception proposée », la COE stipulait ce qui suit :

> [traduction] « Les soumissionnaires devaient aussi mettre en valeur les points forts de leur plan pour ce qui est de l'innovation, de la réduction du risque pour les abonnés, de la proposition de coût la moins-disante, des avantages à l'échelle locale et de l'augmentation de la fiabilité du réseau »[12].

En ce qui a trait au critère du « coût », en réponse aux commentaires d'un intervenant d'expérience de la COE portant sur la base selon laquelle la Commission peut prendre une décision de recouvrement des coûts, celle-ci a indiqué :

> [traduction] « En désignant l'un des soumissionnaires, la Commission approuvera les coûts de développement jusqu'à concurrence du montant prévu au budget, à des fins de recouvrement. La School Energy Coalition allègue qu'il n'y a pas suffisamment d'information pour que la Commission puisse déterminer que les coûts de développement sont justes et raisonnables. La Commission est en désaccord avec cette affirmation. La Commission a eu le privilège de recevoir six propositions concurrentielles pour entreprendre les travaux de développement. À son avis, le processus concurrentiel oblige les soumissionnaires à faire preuve d'efficience et de diligence dans la préparation de leurs propositions. À l'exception d'Iccon/TPT, les propositions relatives au coût de développement variaient de 18,2 millions $ à 24 millions $, une fenêtre relativement étroite compte tenu de l'envergure du projet. Par conséquent, la Commission estime que les coûts de développement proposés par le transporteur désigné sont raisonnables et seront recouvrables sous réserve de certaines conditions »[13].

Ces deux passages soulignent le changement dans les principes de règlementation attribuables à l'adoption, par la COE, d'un processus règlementaire concurrentiel pour la désignation des promoteurs de projet de développement de lignes de transport. Le premier de ces passages met en relief l'incitatif concurrentiel attendu pour l'innovation et l'optimisation de la répartition des risques. Le deuxième passage explique le déplacement de l'examen règlementaire conventionnel des coûts assumés par le service d'utilité publique concerné avec déférence à la discipline de coût que permet un processus concurrentiel. Au lieu de se préoccuper de l'examen et de la justification des coûts du service public ligne par ligne, l'organisme de règlementation s'en remet à la concurrence pour générer une discipline appuyant une constatation selon laquelle le coût en résultant soit, par définition, juste et raisonnable.

Le projet East-West Tie accuse actuellement un retard, pour des raisons hors de la maîtrise du soumissionnaire retenu. La SIEREO a mis à jour son évaluation des besoins et a repoussé la date de mise en service recommandée.

Le délai est à l'origine d'une demande de la part d'UCT d'un rajustement à la hausse de son budget de développement. Pour information, la COE a rejeté la demande de rajustement[14], concluant que les coûts additionnels mis de l'avant par l'UCT comme des coûts attribuables

12 *Supra* note 10 à la p 23.
13 *Ibid* à la p 30.
14 *Upper Canada Transmission Inc: Application for Approval of Schedule and Costs related to the Development of the East-West Tie Transmission Line (*19 novembre 2015), EB-2015-0216, online: OEB: < http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/505980/view/dec_order_east%20west%20tie_20151119.PDF>.

à une période de développement prolongée n'étaient *pas* « incompatibles avec les coûts approuvés par la Commission d'une manière qui aurait exigé l'acceptation sans autre examen du caractère prudent et raisonnable des coûts ». Les passages suivants de la décision de la COE sont dignes de mention[15] :

> [traduction] « Le processus de définition des critères de décision de la COE à la Phase Un du processus relatif au projet East-West Tie, et l'exécution subséquente d'une analyse comparative des propositions soumises par les soumissionnaires à la Phase Deux constituent un processus concurrentiel complet. La COE a examiné l'intérêt commercial des soumissionnaires qui ont présenté des propositions pour déterminer le caractère raisonnable des coûts. Les coûts prévus qu'UCT a soumis ne sont pas définis à l'intérieur des mêmes éléments relatifs aux coûts de développement que les coûts initiaux, ni ne sont assujettis à quelque force concurrentielle que ce soit. La COE estime donc que le principe de prudence n'a pas été déterminé ni par la nature ni par l'importance de ces coûts.
>
> Au moment de présenter une demande en vue d'une désignation, UCT connaissait les limites de l'approbation octroyée pour le recouvrement des coûts de développement. La COE, à la Phase 1, Decision and Order, a précisé que les transporteurs d'électricité qui sollicitent une désignation devraient savoir que les coûts de développement qui excèdent les coûts approuvés par la Commission et prévus au budget ne seront pas nécessairement recouvrés auprès des abonnés des services, et seront assujettis à un examen à la lumière du principe de prudence, lequel inclut l'analyse des raisons à l'origine des coûts excédentaires.
>
> La COE ne reconnaît pas que les coûts de développement imprévus dans le cadre de la proposition de projet initiale sont automatiquement admissibles à la même assurance de recouvrement que les coûts de développement prévus au départ dans le budget, sans qu'il y ait examen du caractère raisonnable des coûts et une <u>évaluation de l'hypothèse des risques commerciaux ordinaires attendus pour déterminer les coûts qui devraient être recouvrés auprès des abonnés du service</u>. » [Soulignement ajouté]

Jusqu'ici, il a été décidé qu'UCT devait s'en tenir à son budget de développement établi dans le cadre du processus concurrentiel, qui fait partie intégrante de la justification de désignation d'UCT comme promoteur du projet. Cela signifie que le mécanisme de répartition des risques sous-jacent a été appliqué jusqu'à maintenant.

Les travaux du projet ont ralenti, mais se poursuivent, et il se peut que nous voyions un jour une demande de permis de construire de cette ligne de transport, et l'autorisation de la hausse attribuable aux imprévus de l'étape de désignation du projet de développement d'UCT, déduction faite des coûts de construction prévus pour la base tarifaire du service public.

Règlementation par contrat : Le projet de transport d'électricité de Fort McMurray

Dans le cas de l'Alberta, l'expérience rattachée à l'introduction de forces concurrentielles dans les marchés d'approvisionnement visant des projets de transport d'électricité était celle de l'Assemblée législative et non de l'organisme de règlementation. En décembre 2008, le gouvernement albertain a publié une stratégie provinciale en matière d'énergie. Cette stratégie prévoyait des mises à niveau importantes au réseau de transport d'électricité afin : de répondre de façon fiable à la demande actuelle et future, de réduire la congestion, de favoriser et d'appuyer le développement de nouvelles technologies de production, de réduire les pertes attribuables à la surcharge, d'introduire des sources d'alimentation plus

15 *Ibid* à la p 8.

modernes (renouvelables, à faibles émissions, production de combustibles fossiles plus propres), d'accroître la capacité interconnexion, d'accroître l'efficience, de maintenir une infrastructure de transport d'électricité robuste et d'atteindre les objectifs du gouvernement d'augmenter la concurrence dans le secteur de l'infrastructure essentielle de transport d'électricité, et d'attirer l'investissement dans celui-ci.

Outre la stratégie énergétique de la province, en novembre 2009, l'Alberta a adopté une loi pour traiter les approbations visant « l'infrastructure essentielle de transport » (IET). La loi prévoyait que cette infrastructure serait désignée par le ministre de l'Énergie. Une fois qu'un projet de transport avait été désigné comme IET, il existait deux voies de désignation d'un promoteur pour ce qui est du développement, de la construction et de l'exploitation de l'infrastructure : i) désignation d'un promoteur par le ministre et ii) désignation d'un promoteur au moyen d'un processus concurrentiel dirigé par l'Alberta Electricity System Operator (AESO).

Dans le cadre du modèle de planification du transport d'électricité qui existait en Alberta, l'AESO investissait un transporteur attitré du pouvoir de solliciter l'approbation de l'Alberta Utilities Commission (AUC) pour construire une ligne de transport et pour établir les tarifs relatifs au transport d'électricité pour les installations. Dans le cadre du nouveau modèle concurrentiel, l'AESO utilise un processus concurrentiel pour choisir le promoteur des projets de transport et le soumissionnaire retenu se voit investi du pouvoir de solliciter une autorisation de construire la ligne de transport d'électricité. En outre, les tarifs des services offerts par les nouvelles installations doivent être fixés selon les modalités du marché découlant du processus concurrentiel de l'AESO. Dans le cadre du nouveau modèle concurrentiel, le rôle de l'AUC pour déterminer un tarif de service de transport juste et raisonnable consiste à approuver un processus de demande de soumissions dirigé par l'AESO qui soit véritablement concurrentiel. La position du législateur veut que les coûts de transport (tarifs) résultant d'un processus de demande de propositions concurrentiel approprié soient « justes et raisonnables ».

Le gouvernement albertain a désigné une ligne d'IET qui s'étend d'Edmonton à Fort McMurray à laquelle s'appliquerait le nouveau processus concurrentiel de l'AESO approuvé par l'AUC. Après l'adoption de la loi albertaine, l'AESO a amorcé un processus de consultation afin d'élaborer le modèle d'approvisionnement concurrentiel à appliquer au projet de Fort McMurray et au prochain marché d'approvisionnement par voie concurrentielle visant l'IET.

La documentation de l'AESO décrit quelques-uns des objectifs et des principes clés du processus convoité[16] :

[traduction] « Ces objectifs et ces principes sont conçus pour réaliser l'objectif du processus d'IET de créer une occasion juste, transparente et ouvertement concurrentielle pour les promoteurs attitrés et les nouvelles entités qui désirent élaborer, définir et exploiter l'IE…

- Le modèle concurrentiel doit contribuer à réduire les coûts du cycle de vie par l'utilisation de mécanismes d'établissement des prix concurrentiels.
- Le modèle concurrentiel doit optimiser les possibilités d'innovation pendant le cycle de vie de l'installation de l'IET.
- Le processus concurrentiel doit favoriser la participation de nouveaux joueurs.
- Le processus concurrentiel doit répartir les risques de manière à réduire les coûts et à atténuer les risques de la façon la plus efficiente et efficace qui soit… ».

Après plusieurs rondes de consultation, en septembre 2011, l'AESO a sollicité l'approbation de son processus concurrentiel auprès de l'AUC.

La première tâche de l'AUC, compte tenu des diverses positions présentées devant elle, consistait à clarifier son interprétation et l'application prévue du nouveau régime législatif en cadrant les processus d'établissement des tarifs et d'approvisionnement concurrentiel des projets de transport d'électricité. Le processus proposé par l'AESO comprenait la possibilité de négociations bilatérales entre elle

16 Alberta Electric System Operator, *Competitive Process for Critical Transmission Infrastructure*, Recommendation Paper, Calgary, AESO, 1 juin 2011, section 6.1.

et le soumissionnaire retenu, afin de mettre au point les conditions financières du marché qui seraient, au final, acceptées par l'AUC au moyen d'un décret concernant les taux. La Commission craignait qu'en procédant ainsi, les tarifs définitifs soient déterminés non plus par un processus concurrentiel transparent, mais par des discussions bilatérales entre l'AESO et le soumissionnaire retenu. Dans la « Partie A » de la décision rendue en cette matière, datée du 27 février 2012[17], la Commission a conclu que pour que les tarifs résultant du processus de l'AESO soient considérés comme justes et raisonnables, l'AUC devait être convaincue que le format et le contenu du processus produiraient des résultats véritablement déterminés au moyen d'un mécanisme concurrentiel. Ce n'est qu'à cette condition que le processus règlementaire traditionnel de détermination de la « prudence » de certains coûts précis pourrait être remplacé par une analyse du caractère « juste et équitable » des tarifs pour les abonnés en résultant et de l'intérêt public. La Commission a conclu que les négociations bilatérales avec le soumissionnaire retenu *ne* satisferaient *pas* aux exigences du régime selon lequel les prix soient déterminés au terme d'un processus concurrentiel robuste et transparent.

L'AUC a appliqué les mêmes processus aux changements apportés en cours d'exécution de marché. La Commission a constaté que même si ces changements eux-mêmes généraient un processus concurrentiel robuste et transparent, ils exigeraient l'approbation de la Commission selon le mode traditionnel.

La Commission a aussi déterminé qu'il serait important que le marché prévoie des normes relatives à l'état des biens à la fin du mandat (justifiant des droits d'inspection) et des dispositions relatives à des récompenses/sanctions effectives afin d'assurer un réinvestissement approprié dans les actifs, plutôt que l'exploitation au détriment de ceux-ci, étant donné que le processus concurrentiel produirait en fin de compte un marché à revenu fixe pour la construction et l'exploitation de la ligne de transport de l'électricité.

Enfin, la Commission a déterminé qu'au terme de la période initiale, un nouveau processus concurrentiel serait requis pour déterminer l'entité admissible à présenter une demande d'autorisation d'exploitation continue de l'installation. À défaut de se doter d'un tel mécanisme, il faudrait s'en remettre au mécanisme traditionnel de la Commission pour approuver l'exploitant et ses coûts.

La décision d'interprétation de la loi d'AUC a fait en sorte que l'AESO a dû se retirer et ajuster le processus qu'elle entendait proposer et soumettre des données probantes additionnelles au détriment des révisions convoitées pour son processus afin d'uniformiser le cadre de présentation des propositions pour s'assurer que tous les mécanismes d'adjudication de marchés ont été déterminés avant la soumission des propositions.

À la suite des révisions apportées à la proposition de l'AESO en réponse aux orientations interprétatives de la Commission, l'AUC a procédé à ses audiences. L'AUC a approuvé un cadre d'approvisionnement concurrentiel pour ce qui est du transport d'électricité par une décision datée du 14 février 2013 [18].

Entre temps, la modification législative apportée a fait en sorte que le projet de ligne de transport Fort McMurray – Edmonton est devenu la seule ligne de transport actuellement assujettie à ce nouveau processus concurrentiel (même si l'on prévoit un retour de ce modèle).

L'AESO a tout d'abord procédé par le tronçon Fort McMurray West, un tronçon de 500 km de la ligne de transport complète reliant Edmonton à Fort McMurray. En mai 2013, l'AESO a sollicité des lettres d'expression d'intérêt. Le site Web d'AESO stipulait ce qui suit [traduction] « Le processus concurrentiel a attiré des entreprises de partout dans le monde ». Une demande de qualification a par la suite été publiée de juillet à décembre 2013. L'AESO a fourni une ébauche d'accord de projet pour permettre aux soumissionnaires de se faire une idée du mécanisme de répartition des risques proposé entre le promoteur et les abonnés. L'AESO a indiqué que [traduction] « cinq équipes de classe mondiale ont satisfait aux

17 *Alberta Electric System Operator Competitive Process Pursuant to Section 24.2(2) of the Transmission Regulation, Part A: Statutory Interpretation* (27 février 2012), 2012-059, online: AUC <http://www.auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2012/2012-059.pdf>.

18 *Alberta Electric System Operator Competitive Process Pursuant to Section 24.2(2) of the Transmission Regulation, Part B: Final Determination* (14 février 2013) 2013-044, online: AUC <http://www.auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2013/2013-044.pdf>.

critères fixés par l'AESO, ont été sélectionnés provisoirement et invité à soumettre des propositions techniques ainsi qu'un prix… ». La DDP a été publiée en 2014 et prévoyait ce qui suit : i) des propositions techniques des soumissionnaires ; ii) des rondes multiples de réunions confidentielles de collaboration (qui étaient axées à la fois sur les aspects technique et commercial) avec chaque soumissionnaire et iii) la publication des versions finales des accords de projet. Le processus en entier a été assujetti à un examen consultatif sur le caractère « équitable » et à la publication d'une opinion relative au caractère « équitable ».

Au terme de ce processus, l'Alberta PowerLine Limited Partnership - un partenariat entre Canadian Utilities Limited (une entreprise ATCO) établi en Alberta et Quanta Capital Solutions, Inc., établi aux États-Unis – s'est vu attribuer le marché pour le projet de transport d'électricité de 500 kV Fort McMurray West en décembre 2014. En décembre 2015, Alberta PowerLine a déposé une demande d'approbation auprès d'AUC visant l'installation proposée de Fort McMurray West, en vue d'une date de mise en service fixée en 2019. Au moment de la rédaction, une audience verbale était prévue et devait avoir lieu sous peu.

Selon l'AESO, en faisant référence à une estimation hâtive des coûts du projet [traduction] « les économies de coût réalisées par voie concurrentielle dans le cadre du projet [Fort McMurray West] pour les abonnés de l'Alberta sont estimées, de façon conservatrice, à plus de 400 millions $ ».

Réussite?

Est-ce que « l'approvisionnement concurrentiel pour le transport d'électricité » a produit les résultats escomptés dans le cadre des deux expériences canadiennes?

L'expérience de l'Ontario dans le cadre d'un processus concurrentiel règlementaire pour la désignation d'un promoteur pour développer une infrastructure majeure de transport d'électricité a : i) attiré un nouveau joueur; ii) donné lieu à la détermination d'un coût de développement fixe à l'intérieur d'une fourchette de coûts définie par la concurrence et iii) promis les coûts de construction les plus bas parmi six répondants, et considérablement inférieurs aux coûts élevés exigés par le transporteur actuel de la province avant que le projet ne soit mis en liste pour le nouveau processus de développement concurrentiel. Une demande hâtive d'augmentation du coût de développement a été rejetée, sous réserve d'un réexamen ultérieur, assorti d'une indication selon laquelle les augmentations des coûts du développement puissent représenter un risque que devra assumer le promoteur désigné plutôt que les abonnés. Si le projet devait être mis en œuvre et qu'une autorisation de construire était consentie par UCT, la discipline relative au coût de construction et de développement ainsi que l'incitatif d'innovation promis par le processus de désignation concurrentiel du promoteur du projet de développement seront contrôlés dans le cadre de ce que l'on espère un processus règlementaire exhaustif et transparent.

La règlementation albertaine, selon l'expérience du marché concurrentiel, aurait généré des épargnes de 400 millions de $ pour les abonnés, par comparaison à l'estimation antérieure des coûts du cycle de vie du projet Fort McMurray West effectuée par l'AESO. L'expérience de l'Alberta est plus éloquente que celle de l'Ontario, car elle s'applique à un nouveau modèle concurrentiel et le marché à long terme en résultant s'applique à toutes les décennies du cycle de vie du projet, y compris pour ce qui est des coûts de construction et d'exploitation, de la répartition des risques et des tarifs en résultant. En revanche, on se demande si les coûts de construction et d'exploitation réels seront suffisamment transparents pour valider les économies alléguées. Bien que le processus de passation de marchés concurrentiel ait réussi à attirer de nouveaux capitaux d'investissement grâce à Quanta Capital Solutions, Inc., le partenaire d'exploitation du soumissionnaire retenu (ATCO) demeure l'un des transporteurs attitrés de la province.

Même si le projet Ontario East-West Tie Line semble procéder lentement, et même si l'audience sur le projet Alberta Fort McMurray West semble imminente, ni l'Ontario ni l'Alberta n'ont élargi leurs expériences en matière d'approvisionnement par voies concurrentielles dans le cas de projets de transport d'électricité au-delà de ces incursions initiales. Si ces deux expériences finissent par porter leurs fruits, le transport d'électricité « concurrentiel » aura une autre occasion de frayer son chemin au Canada. ■

UN REQUIEM POUR LA PRÉSOMPTION DE PRUDENCE APRÈS *OPG* ET *ATCO*

*Vanessa Korzan et Moin A. Yahya**

I. Introduction

Il a déjà été d'une opinion répandue que les coûts prévisionnels devaient être examinés par divers organismes de règlementation des services publics, comme l'Alberta Utilities Commission (auparavant appelée l'EUB) ou la Commission de l'énergie de l'Ontario, selon un critère de raisonnabilité orienté vers l'avenir dont le fardeau de la preuve incombait au service public, alors que les coûts déjà engagés devaient être examinés en vertu d'un critère de présomption de prudence[1]. Ce point de vue n'est plus valide à la suite des décisions complémentaires d'*ATCO Gas and Pipelines c Alberta (Utilities Commission)* (*ATCO*)[2] et d'*Ontario (Commission de l'énergie) c Ontario Power Generation Inc.* (*OPG*)[3]. La Cour suprême a conclu que les organismes de règlementation pouvaient examiner les coûts, peu importe qu'ils soient déjà engagés ou prévisionnels, selon le critère conforme à la loi ou raisonnable de leur choix[4].

Le présent article porte sur la jurisprudence en ce qui concerne la question de prudence. Nous constatons que bien que les tribunaux aient suggéré que la présomption de prudence était une doctrine du droit relatif aux services publics, celle-ci n'a jamais eu grand effet en réalité. Cela renforce le point selon quoi après *ATCO* et *OPG*, aucun changement fondamental à la politique de règlementation n'est prévu. Nous concluons en arguant que les décisions règlementaires continueront de faire la part des choses entre les intérêts des consommateurs et des services publics comme elles l'ont toujours fait. En fait, le retrait de la doctrine pourrait même aider les services publics sur le long terme.

II. Le critère d'investissement prudent – la jurisprudence

a. L'expérience américaine

Avant d'examiner la jurisprudence canadienne, il importe d'ouvrir une brève parenthèse sur l'expérience américaine afin d'expliquer d'où provient le terme de critère ou de règle d'« investissement prudent ». Le critère d'investissement prudent a d'abord été proposé par le juge Brandeis de la Cour suprême des États-Unis dans sa dissidence concordante dans

---

* Venessa Korzan est étudiante en droit à DLA Piper (Canada) LLP. Moin Yahya est professeur de droit à l'Université de l'Alberta. Il est également membre suppléant de l'Alberta Utilities Commission (AUC).Le présent commentaire est de nature théorique et n'est pas une remise en question du bien-fondé de toute procédure antérieure ou pendante devant l'AUC. De plus, le professeur Yahya n'a joué aucun rôle dans les décisions de l'AUC mentionnées dans le présent article. Nous aimerions remercier les participants du 10e forum annuel sur le droit en matière d'énergie (2016), George Vegh, Glenn Zacher, Gordon Kaiser et Willie Grieve pour leurs avis éclairés. Toute erreur relève des auteurs.

1 Voir, par exemple, *Power Workers' Union (Canadian Union of Public Employees, Local 1000) c Ontario (Commission de l'énergie)*, 2013 ONCA 359, 116 OR (3d) 793 ; Section III de Moin A. Yahya, « Régimes de retraite d'ATCO, Ontario Hydro, prudence et caractère raisonnable : un commentaire sur les arrêts commission de l'énergie de l'Ontario c Ontario Power Generation inc. et ATCO Gas and Pipelines Ltd. c. Alberta (Utilities Commission) » (2015) 3:4 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 49, en ligne : ERQ < http://www.energyregulationquarterly.ca/case-comments/atco-pensions-ontario-hydro-prudency-and-reasonableness-a-case-comment-on-ontario-energy-board-v-ontario-power-generagtion-inc-atco-gas-and-pipeines-ltd-v-alberta-utilities-commission >.

2 *ATCO Gas and Pipelines Ltd c Alberta (Utilities Commission)*, 2015 CSC 45, [2015] 3 RCS 219 [*ATCO*].

3 *Ontario (Commission de l'énergie) c Ontario Power Generation Inc*, 2015 CSC 44, [2015] 3 RCS 147 [*OPG*].

4 Voir la discussion dans le texte de Yahya, *supra* note 1.

Southwestern Bell Telephone Co v Public Service Commission of Missouri[5]. Toutefois, le juge Brandeis n'avait pas proposé le critère comme méthode possible pour accorder aux services publics une présomption de prudence, mais plutôt comme une méthode plus facile et plus sensible de déterminer un rendement équitable à accorder aux services publics. À cette époque, le critère consistait à savoir si les taux accordés aux services publics étaient fondés sur une valeur équitable de la propriété des services publics, un critère qui, selon Brandeis, n'était pas « fiable sur le plan juridique et économique[6] ». Le but du critère proposé par Brandeis était de passer d'une approche axée sur la juste valeur marchande des services publics à une approche axée sur les coûts historiques.

La Cour suprême des États-Unis a adopté le point de vue de Brandeis, s'écartant de valeur marchande équitable comme point de base pour l'établissement de taux dans *FPC v Hope Natural Gas Co*[7]. La Cour a soutenu que l'organisme de règlementation n'était pas tenu d'utiliser une formule précise pour déterminer les taux[8] et que ce qui importait était que les taux accordés étaient suffisants pour le maintien de l'intégrité financière du service public, l'attrait de capitaux et la compensation des investisseurs pour les risques encourus lorsqu'ils ont investi dans le service public[9]. Bien que la Cour ait cité la dissidence de Brandeis pour cette proposition, elle n'a pas adopté de présomption de prudence pour les coûts historiquement engagés.

En effet, de nombreuses années plus tard, la Cour dans *Duquesne Light Co v Barasch*[10]a réitéré qu'il n'y avait pas de théorie unique prescrite par la Constitution pour établir les taux. La Cour dans *Duquesne* a maintenu le rejet de millions de dollars dépensés pour une série de centrales non construites dont on n'avait plus besoin. Ce faisant, la Cour a rejeté l'idée selon laquelle elle adopte la « règle d'investissement prudent », selon laquelle les services publics seraient en droit d'obtenir un taux de rendement pour tout investissement prudent, à titre de mesure de protection constitutionnelle pour les services publics[11].

b. Les décisions canadiennes : La Cour suprême

Lorsqu'on se tourne vers la jurisprudence canadienne, celle-ci n'est pas différente. La décision fondamentale concernant les taux pour les services publics est *Northwestern Utilities Ltd c Ville d'Edmonton*[12]. Cette décision est souvent citée pour le fameux adage du juge Lamont à savoir que la fonction de l'organisme de règlementation était « des tarifs justes et raisonnables; des tarifs qui[…] seraient équitables pour le consommateur d'un côté, et qui, d'un autre côté, assureraient aux entreprises un rendement raisonnable pour le capital investi[13] ». Ce que l'on oublie souvent en citant cette décision, ce sont les faits réels de l'affaire. La Commission des services publics de l'Alberta avait déjà établi les tarifs gaziers de Northwestern Utilities, qui comprenaient un rendement de 10 % de l'investissement. Quelques années plus tard, Northwestern Utilities a demandé une continuation des tarifs, mais la Commission a réduit le taux de rendement à 9 %, sans audience et simplement en se fondant sur l'« évolution des conditions du marché monétaire ».[14] La Cour suprême du Canada a confirmé sa décision, déclarant que l'établissement d'un taux de rendement équitable se voulait essentiellement une question d'opinion qui pouvait être laissée à l'expertise de la Commission. Bien que l'affaire ne traitait pas de la question de prudence, elle faisait état du niveau élevé de déférence accordé à l'expertise de la Commission pour déterminer le taux de rendement même en l'absence d'une audience formelle.

De nombreuses années plus tard, la Cour suprême a fait valoir que les commissions de

5 *Southwestern Bell Telephone Co v Public Service Commission of Missouri*, 262 US 276 (1923).
6 *Ibid* à 290. Le critère à l'époque était fondé sur la décision *Smyth v Ames*, 169 US 466 (1898).
7 *FPC v Hope Natural Gas Co*, 320 US 591 (1944).
8 *Ibid* à 602.
9 *Ibid* à 603.
10 *Duquesne Light Co v Barasch*, 488 US 299 (1989).
11 *Ibid* à 315.
12 *Northwestern Utilities Ltd c Ville d'Edmonton*, [1929] RCS 186.
13 *Ibid* à 192-193. Le juge Lamont a par la suite décrit le critère pour un rendement raisonnable comme suit :
Par un rendement équitable on entend que la société pourra obtenir le meilleur rendement possible du capital investi dans son entreprise (qui sera net pour la société) qu'elle recevrait si elle investissait le même montant dans d'autres titres offrant le même niveau d'attrait, de stabilité et de certitude que l'entreprise de la société [Traduction].
14 *Ibid* à 186-187.

règlementation, *à moins qu'un* texte législatif ne soit explicite, se devaient d'offrir un rendement équitable aux services publics pour leurs investissements prudents[15]. Néanmoins, la Cour a maintenu que ces commissions pouvaient tenir compte de toute question qu'elle juge appropriée étant donné qu'il n'y a pas de définition unique d'un rendement équitable. La Cour ne s'est pas penchée sur la question à savoir s'il y avait une présomption de prudence pour les coûts engagés historiquement.

Même lorsque la Cour suprême a infirmé la détermination d'un organisme de règlementation quant à la façon d'attribuer les recettes de la vente des actifs d'un service public[16], elle a tout de même souligné que « l'organisme de règlementation limite le pouvoir discrétionnaire de la direction du service public sur des décisions clés, y compris les prix, les offres de services et la prudence des décisions concernant l'investissement dans des immobilisations[17] ».

Avant son accession à la Cour suprême, le juge Rothstein a abordé la question du taux adéquat de rendement dans un jugement de la Cour d'appel fédérale[18]. Bien que le jugement ait reconnu à maintes reprises que le taux de rendement accordé serait fondé sur les coûts engagés de façon prudente, il acceptait qu'« il y a de nombreuses questions relatives aux coûts qui pourraient faire l'objet de contestations [comme]… si les coûts ont été ou sont engagés prudemment[19] ». Il ne devrait donc pas être surprenant que le juge Rothstein, après son accession à la Cour suprême, ait rejeté l'idée qu'il y ait une présomption de prudence dans les décisions jumelées d'*ATCO* et d'*OPG*[20].

c. Les décisions canadiennes : Les tribunaux d'appel

Le manque de présomption de prudence dans la jurisprudence de la Cour suprême, tant des États-Unis que du Canada, soulève des questions quant à savoir d'où provient cette perception répandue. La réponse est que les organismes de règlementation et certains tribunaux d'appel ont formulé des critères qui suggèrent une présomption de prudence. Toutefois, ceux-ci ont également laissé entendre qu'une telle présomption pouvait être réfutée. Le règlement de presque tous les cas semble démontrer que la présomption ne constitue pas un obstacle si difficile à surmonter, étant donné que, pratiquement parlant, toute audience de tarification comportera toujours la présentation de preuves par le service public qui seront rigoureusement examinées par le personnel des commissions et/ou les intervenants. Ainsi, même si la présomption existait en faveur des services publics, il serait absurde si ces derniers, lorsqu'ils présentent leurs arguments devant un organisme de règlementation, ne présentaient que des dépenses sans aucune justification que ce soit à savoir que ces dépenses sont réputées être prudentes. Le personnel de l'organisme et les intervenants poseraient tellement de questions dans le cadre d'interrogatoires par écrit ou au cours d'audiences qu'en fin de compte, le service public devrait être en mesure, ou non, de justifier les dépenses. D'où l'idée que la présomption de prudence n'a jamais été d'aucune utilité pratique pour les services publics.

Par exemple, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) avait élaboré un critère comme outil stratégique que la Cour d'appel de l'Ontario avait entériné comme doctrine dans *Enbridge Gas Distribution Inc c Commission de l'énergie de l'Ontario* (2006)[21]. Dans cette affaire, Enbridge en avait appelé d'une décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario, dans laquelle elle avait conclu que les coûts d'Enbridge n'avaient pas été engagés de façon prudente et, par conséquent, ne pouvaient pas être refilés aux consommateurs. La Cour divisionnaire de l'Ontario avait accueilli l'appel d'Enbridge, indiquant que la Commission avait utilisé des renseignements obtenus a posteriori dans son évaluation de la prudence, mais la Cour d'appel était revenue sur sa décision. La Cour avait énuméré certains des principes du critère d'investissement prudent de la CEO comme suit :

- Les décisions prises par la direction du service public devraient habituellement être réputées être prudentes à moins

15 *British Columbia Electric Railway Co v Public Utilities Commission of British Columbia*, [1960] RCS 837.
16 *ATCO Gas and Pipelines Ltd c Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2006 CSC 4 [Stores Block].
17 *Ibid* au para 4.
18 *TransCanada Pipelines Ltd c Office national de l'énergie,* 2004 CAF 149.
19 *Ibid* au para 34.
20 Voir discussion *supra* note 1.
21 *Enbridge Gas Distribution Inc c Commission de l'énergie de l'Ontario*, 210 CAO 4.

qu'elles ne soient contestées pour des motifs raisonnables.

- Pour être prudente, une décision doit avoir été raisonnable en fonction des circonstances qui étaient connues ou qui auraient dû être connues par le service public au moment où elle a été prise.

- Aucun renseignement a posteriori ne doit être utilisé dans la détermination de la prudence, bien que la prise en considération du résultat d'une décision puisse être utilisée de façon légitime pour répondre à la présomption de prudence.

- La prudence doit être déterminée dans le cadre d'un examen factuel rétrospectif, c'est-à-dire que la preuve doit tenir compte du moment où la décision a été prise et doit être fondée sur des faits concernant les éléments qui pourraient avoir ou qui ont été pris en considération dans la décision à ce moment[22] [Traduction].

Après avoir récité le critère avec approbation, la Cour d'appel a néanmoins confirmé la détermination du taux de la CEO pour Enbridge. Dans deux cas subséquents, la Cour d'appel a continué de confirmer le pouvoir de la CEO d'établir des taux en utilisant n'importe quelle méthode qu'elle jugeait bonne pourvu que la décision de la CEO ait été raisonnable ou non erronée sur le plan juridique. Dans *Toronto Hydro-Electric System Ltd c Ontario (Commission de l'énergie)*[23], la CEO a imposé au service public la condition qu'elle obtienne l'approbation d'une majorité de ses directeurs indépendants avant de verser des dividendes. La Cour a confirmé l'imposition par la CEO de cette condition, soulignant que la condition de la Commission relevait de sa compétence en ce qui concerne l'établissement de taux. Bien qu'il ne s'agisse pas exactement d'une question de prudence, la CEO était préoccupée par le manque de dépenses possibles sur le capital en raison de versements excessifs de dividendes. La Cour a mentionné ce qui suit :

> « Les principes qui régissent un service public règlementé qui exerce un monopole diffèrent de ceux qui s'appliquent aux entreprises du secteur privé, qui évoluent dans un marché concurrentiel. Les directeurs et les représentants d'entreprises non règlementées ont une obligation fiduciaire d'agir dans les meilleurs intérêts de l'entreprise (ce qui est souvent interprété comme les meilleurs intérêts des actionnaires), alors qu'un service public règlementé doit agir d'une manière qui tient compte tant des intérêts des actionnaires du service public que ceux des contribuables. Si un service public n'agit pas de cette façon, il incombe à la CEO d'intervenir afin d'atteindre ce juste équilibre et de protéger les intérêts des contribuables[24] [Traduction]. »

Dans *Great Lakes Power Ltd c Ontario (Commission de l'énergie)*[25] , la Cour semblait presque s'écarter de la présomption de prudence, lorsque la Commission a rejeté la demande de la compagnie d'électricité de recouvrer les coûts dans ses tarifs sans d'abord se soumettre à un examen du caractère raisonnable. Le service public a interjeté appel, lequel a été rejeté par la Cour divisionnaire et la Cour d'appel. La Cour a déclaré qu'« un service public doit faire l'objet d'un examen de la prudence avant de refiler ses coûts aux consommateurs », sans quoi il « n'a pas droit de bénéficier d'un taux de rendement approuvé[26] ».

Par conséquent, la règle de présomption de prudence semble n'avoir été mise en application qu'une seule fois par la suite par la CEO, dans la décision même qui a mené au jugement de la Cour suprême dans *OPG*, nommément *Power Workers' Union, Canadian Union of Public Employees, Local 1000 c Commission de l'énergie de l'Ontario*[27]. Ainsi, bien que le critère ait été invoqué à maintes reprises par la Cour d'appel de l'Ontario, la seule fois que celle-ci a décidé

22 *Ibid* au para 10.
23 *Toronto Hydro-Electric System Ltd c Ontario (Commission de l'énergie),* 2010 ONCA 284, 99 OR (3d) 481.
24 *Ibid* au para 50.
25 *Great Lakes Power Ltd c Ontario (Commission de l'énergie),* 2010 ONCA 399.
26 *Ibid* au para 22.
27 *Power Workers' Union*, *supra* note 1 infirmée par *OPG, supra* note 3.

de donner du mordant à ce critère, la Cour suprême a infirmé la décision.

À l'extérieur de l'Ontario, il se peut que d'autres cours d'appel aient fait mention de la présomption de prudence de temps à autre, mais les appels ont toujours abouti en faveur de l'organisme de règlementation. Prenons par exemple un différend antérieur entre ATCO Electric et l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta[28]. ATCO Electric avait demandé à l'EUB d'approuver des taux pour les périodes de 1999-2000 et 2001-2002 au moyen de règlements négociés. L'EUB avait approuvé les demandes, mais rejeté et réduit les coûts de détention pour des comptes de report particuliers dans trois décisions[29]. ATCO a interjeté appel, soutenant que l'EUB aurait dû accorder au service public une compensation juste et raisonnable pour tous ses coûts, étant donné que l'EUB aurait pu modifier ses approbations antérieures des règlements négociés afin de permettre le recouvrement de certains coûts de détention. La Cour a rejeté l'appel et confirmé la décision de l'EUB, faisant valoir que l'obligation de l'EUB d'agir dans l'intérêt du public ne comprenait pas l'obligation de « protéger un service public contre lui-même[30] ». L'EUB avait une discrétion dans l'établissement de tarifs justes et raisonnables, ce qui ne signifiait pas nécessairement d'établir les coûts les moins élevés possible, mais qui devrait offrir au service public « une occasion raisonnable de recouvrer ses coûts, pourvu qu'ils aient été prudents[31] ». La Cour a cité avec approbation l'observation de l'EUB à savoir que « bien que coûts prudents ne veuille pas dire les coûts les moins élevés possible [,] les coûts de financement qui sont inutiles et gonflés ou qui pourraient résulter de profits inattendus pour le service public ne peuvent pas être considérés comme prudents[32] ». La Cour a même déclaré ce qui suit :

> « Le service public n'est pas en droit d'obtenir un taux de rendement plus élevé pour des dépenses prudentes simplement en raison du risque que la commission refuse le recouvrement de ceux qui sont imprudents. Le fait d'accepter cet argument récompenserait l'imprudence. Il ne peut pas en être ainsi. ATCO – et non ses clients – assume les risques associés à toute dépense inappropriée de sa part[33] [Traduction]. »

Cela suggère que la Cour d'appel n'a pas considéré les coûts engagés historiquement comme étant présumés prudents, mais a plutôt imposé au service public le fardeau de faire la preuve de leur prudence.

Un an plus tard, la Cour d'appel de l'Alberta a effectivement adopté un critère d'investissement prudent, présumant la prudence des coûts engagés, mais a quand même confirmé un jugement de l'EUB contre ATCO Gas. En 2001, ATCO Gas a demandé un ajustement du taux de recouvrement de ses coûts pour le gaz afin de minimiser le solde de son compte de gaz différé[34]. L'EUB a fait valoir qu'ATCO avait agi de façon imprudente dans sa pratique visant à retirer du gaz de l'une de ses installations, menant à des économies de 4 millions de dollars qui auraient pu être réalisées. L'EUB a ordonné à ATCO de rembourser le montant aux consommateurs en utilisant ses tarifs. ATCO en a appelé de cette décision au motif que l'EUB n'avait pas utilisé le critère approprié pour la prudence, mais la Cour d'appel a rejeté l'appel[35]. La Cour a cité avec approbation le critère de prudence de l'EUB, à savoir que :

> « Un service public sera jugé prudent s'il fait preuve de bon jugement et prend des décisions qui sont raisonnables au moment où elles sont prises, selon des renseignements que

28 *ATCO Electric Ltd v Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2004 ABCA 215.
29 *Re Year 2000 Outstanding Matters Deferral Accounts (Other than Pool Price) Part B* (27 novembre 2001), 2001-83; *Re Genco & Disco 2000 Pool Price Deferral Accounts Proceeding* (12 décembre 2001), 2001-92; *Re 2000 Pool Price Deferral Accounts Proceeding* (22 décembre 2001) 2001-93.
30 *Supra* note 28 au para 9.
31 *Ibid* au para 131.
32 *Ibid* au para 179 (citations omises).
33 *Ibid* au para 186.
34 *Re Methodology for Managing Gas Supply Portfolios and Determining Gas Cost Recovery Rates Proceeding and Gas Rate Unbundling Proceeding,* 2001-110, en ligne: AUC <http://www.auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2001/2001-110.pdf>.
35 *ATCO Gas and Pipelines Ltd v Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2005 ABCA 122.

> le propriétaire du service public connaissait ou aurait dû connaître au moment où la décision a été prise. Pour prendre des décisions, un service public doit tenir compte des meilleurs intérêts de ses clients, tout en ayant droit à un rendement équitable[36] [Traduction]. »

La Cour a indiqué qu'une présomption de prudence imposerait le fardeau à la partie qui s'interroge sur la prudence de la décision du service public, mais une fois rejetée, la prudence de la décision serait examinée par un organisme de règlementation au moyen d'un critère de raisonnabilité[37]. La Cour était davantage préoccupée par la reconnaissance par l'EUB de la présomption de prudence, plutôt que par la question de savoir comment l'EUB a évalué la prudence des décisions d'ATCO[38]. L'évaluation réelle de la prudence, selon la Cour, était une question de fait, ce qui ne pouvait pas être présenté adéquatement à la Cour[39].

Bien que d'autres juridictions ne se soient pas prononcées directement dans leur jurisprudence sur la présomption de prudence, nous notons que les cours d'appel provinciales s'en sont remises aux organismes de règlementation en ce qui concerne la détermination des tarifs[40]. Cela suggère que, comme l'a observé George Vegh il y a nombre d'années, il n'y a pas de doctrine du droit canadien sur les services publics[41]. Mais cela ne veut pas dire que la règlementation des services publics est irrespectueuse de la loi et arbitraire. La pratique de la règlementation des services publics, et plus particulièrement lorsqu'il s'agit de déterminer quels coûts peuvent être recouvrés dans les tarifs, est plutôt très nuancée et élaborée au sein des organes de règlementation plutôt que des tribunaux.

III. La prudence aux organismes

Le retrait par la Cour suprême d'une présomption de prudence formelle dans la doctrine n'a pas changé les pratiques antérieures concernant l'évaluation de la prudence aux divers organismes. Prenons, par exemple, les demandes des Direct Energy Regulated Services (DERS) à l'Alberta Utilities Commission (AUC) pour recouvrer auprès de leurs clients les coûts qu'ils ont engagés pour régler un recours collectif contre eux[42]. Le recours collectif a été déposé contre les DERS en raison de frais de pénalité de retard qu'ils avaient facturés aux consommateurs règlementés dans la passé. L'AUC aurait pu facilement être encouragée par les deux récentes décisions de la Cour suprême et décider que de tels coûts avaient été engagés de façon imprudente, mais elle a plutôt procédé à une analyse détaillée de la question à savoir pourquoi les DERS avaient réglé le recours collectif et quels effets positifs le règlement pouvait-il avoir sur leurs clients. L'AUC a permis aux DERS de recouvrer 75 % des coûts liés à sa défense contre le recours collectif malgré une forte opposition de la part d'un groupe de consommateurs[43]. Un membre du comité de l'AUC qui a approuvé le recouvrement des coûts a même cru bon d'exprimer lui-même son inconfort quant au recouvrement approuvé[44]. Ces questions difficiles ont finalement été réglées dans leur ensemble en faveur des DERS, démontrant ainsi que le retrait de la présomption pouvait encore mener à des résultats satisfaisants qui ne sont pas dichotomiques[45].

L'AUC a aussi récemment publié un bulletin demandant des commentaires à savoir si elle devait exempter sous condition les propriétaires de services publics d'avoir à obtenir l'approbation de l'AUC avant d'émettre des titres de capitaux propres et de créances à long

36 *Ibid* au para 22.
37 *Ibid* au para 66.
38 *Ibid* au para 74.
39 *Ibid.*
40 Voir, par exemple, *Consumers' Assn of Canada (Manitoba) Inc et al v Manitoba Hydro, Electric Board,* 2005 MBCA 55; *BC Hydro and Power Authority v Terasen Gas (Vancouver Island) Inc*, 2004 BCCA 346; *Re Section 101 of the Public Utilities Act (Newfoundland)*, [1998] 164 Nfld & PEIR 60; *Newfoundland Light & Power Co v Board of Commissioners of Public Utilities*, [1987] 37 DLR (4th) 35, 4 ACWS (3d) 1 (Nfld CA); *Re City of Dartmouth*, (1977) 17 NSR (2d) 425.
41 George Vegh, « Is there a Doctrine of Canadian Public Utility Law? » (2007) 86:2 *Revue du Barreau canadien* 319.
42 *Direct Energy Regulated Services: 2015 Late Payment Penalty Charge Settlement Agreement* (10 août 2016), 20732-D01-2016, en ligne: AUC <http://www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2016/20732-D01-2016.pdf>.
43 *Ibid* au para 4.
44 *Ibid* aux para 252-257.
45 Voir aussi *AltaLink Management Ltd: 2012 and 2013 Deferral Accounts Reconciliation Application* (6 juin 2016) 3585-D03-2016, en ligne : AUC <http://www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2016/3585-D03-2016.pdf>.

terme[46]. Peut-être que l'AUC, en raison des deux récentes décisions de la Cour suprême, ne croyait pas être restreinte par des émissions imprudentes de titres de créances ou de capitaux propres et note dans le bulletin que « [r]ien dans cette règle [proposée] n'exempte le propriétaire d'un service public de la nécessité de démontrer la prudence d'un coût engagé de créances ou de capitaux propres dans les procédures de tarification applicables de la Commission[47] ». Une présomption de prudence aurait pu rendre l'AUC réticente à retirer ses pouvoirs de supervision sur l'émission de créances et de capitaux propres. Par conséquent, si la règle proposée est adoptée, il en résultera un fardeau règlementaire moins lourd pour les services publics.

IV. Conclusion

La présomption de prudence était peut-être effectivement une doctrine de droit, bien que pour un court laps de temps, mais elle n'a jamais vraiment eu de mordant. Avant les récents cas de la Cour suprême sur la question de la prudence, les tribunaux à tout le mieux souscrivaient du bout des lèvres à la doctrine dont font état tous les cas ayant servi aux divers organismes et commissions lorsque la prudence était en question. Toutefois, la mort de la doctrine signifie que les organismes de règlementation, les services publics et les consommateurs peuvent travailler à des solutions sensibles pour les organismes de règlementation, ce qui bénéficiera tant aux consommateurs qu'aux services publics. ■

46 Alberta Utilities Commission, *AUC Bulletin 2016-13* (27 mai 2016), en ligne : AUC <http://www.auc.ab.ca/news-room/bulletins/Bulletins/2016/Bulletin%202016-13.pdf>.
47 *Ibid* à la p 3.

L'ALBERTA UTILITIES COMMISSION CONFIRME QU'ELLE N'A PAS COMPÉTENCE POUR ÉVALUER LA CONSULTATION DE LA COURONNE

*Martin Ignasiak, Jessica Kennedy, et Justin Fontaine**

Le 7 octobre 2016, l'Alberta Utilities Commission (AUC ou la Commission) a confirmé qu'elle n'avait pas compétence pour examiner ou évaluer le caractère adéquat de la consultation de la Couronne auprès des groupes autochtones qui pourraient être touchés par un projet en cours d'examen. La décision a été rendue dans le cadre du processus d'examen du projet de transport de 500 kV vers Fort McMurray Ouest (Procédure 21030 de l'AUC)[1]. Il s'agit de la première occasion où la Commission a expressément examiné et tranché cette question de compétence. Sujet au résultat de l'appel interjeté le 4 novembre 2016 par Gunn Métis (Local 55) devant la Cour d'appel de l'Alberta, cette décision contribuera à orienter la portée des prochaines instances portées devant l'AUC concernant les installations.

Contexte

Au cours des dernières années, la question de savoir si un tribunal a compétence pour revoir et examiner une consultation menée par la Couronne auprès de groupes autochtones a été soulevée dans plusieurs contextes en Alberta. Une grande partie du débat a suivi l'arrêt *Rio Tinto Alcan Inc c Conseil tribal Carrier Sekani*[2] (*Carrier Sekani*) de la Cour suprême du Canada en 2010, dans lequel il a été conclu que la B.C. Utilities Commission avait compétence pour examiner la question de savoir si la Couronne s'était acquittée de son obligation constitutionnelle de consulter le peuple autochtone concernant une demande de la Couronne pour l'obtention d'une approbation de contrat d'achat d'énergie.

En 2012, l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta – qui à l'époque était investie de pouvoirs d'origine législative semblables à ceux de l'AUC – a examiné la question de savoir si elle avait compétence pour déterminer le caractère adéquat des consultations de la Couronne relativement au projet Taiga de l'Osum Oil Sands Corp[3]. La partie qui a soulevé la question constitutionnelle, la Première Nation de Cold Lake (PNCL) a fait valoir que, pour que l'ERCB tranche des questions dans l'intérêt du public, elle doit nécessairement déterminer si la Couronne s'est acquittée de ses obligations.

L'ERCB a finalement conclu qu'elle n'avait pas compétence pour évaluer le caractère adéquat de la consultation de la Couronne. Elle a conclu que même si elle détenait le pouvoir de trancher des questions de droit constitutionnel, ces questions devaient être en lien avec le mandat statutaire de la Commission. L'ERCB n'a rien trouvé

---

*Martin Ignasiak est le coprésident national de l'Osler's Regulatory, Environmental, Aboriginal and Land Group. Il détient une vaste expérience de l'élaboration et de l'application de stratégies visant l'obtention des autorisations règlementaires requises pour les grands projets industriels, y compris les installations d'exploitation de sables bitumineux, les mines de charbon, les pipelines et les centrales électriques.

1 *Projet de transport de 550 kV vers Fort McMurray Ouest, Décision sur la compétence de trancher des questions énoncées dans les avis de questions de droit constitutionnel*, Procédure 21030 de l'AUC.

2 *Rio Tinto Alcan Inc c Conseil tribal Carrier Sekani*, 2010 CSC 43 [*Carrier Sekani*].

3 *Projet Taiga de l'Osum Oil Sands Corporation, motifs de la décision du 17 juillet 2012 concernant l'avis de question de droit constitutionnel*, projet Taiga, Osum Oil Sands Corp, 24 août 2012.

dans son mandat qui lui donnerait le pouvoir d'examiner des consultations de la Couronne relativement aux droits ancestraux et issus de traités dans des cas où la Couronne n'est pas la demanderesse. À l'appui de sa décision, l'ERCB a invoqué la décision *Dene Tha' First Nations c Alberta (Energy and Utilities Board*)[4] qu'il distingue de l'arrêt *Carrier Sekani* au motif que la demanderesse était une entité privée.

La PNCL a subséquemment conclu une entente avec le promoteur et retiré son objection au projet, lequel faisait l'objet d'un examen par l'ERCB. La PNCL en a appelé de la décision de l'ERCB sur la compétence devant la Cour d'appel de l'Alberta, mais le juge Berger a refusé d'entendre l'appel au motif qu'il s'agissait d'une question sans portée pratique[5].

Des questions semblables ont été soulevées dans le contexte du comité mixte d'examen qui a examiné le projet d'expansion de la mine Jackpine. Les décisions dans cette affaire ont été influencées en partie par les modalités de l'entente conclue avec le comité d'examen mixte[6]. En date du juin 2013, l'ERCB est devenue l'Alberta Energy Regulator (AER) en vertu de la *Responsible Energy Development Act*[7]. Cette loi porte sur la question des projets de ressources énergétiques en affirmant expressément que l'AER ne détient pas le pouvoir d'examiner le caractère adéquat des consultations menées par la Couronne (article 21). Cependant, l'AUC n'est pas visée par cette loi.

Plus récemment, la Commission a eu l'occasion de déterminer si elle avait compétence pour évaluer le caractère adéquat des consultations de la Couronne dans une demande produite par EPCOR Distribution & Transmission Inc. (EDTI) visant l'agrandissement d'un poste électrique. La Première Nation crie de Samson a présenté un avis de question de droit constitutionnel (AQDC) concernant le caractère adéquat de la consultation de la Couronne et, le 3 mars 2016, la Commission a rejeté l'AQDC. Le 13 mai 2016, la Commission a présenté ses motifs[8].

En ce qui a trait à l'AQDC, la Commission a statué que la seule consultation requise dans les circonstances était celle menée par EDTI conformément aux exigences de la Commission. La Commission a conclu que l'AQDC pouvait être rejeté parce que la Première Nation crie de Samson, malgré ses inquiétudes concernant le caractère adéquat de la consultation avant l'audience, n'a pas donné l'avis requis au titre de l'*Administrative Procedures and Jurisdiction Act*[9] et l'annexe 2 du *Designation of Constitutional Decision Makers Regulation,*[10] ce qui a causé un préjudice indu à la Couronne, à la demanderesse et à l'intégrité des procédures d'audience de la Commission. La Commission n'a toutefois pas examiné expressément la question de savoir si l'AUC avait compétence pour examiner les questions soulevées dans l'AQDC.

La décision du 7 octobre 2016

Les AQDC en l'espèce ont été soumis à la Commission par plusieurs Premières Nations et groupes métis (collectivement appelés ici les Groupes autochtones). L'AQDC soulève les questions suivantes :

> 1. La Couronne a-t-elle, dans le cadre du processus règlementaire ou autrement, omis de s'acquitter de son obligation de consultation et d'accommodement de la PNCS et de la NCBL (Nation crie de Beaver Lake) relativement aux effets préjudiciables du projet sur les droits garantis de la PNCS et de la NCBL aux termes du traité intitulé *Natural Resources Transfer Agreement, 1930* (le « NRTA ») et de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*?
>
> 2. L'Alberta Utilities Commission (« AUC ») peut-elle conclure que le projet est dans l'intérêt public, aux termes du paragraphe 17(1) de l'*Alberta Utilities Commission*

4 *Dene Tha' First Nations c Alberta (Energy and Utilities Board*), 2005 ABCA 68 au para 28.
5 *Cold Lake First Nations c Alberta (Energy Resources Conservation Board)*, 2012 ABCA 304.
6 *Métis Nation of Alberta Region 1 c Joint Review Panel*, 2012 ABCA 352.
7 *Responsible Energy Development Act,* SA 2012, c R-17.3.
8 *EPCOR Distribution & Transmission Inc: Rossdale Substation Building Expansion,* 20581-D02-2016, en ligne: AUC <http://www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2016/20581-D02-2016.pdf>.
9 *Administrative Procedures and Jurisdiction Act,* RSA 2000, c A-3.
10 *Designation of Constitutional Decision Makers Regulation,* Alta Reg 69/2006, Schedule 2.

> *Act*, en l'absence de consultation adéquate sur les effets préjudiciables découlant du projet sur les droits garantis de la PNCS et de la NCBL aux termes du traité intitulé *Natural Resources Transfer Agreement, 1930*, et de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*?

La Commission a statué que les groupes autochtones avaient fourni des renseignements et des avis suffisants au sens du règlement. Ainsi, la Commission a été en mesure de statuer sur la question de compétence.

Après avoir examiné la loi habilitante à laquelle elle est visée, la Commission a statué qu'elle n'a aucune obligation expresse ou implicite d'évaluer le caractère adéquat de la consultation de la Couronne avant de rendre une décision relativement à une demande qui lui est présentée lorsque la Couronne ne participe pas à l'audience, n'est pas demanderesse devant la Commission et qu'aucune décision de la Couronne n'est présentée devant la Commission. La Commission a statué qu'elle n'est habilitée qu'à juger des questions constitutionnelles « dont elle est dûment saisie », empruntant ainsi les termes utilisés dans l'arrêt *Carrier Sekani*.

La Commission a confirmé la distinction selon laquelle la « Couronne est demanderesse », faisant référence à la décision de la Cour d'appel fédérale dans les affaires *Première nation des Chippewas de la Thames c Enbridge Pipelines Inc* (*Chippewas*)[11] et *Première nation Dakota de Standing Buffalo c Enbridge Pipelines Inc* (*Standing Buffalo*)[12]. Il est significatif que la Cour d'appel fédérale, dans l'affaire *Chippewas*, distinguait *Carrier Sekani* de *Standing Buffalo*, au motif que la Couronne ne participait pas à la procédure d'audience en litige dans *Standing Buffalo*.

Enfin, la Commission a statué que l'évaluation de la consultation menée par la Couronne serait prématurée, car le processus de consultation de la Couronne n'était pas épuisé par la procédure d'audience, celle-ci n'étant plutôt qu'un élément d'un processus de consultation plus général. Pour les motifs qui précèdent, la Commission a refusé d'avoir compétence dans l'évaluation du caractère adéquat de la consultation de la Couronne, dans le contexte des demandes relatives aux installations de transport.

Conclusions et répercussions

La décision du 7 octobre 2016 de l'AUC expose clairement l'opinion de l'AUC, portant qu'elle n'a pas compétence pour examiner le caractère adéquat de la consultation de la Couronne dans un cas où la demanderesse est une entité privée. Selon l'AUC, il est plus probable que les questions liées aux consultations de la Couronne et aux répercussions sur les groupes autochtones soient soulevées dans le contexte de demandes relatives aux installations, comme les lignes de transport et les centrales (éoliennes, hydroélectriques et au gaz). Cette décision offre aux promoteurs de ces projets une certaine assurance qu'à l'avenir, la Commission n'aura plus besoin de reporter le processus règlementaire pour examiner cette question. Elle vient aussi confirmer que l'AUC continuera de centrer ses efforts sur les consultations menées par les promoteurs auprès des parties intéressées, dont les groupes autochtones, conformément aux exigences et aux lignes directrices de l'AUC, ce qui peut contribuer à restreindre la portée des questions traitées dans le cadre de procédures de l'AUC lorsque des groupes autochtones interviennent.

À titre de mise en garde, nous soulignons que la décision de l'AUC n'a pas valeur de précédent d'application obligatoire quant aux décisions futures de l'AUC. Toutefois, étant donné l'historique de cette question et la valeur largement reconnue du maintien d'une démarche uniforme pour l'ensemble des demandes, il est probable que les futurs décideurs de l'AUC adoptent cette démarche. D'ailleurs, comme mentionné précédemment, le 4 novembre 2016, Gunn Métis (local 55) a interjeté appel de la décision de l'AUC devant la Cour d'appel de l'Alberta. ■

11 *Première nation des Chippewas de la Thames c Enbridge Pipelines Inc*, 2015 CAF 222 [*Chippewas*].
12 *Première nation Dakota de Standing Buffalo c Enbridge Pipelines Inc,* 2009 CAF 308 [*Standing Buffalo*].