PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 12, NUMÉRO 3 2024

RÉDACTEURS EN CHEF

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

SUPPORTERS

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

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

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

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

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

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

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

Mark Rodger, BA, LLB, Associé senior, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

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

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

COLLABORATEUR 2024

Jackie Ashley, BSc, ancien Spécialiste principal de la réglementation, British Columbia Utility Commis-sion

Nigel Bankes, LLM, Professeur émérite de droit à l'Université de Calgary

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

Rick Cowburn, MA, MBA, Consultant indépendant en services publics

Timothy Cullen, JD, MA, Associé, McMillan LLP, Ottawa

Paul Daly, LLM, PhD, Professeur, Chaire de droit administratif et de gouvernance, Université d'Ottawa, Ottawa

Charles DeLand, MA, BA, Directeur associé de la recherche, C.D. Howe Institute, Calgary

Tyson Dyck, BA, JD, JSM, Associé, Torys LLP, Toronto

Adelaide Egan, JD, BA, Avocate, McMillan LLP, Ottawa

Michael Fortier, BA, MES, LLB, Associé, Torys LLP, Toronto

Jonnette Watson Hamilton, BA, SRL, LLM, Professeure émérite de droit à l'Université de Calgary

Bob Heggie, BA, LLB, Chef de la direction, Alberta Utilities Commission

Anik Islam, MA, MSc, Associé de recherche, Institut Pour l'IntelliProspérité, Ottawa

Colleen Kaiser, MSc, PhD, Directrice du programme Gouvernance et politique d'innovation, Institut Pour l'IntelliProspérité, Ottawa

Mark Kolesar, BA, MBA, Université d'Ottawa, Ottawa

Jennifer Koshan, BSc, LLB, LLM, Professeure et titulaire de la Chaire d'Excellence en Recherche, Faculté de droit, Université de Calgary

Geoff McCarney, PhD, Professeur adjoint, École de développement international et mondialisation, et Directeur principal de la recherche, Institut de l'environnement et l'Institut Pour l'IntelliProspérité, Ot-tawa

Dennis Mahony, B.A, LLB, Associé, Torys LLP, Toronto

Joe McKinnon, BA, MA, Electricity Canada

Ian Mondrow, LLB, Associé, Gowling WLG, Toronto

David Morton, BASc, PEng., ancien Président du conseil d'administration et chef de la direction, British Columbia Utilities Commission

Martin Olszynski, LLM, LLB, BSc, Professeur agrégé, Faculté de droit, Université de Calgary

Channa S. Perera, BA, MA, MBA, Vice-President, Regulatory and Indigenous Affairs, Electricity Canada

Claire Seaborn, BA, JD, Avocate, Torys LLP, Toronto

Martin Thiboutot, LLB, Avocat-conseil, McMillan LLP, Montreal

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie consiste à offrir une tribune pour des débats et des discussions sur des questions concernant les industries réglementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de réglementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés réglementées et des intervenants. Le rôle de cette publication est de fournir des analyses et le contexte qui vont au-delà des développements quotidiens. Cette publication se veut équilibrée par rapport au traitement des différents dossiers.

Les auteurs sont tirés d'une liste de personnes aux antécédents variés, reconnues comme des chefs de file dans le domaine des industries énergétiques réglementées. D'autres auteurs sont invités, de temps à autre, à soumettre des contributions par les rédacteurs en chef.

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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

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

L'équipe de cette publication trimestrielle conservera une « liste » de collaborateurs qui seront appelés à prêter leur nom et leur collaboration à cette publication. Les personnes apparaissant sur la liste peuvent être invitées par les directeurs de la rédaction à écrire des articles sur des thèmes particuliers ou peuvent proposer leur collaboration selon leur propre initiative. De temps à autre, d'autres personnes peuvent également être invitées à rédiger des articles.

Le contenu de fond des articles individuels est à l'unique responsabilité des collaborateurs. Certains collaborateurs peuvent avoir représenté des parties ou encore y avoir été associés dans un dossier sur lequel ils formulent un commentaire. Le cas échéant, une note de bas de page sera ajoutée par les rédacteurs à cet effet.

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

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

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 6

Rowland J. Harrison, c.r.

ARTICLE

Le gouvernement fédéral modifie la *LEI* : et alors? 8

Claire Seaborn, Dennis Mahony, Michael Fortier et Tyson Dyck

Prise de décisions règlementaires dans l'évaluation des initiatives d'électrification 16

Mark Kolesar

La règlementation de l'électricité de demain doit favoriser la fiabilité du réseau 24

Joe McKinnon et Channa S. Perera

Commentaires au sujet de la restructuration de l'industrie de l'électrique et de l'enquête de l'AUC sur l'utilisation des terres 27

Rick Cowburn

Qu'est-ce que la carboneutralité – et comment les crédits compensatoires peuvent-ils nous aider à l'atteindre? 37

David Morton

COMMENTAIRE DE CAS

Que nous révèle la décision *La Rose* sur les litiges relatifs aux changements climatiques au Canada? 47

Nigel Bankes, Jennifer Koshan, Jonnette Watson Hamilton et Martin Olszynski

ÉDITORIAL

Rédacteur en chef

Rowland J. Harrison, c.r.

La controverse sur l'étendue du rôle du gouvernement fédéral dans l'évaluation environnementale des grands projets, en particulier les projets de développement des ressources et de l'énergie, a atteint son paroxysme avec la présentation en 2018 du projet de loi C-69 édictant la *Loi sur l'évaluation d'impact* (*LEI*), étiqueté par plusieurs de ses opposants comme le « Projet de loi sur la fin des pipelines ». À peine cinq ans plus tard, la Cour suprême du Canada a jugé que des sections majeures de la *LEI* étaient inconstitutionnelles, ce qui signifiait que le gouvernement devait retourner à la planche à dessin. Les mesures proposées pour faire suite à la décision de la Cour suprême ont été promulguées (et présentées par coïncidence dans un projet de loi portant le même numéro qu'à l'origine de la *LEI*, soit C-69) et sont entrées en vigueur le 24 juin 2024.

Dans l'article principal de ce numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, Claire Seaborn et al. examinent les modifications et, notamment, la « *[d]irective du Cabinet sur l'efficacité de la réglementation et la délivrance des permis pour les projets de croissance propre* » qui les accompagne et qui a été publiée peu de temps après l'adoption des modifications. Les auteurs observent que le critère d'intérêt public semble avoir été recentré sur les *effets* fédéraux d'un projet plutôt que sur le projet lui-même. Les effets pratiques des modifications et de la directive du Cabinet restent cependant à voir : « […] les actions du gouvernement fédéral au cours des 12 à 18 prochains mois, y compris la mise en œuvre de la *LEI* et de la Directive du Cabinet, influenceront sensiblement la confiance du public dans le régime ».

Les termes « électrification » et « carboneutralité » dominent le discours politique et public sur le défi que représente la réponse aux changements climatiques. Les auteurs de deux articles de ce numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* nous invitent à prendre du recul et analysent certains des défis sous-jacents que présentent ces concepts omniprésents. Ces articles proposés par deux anciens présidents respectés d'organismes provinciaux de règlementation de l'énergie, qui apportent à la discussion une expérience de premier plan inestimable.

Tout d'abord, dans le cadre de son article intitulé « Prise de décisions règlementaires dans l'évaluation des initiatives d'électrification », Mark Kolesar, ancien président de l'Alberta Utilities Commission, observe que les organismes de règlementation sont de plus en plus confrontés au dilemme posé par les propositions visant à faire progresser l'électrification ou, au contraire, à investir dans des mesures qui semblent s'opposer à l'électrification – des propositions qui soulèvent des questions quant à l'évaluation des avantages et des coûts et à leur effet, non seulement sur les tarifs des services publics, mais aussi sur le bien-être social. M. Kolesar soutient qu'une transformation de la règlementation économique est nécessaire pour examiner les propositions visant à encourager et à faciliter l'adoption de nouvelles technologies qui favorisent la réduction des émissions. Il soutient que les demandeurs d'approbations de programmes d'électrification devraient procéder à une analyse des avantages et des coûts des projets, que cette analyse soit ou non exigée par l'organisme de règlementation.

Dans « La règlementation de l'électricité de demain doit favoriser la fiabilité du réseau », Joe McKinnon et Channa S. Perera, d'Électricité Canada, soutiennent également que les investissements prudemment engagés dans la carboneutralité nécessitent d'autres évaluations coûts-avantages. Ils notent toutefois qu'il n'y a pas encore de consensus sur la mise en œuvre de telles évaluations. De plus, le fait d'accorder la priorité à l'électrification en tant qu'objectif stratégique ne fait pas partie des mandats de nombreux organismes de règlementation. Selon

les auteurs, ces mandats doivent être élargis pour s'aligner sur les objectifs de la politique de décarbonisation et d'électrification.

Le marché de l'électricité de l'Alberta est unique au Canada. Dans « Commentaires au sujet de la restructuration de l'industrie de l'électrique et de l'enquête de l'AUC sur l'utilisation des terres », Rick Cowburn, l'un des concepteurs originaux de ce marché, fait remarquer que le modèle est efficace et durable depuis environ 30 ans, « mais il a fait son temps ». Il met l'accent sur l'intention annoncée par le gouvernement de l'Alberta de promouvoir des changements stratégiques, législatifs et règlementaires qui restreindront l'utilisation des terres et qui entraveront le développement de la prochaine génération, en faisant observer que, selon le modèle axé sur les producteurs, « les propriétaires fonciers n'avaient pas de place à la table ». Les résolutions du gouvernement en matière d'utilisation des terres constituent un pas utile dans ce qui semble être la bonne direction.

David Morton, ancien président de la British Columbia Utilities Commission, a analysé le deuxième des concepts omniprésents mentionnés ci-dessus, soit la « carboneutralité », et a posé la question fondamentale suivante : « Qu'est-ce que la carboneutralité – et comment les crédits compensatoires peuvent-ils nous aider à l'atteindre? » Il fait valoir l'argument évident selon lequel, sans compensation, si les émissions étaient réduites à zéro, tous les processus d'émission de GES d'origine humaine devraient être éliminés ou remplacés par des processus sans émission. Cela revient donc à dire que les « crédits compensatoires permettent d'atteindre la "neutralité" dans le concept de la "carboneutralité" [...] Cependant, la viabilité des crédits compensatoires dépend de nombreux éléments, notamment de leur intégrité, de leur économie, de leur acceptation publique et politique et de l'ingéniosité des promoteurs ».

Dans « Que nous révèle la décision *La Rose* sur les litiges relatifs aux changements climatiques au Canada? » Nigel Bankes et al. commentent une importante décision récente de la Cour d'appel fédérale (CAF), découlant d'une assertion des demandeurs (15 enfants et jeunes résidant dans sept provinces et un territoire) à savoir que l'incapacité du gouvernement fédéral de s'attaquer au problème des changements climatiques constituait une violation des articles 7 et 15 de la *Charte canadienne des droits et libertés*. La Cour fédérale avait accueilli la requête en radiation du Canada, principalement au motif que les revendications n'étaient pas justiciables. La CAF a confirmé la décision de la Cour fédérale de radier la demande en vertu de l'article 15, mais a accueilli l'appel en ce qui concerne la demande en vertu de l'article 7 des demandeurs en autorisant la modification de leurs actes de procédure. ■

LE GOUVERNEMENT FÉDÉRAL MODIFIE LA *LEI* : ET ALORS?

*Claire Seaborn, Dennis Mahony, Michael Fortier et Tyson Dyck**

INTRODUCTION

Le gouvernement fédéral du Canada joue un rôle dans l'évaluation environnementale des grands projets depuis le début des années 1970, rarement sans controverse. À la suite d'un regain d'intérêt du public pour les questions environnementales à la fin des années 1960 et de l'adoption d'une loi sur la qualité de l'environnement aux États-Unis en 1969, le gouvernement du Canada, sous la direction du premier ministre Pierre Trudeau, a adopté le premier processus fédéral d'évaluation environnementale et d'examen du Canada en 1973[1]. Cependant, ce n'est qu'en 1990, sous le premier ministre Brian Mulroney, que la première loi fédérale sur l'évaluation environnementale — la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*[2] — a été déposée à la Chambre des communes et est devenue loi deux ans plus tard. Le régime a été revu et modifié au cours des décennies suivantes, notamment sous le premier ministre Jean Chrétien en 2003 et sous le premier ministre Stephen J. Harper en 2012[3].

Depuis son élection en 2015, le premier ministre Justin Trudeau a imprimé sa propre marque sur le régime avec une refonte importante de ce qui est maintenant la *Loi sur l'évaluation d'impact*[4] (la « ***LEI*** » ou « la ***Loi*** »), qui a été le sujet d'un renvoi de la Cour suprême du Canada selon lequel la *LEI* est inconstitutionnelle[5] et, plus récemment, a adopté des modifications destinées à répondre à ces préoccupations. Bien que les organisations environnementales et certains représentants de l'industrie et de groupes autochtones aient initialement soutenu la *LEI* au cours de son élaboration, ce soutien s'est estompé au cours des dernières années et a été submergé par des investisseurs, des promoteurs de projets et d'autres personnes

* Claire Seaborn est avocate au sein du groupe du droit de l'environnement et des changements climatiques chez Torys S.E.N.C.R.L. Auparavant, elle a occupé pendant cinq ans des postes de direction au gouvernement du Canada, plus récemment à titre de chef de cabinet du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles du Canada.

Dennis Mahony dirige le groupe du droit de l'environnement et des changements climatiques chez Torys S.E.N.C.R.L. et est agréé par le Barreau de l'Ontario en tant que spécialiste du droit de l'environnement.

Michael Fortier est associé au sein du groupe du droit de l'environnement et des changements climatiques chez Torys S.E.N.C.R.L. et fournit des conseils pratiques aux clients sur les principaux aspects environnementaux, autochtones et stratégiques du développement, de la délivrance de permis et de la construction de projets énergétiques, miniers, immobiliers et d'infrastructure.

Tyson Dyck est associé au sein du groupe du droit de l'environnement et des changements climatiques chez Torys S.E.N.C.R.L. Il fournit des conseils essentiels aux clients, principalement dans les secteurs de l'énergie, de l'infrastructure et des mines, et possède des décennies d'expérience dans les transactions de compensation de carbone et les fonds de réduction des émissions.

[1] Gouvernement du Canada, « Événements marquants de l'histoire des évaluations » (dernière modification : 18 décembre 2023), en ligne : <www.canada.ca/fr/agence-evaluation-impact/organisation/mandat/evenements-marquants-histoire-evaluations.html>.

[2] *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, LC 1992, c 37.

[3] *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, LC 2012, c 19, art 52 [*LCEE, 2012*].

[4] Loi sur l'évaluation d'impact, L.C. 2019, c 28, art 1 [*LEI*, ou la *Loi*].

[5] *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*, 2023 CSC 23 [*Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*].

frustrés et découragés, se disant préoccupés par l'incertitude règlementaire et les retards dans le processus, y compris l'entrave aux projets et aux plans de transition énergétique.

Cet article résume les modifications de la *LEI* qui sont devenues loi le 20 juin 2024 dans un effort pour restaurer la constitutionnalité de *la Loi*, ainsi que la directive plus large du Cabinet publiée le 5 juillet 2024 visant à améliorer tous les processus fédéraux de règlementation et d'autorisation. Enfin, l'article explore si et, le cas échéant, comment la dernière version de la *LEI* peut favoriser des examens de projets efficaces et efficients d'une manière qui rétablit la confiance des investisseurs et des promoteurs dans le processus.

MODIFICATIONS APPORTÉES À LA *LEI*

Le 20 juin 2024, une série de modifications très attendues de la *LEI* est entrée en vigueur[6]. Bien que l'objectif principal des modifications soit de répondre aux préoccupations constitutionnelles soulevées dans le *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*, elles comprennent des changements supplémentaires visant à améliorer la coordination fédérale-provinciale et fédérale-autochtone ainsi qu'à favoriser la réconciliation avec les Autochtones. Dans l'ensemble, les modifications représentent des ajustements progressifs du régime fédéral d'évaluation d'impact.

Cependant, certaines modifications visent à raccourcir les délais, et le gouvernement fédéral a également annoncé des mesures politiques à ce sujet, qui sont décrites dans la section suivante du présent article. Au total, 32 modifications ont été apportées à la *LEI*, et les plus importantes peuvent être regroupées en trois catégories que nous décrivons en détail ci-dessous.

A) RÉDUIRE LA PORTÉE DES « EFFETS RELEVANT D'UN DOMAINE DE COMPÉTENCE FÉDÉRALE »

L'une des principales critiques de la Cour suprême du Canada à l'égard de la *LEI* était la nature excessivement large des « effets relevant d'un domaine de compétence fédérale»[7], qui apparaissent 16 fois dans la *LEI* et interagissent avec des dispositions corrélatives dans l'ensemble de la *Loi*. Les modifications limitent cette expression aux « effets relevant d'un domaine de compétence fédérale qui sont négatifs », resserrant ainsi la portée de plusieurs décisions prises au cours d'une étude d'impact, telles que le pouvoir du ministre de désigner un projet, le pouvoir discrétionnaire de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (l'**Agence**) d'imposer une évaluation fédérale, et la détermination de l'intérêt public par le ministre ou le Cabinet.

Cette nouvelle définition des « effets relevant d'un domaine de compétence fédérale qui sont négatifs » ne s'applique qu'à une liste de changements négatifs « non négligeables » concernant des composantes de l'environnement énumérées de façon précise, telles que les poissons et leur habitat, les oiseaux migrateurs, les terres fédérales, les milieux marins et les environnements importants pour les peuples autochtones. Il est important de noter que cette définition ne s'applique plus à la pollution atmosphérique transfrontalière ou aux émissions de gaz à serre, ce qui signifie qu'un projet ne peut plus être soumis à des conditions ou être rejeté uniquement pour cette raison. Cependant, la définition maintient le respect d'une annexe 3, dans laquelle des composantes de l'environnement ou des questions sanitaires, sociales ou économiques peuvent être ajoutées ou supprimées par voie de règlementation.

Si l'Agence considère ces changements comme une restriction substantielle des « effets relevant d'un domaine de compétence fédérale » dans la pratique — plutôt que comme une clarification de l'intention initiale — il pourrait en résulter moins d'évaluations pour des projets ayant des liens plus éloignés avec la compétence fédérale, ainsi que moins de conditions ou de rejets de projets sur la base de facteurs qui pourraient être considérés comme ne relevant pas de la compétence fédérale.

---

[6] Les amendements à la *LEI* ont été présentés à la Chambre des communes le 2 mai 2024 dans un projet de loi portant le numéro C-69. Par une coïncidence apparente, il s'agit du même numéro attribué au projet de loi sur la *LEI* en 2018, abrogeant et remplaçant la *LCEE* de 2012, et qui a été largement utilisé dans les campagnes de lobbying et de marketing par ceux qui s'opposaient à la *Loi*.

[7] *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact, supra* note 5 aux para 179, 183, 193.

B) STRATÉGIES VISANT À PROMOUVOIR LA « COOPÉRATION ENTRE LES ADMINISTRATIONS »

Le renvoi de la Cour suprême du Canada faisait référence à l'engagement du gouvernement de réaliser « un projet, une évaluation » [8] et aux préoccupations soulevées par les provinces, les groupes autochtones et l'industrie concernant les doubles emplois inutiles et le manque de coordination fédérale-provinciale engendrés par le régime fédéral d'évaluation d'impact[9]. Plusieurs modifications ont été apportées à ces sujets, en commençant par la modification de la section « mandat » de la *Loi* pour souligner que le gouvernement du Canada, le ministre, l'Agence et les autorités fédérales, dans l'application de la *Loi*, « doivent exercer leurs pouvoirs d'une manière qui [...] favorise la coopération entre les administrations » [traduction][10].

Ensuite, en vertu de la *LEI*, l'Agence est tenue de prendre en considération les facteurs énumérés à l'article 16 lorsqu'elle détermine si un projet doit ou non faire l'objet d'une évaluation fédérale. Les modifications ont introduit un nouveau facteur dans l'article 16 qui exige que l'Agence examine « s'il existe un moyen autre qu'une étude d'impact qui permettrait à une instance de traiter les effets négatifs dans le cadre de la compétence fédérale » [traduction][11]. La *Loi* définit l'« administration » de manière large pour inclure les autres autorités fédérales, les autorités provinciales et certaines instances dirigeantes autochtones.

Ainsi, dans certaines circonstances, l'Agence aurait le pouvoir discrétionnaire de s'en remettre à d'autres modèles d'évaluation ou de gestion des impacts administrés par d'autres entités. Il pourrait s'agir d'autorisations ou de processus règlementaires fédéraux ou provinciaux existants qui tiennent déjà compte de l'évaluation et/ou de l'atténuation des impacts, ou bien de nouveaux processus plus simples qui sont moins axés sur l'évaluation préalable et qui accordent plutôt la priorité à la gestion adaptative. Cette modification pourrait également offrir beaucoup plus de souplesse pour ce qui est de reporter les processus d'examen communautaire dirigés par des Autochtones qui ne relèvent pas du paradigme typique de l'évaluation d'impact et de l'évaluation environnementale.

Bien que cela ne découle pas du renvoi de la Cour suprême du Canada, les modifications visent à aligner la *LEI* sur la *Loi sur la déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*[12], qui a reçu la sanction royale en juin 2021. Cela se fait de plusieurs façons, notamment en avançant l'engagement de mettre en œuvre la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*[13] dans le préambule raccourci (pour lui donner plus d'importance), ainsi que des changements à la section du mandat de la *Loi* pour faire référence aux droits autochtones en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle du Canada*[14] et à la nécessité de rendre compte du savoir autochtone.

Enfin, les modifications portent également sur les articles 31 à 35 de la *LEI* afin de permettre au ministre responsable de substituer l'évaluation d'une autre autorité, comme une province, un groupe autochtone ou une organisation internationale, à l'évaluation fédérale, en assouplissant les exigences relatives aux facteurs à prendre en compte avant de pouvoir procéder à la substitution. Cette modification devrait, en théorie, permettre au gouvernement fédéral de conclure plus facilement des accords de coopération avec les gouvernements provinciaux à l'échelle d'une région ou d'un projet, comme il l'a déjà fait avec la Colombie-Britannique.

C) REFORMULATION DU CRITÈRE DE L'INTÉRÊT PUBLIC LORS DE LA PRISE DE DÉCISION FINALE

Les modifications reformulent le critère d'intérêt public, qui s'applique lorsque le ministre (dans le cas d'un examen par l'Agence) ou le Cabinet (dans le cas d'un examen par une commission ou d'un renvoi par le ministre)

---

[8] *Ibid* au para 107.

[9] *Ibid*.

[10] *LEI*, *supra* note 4, telle qu'elle a été modifiée, art 6(2).

[11] *Ibid*, telle qu'elle a été modifiée, art 16.

[12] *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur le droit des peuples autochtones*, LC 2021, c 14.

[13] *Déclaration des Nations Unies sur les droits des Peuples autochtones*, 33e sess, UN Doc A/RES/61/295 (2007).

[14] *Loi constitutionnelle de 1982*, art 35, annexe B à la *Loi de 1982 sur le Canada* (R.-U.), 1982, c 11.

prend une décision finale sur la question de savoir si les effets relevant d'un domaine de compétence fédérale sont dans l'intérêt public. Ces dernières années, le critère d'intérêt public a suscité une vive controverse en raison de sa forte politisation et de la trop grande marge de manœuvre laissée aux élus pour intégrer des jugements politiques dans leurs décisions.

Les modifications divisent le critère d'intérêt public en deux parties. Premièrement, le ministre ou le Cabinet doit déterminer, après avoir tenu compte des mesures d'atténuation, si les effets négatifs dans un domaine de compétence fédérale sont « susceptibles, dans une certaine mesure, d'être importants » [15] et « dans l'affirmative, dans quelle mesure ces effets sont importants » [16]. Deuxièmement, le ministre ou le Cabinet doit déterminer si ces effets importants sont « justifiés dans l'intérêt public » à la lumière des facteurs qui doivent être pris en compte en vertu de l'article 63.

Les facteurs de l'article 63 ont été réduits de cinq à trois, se limitant désormais à : (a) les effets liés aux groupes autochtones et à leurs droits; (b) les obligations environnementales du gouvernement fédéral et ses engagements en matière de changements climatiques; (c) les contributions du projet au développement durable. Les facteurs qui ont été réintégrés dans une partie antérieure du critère d'intérêt public à l'article 60 concernent tout effet négatif direct ou accessoire dans le rapport d'évaluation d'impact et la mise en œuvre de mesures d'atténuation. Par conséquent, bien que les facteurs pertinents n'aient pas changé de façon spectaculaire, ils semblent recentrer le critère d'intérêt public sur les *effets* fédéraux d'un projet en cours d'examen, plutôt que sur les mérites du projet lui-même.

L'impact pratique des modifications apportées à l'intérêt public dépendra certainement de la manière dont elles seront interprétées et mises en œuvre par le ministre ou le Cabinet, et de la manière dont ces décisions seront communiquées au public.

NOUVELLE DIRECTIVE DU CABINET

Le 5 juillet 2024, le gouvernement du Canada a publié une nouvelle *Directive du Cabinet sur l'efficacité de la règlementation et la délivrance des permis pour les projets de croissance propre*[17] (« la **Directive du Cabinet** »), remplaçant la dernière directive du Cabinet conçue pour accélérer la construction de grands projets, qui a été publiée il y a plus de 15 ans. Bien qu'une Directive du Cabinet n'ait pas le même poids juridique qu'une loi ou un règlement, ce document est généralement considéré comme un instrument de politique fédérale plus substantiel qu'une ligne directrice émise par un seul ministère, car la directive est approuvée par l'ensemble du Cabinet. La présente directive du Cabinet vise à répondre aux fréquentes critiques concernant processus de la *LEI* qui pourraient être mieux résolues par des mesures politiques plutôt que législatives.

Le gouvernement fédéral a initialement déclaré son intention d'élaborer la Directive du Cabinet plus tôt cette année lorsque de nouvelles mesures ont été annoncées dans le budget de 2024 pour améliorer les processus fédéraux de règlementation et de délivrance de permis. Le jour même où les modifications de la *LEI* sont devenues loi, le gouvernement a publié un plan d'action intitulé *Pour un avenir propre au Canada*[18] (« le **Plan d'action** »). Le Plan d'action décrit les nouvelles mesures annoncées dans le budget de 2024, y compris de nouveaux délais cibles pour les processus d'évaluation d'impact et de délivrance des permis, un engagement à créer un tableau de bord des permis fédéraux qui rend compte de l'état d'avancement des projets de croissance propre, et la création d'un coordonnateur des permis fédéraux et d'un coordonnateur des consultations de la Couronne.

La Directive du Cabinet comporte notamment trois nouvelles étapes.

---

[15] *LEI*, *supra* note 4, telle qu'elle a été modifiée, art 8(b)(i).

[16] *Ibid*, telle qu'elle a été modifiée, art 28(3).

[17] Gouvernement du Canada, Bureau du Conseil privé, « Directive du Cabinet sur l'efficacité de la réglementation et la délivrance des permis pour les projets de croissance propre » (dernière modification : 5 juillet 2024), en ligne : <www.canada.ca/fr/conseil-prive/services/croissance-propre-realiser-grands-projets/directive-cabinet.html >.

[18] Groupe de travail ministériel chargé de l'efficacité règlementaire des projets de croissance propre, *Pour un avenir propre au Canada : un plan visant à moderniser les processus fédéraux d'évaluation et d'autorisation afin d'accélérer la réalisation des projets de croissance propre* (Ottawa : Bureau du Conseil privé, 2024), en ligne (pdf) : <www.canada.ca/content/dam/pco-bcp/images/pco2/clean-growth/plan-fra.pdf >.

A) DÉFINIR LES « SECTEURS CLÉS » CONSIDÉRÉS COMME COMPATIBLES AVEC UN AVENIR DE CARBONEUTRALITÉ

Ces dernières années, le gouvernement du Canada est passé de la construction de « grands projets » à la construction de « projets de croissance propre », un terme qui n'avait jamais été explicitement défini dans la loi ou les politiques. En fait, la majeure partie des politiques industrielles et des nouvelles mesures règlementaires du gouvernement du Canada sont désormais axées sur la lutte contre les changements climatiques et le soutien aux secteurs alignés sur une économie mondiale carboneutre. Cette approche est souvent décrite comme une « croissance propre », un terme qui n'est généralement pas bien défini et qui a évolué avec le développement des technologies et les tendances économiques mondiales.

Cette nouvelle directive du Cabinet donne la priorité aux six « secteurs qui s'inscrivent dans un avenir carboneutre » suivants : 1) le secteur de l'écologisation de la fabrication, le secteur de l'industrie et les secteurs où il est difficile de réduire les émissions; 2) le secteur des minerais critiques; 3) le secteur de l'énergie électrique/l'électricité; 4) le secteur nucléaire; 5) le secteur des infrastructures habilitantes (comme les ports, les routes, les pipelines et les lignes de transport); et 6) le secteur des combustibles propres. Cette évolution apporte une nouvelle perspective au processus de la *LEI*, qui a toujours été axé sur l'évaluation des impacts environnementaux des projets, au lieu de mettre davantage l'accent sur l'importance de faire progresser les projets susceptibles de favoriser les résultats en matière d'environnement et de changements climatiques[19].

B) METTRE EN PLACE DE NOUVELLES STRUCTURES DE GOUVERNANCE AU NIVEAU FÉDÉRAL

Entre les nouvelles mesures annoncées dans le budget de 2024, le Plan d'action et la Directive du Cabinet, il ne manquera pas de mécanismes de gouvernance interne pour faciliter la concentration sur les projets de croissance propre. Ces changements répondent aux appels lancés principalement par le monde des affaires en faveur d'une meilleure coordination entre les 14 ministères et organismes fédéraux compétents en matière de règlementation et d'octroi de permis[20]. Plus précisément, la Directive du Cabinet définit et attribue des responsabilités pour les structures de gouvernance interne suivantes :

- Un nouveau Conseil d'action des sous-ministres sur l'efficacité règlementaire (« le **Conseil d'action** ») qui comprendra les sous-chefs des entités fédérales jouant un rôle dans la délivrance de permis, de licences ou d'autorisations fédérales clés pour que les projets de croissance propre puissent être mis en œuvre[21]. Ce conseil d'action a une structure similaire à celle du Conseil des permis des États-Unis, dont il s'inspire très probablement. Ce Conseil est composé de représentants des départements chargés des permis au sein du gouvernement fédéral des États-Unis, tels que l'Agence de protection de l'environnement, le département de l'Énergie, la Commission fédérale de règlementation de l'énergie et la Commission de règlementation de l'énergie nucléaire.

---

[19] Voir, par exemple, Anna Johnston et al, *La Loi sur l'évaluation d'impact fonctionne-t-elle?* (West Coast Environmental Law et al, 2021), en ligne (pdf) : <www.wcel.org/sites/default/files/publications/2021-impact-assessment-act-report-fr-web.pdf >; Calvin Trottier-Chi, « L'Institut climatique du Canada : Simplifier l'approbation des projets de croissance propre grâce aux évaluations stratégiques » (30 novembre 2023), en ligne : <institutclimatique.ca/publications/simplifier-lapprobation-des-projets-de-croissance-propre>.

[20] Voir généralement Dylan Kelso et al, *Future Unbuilt: Transforming Canada's Regulatory Systems to Achieve Environmental, Economic, and Indigenous Partnership Goals*, (Business Council of Alberta, 2023), en ligne (pdf) : <futureunbuilt.com/wp-content/uploads/2023/06/Future-Unbuilt-Task-Force-Paper-FINAL.pdf>; Heather Exner-Pirot et Micheal Gullo, *Reforming Canada's regulatory approval and permitting process* (Institut C.D. Howe, 2023), en ligne (pdf) : <www.cdhowe.org/sites/default/files/2023-07/IM-Pirot%20and%20Gullo_2023_0720.pdf>.

[21] Les entités fédérales qui seront membres réguliers du Conseil sont indiquées à l'annexe A et comprennent la Régie de l'énergie du Canada, l'Agence canadienne de développement économique du Nord, la Commission canadienne de sûreté nucléaire, Relations Couronne-Autochtones et Affaires du Nord Canada, Pêches et Océans Canada, Environnement et Changement climatique Canada, Finances Canada, Santé Canada, l'Agence d'évaluation d'impact du Canada, Services aux Autochtones Canada, Ressources naturelles Canada, le Bureau du Conseil privé, Transports Canada et le Secrétariat du Conseil du Trésor.

- Le Bureau de la croissance propre annoncé précédemment, au sein du Bureau du Conseil privé, assurera le secrétariat du Conseil d'action. Ce bureau fournira des conseils stratégiques sur la mise en œuvre de la Directive du Cabinet, travaillera en étroite collaboration avec les entités fédérales pour faire le suivi des projets en fonction des décisions fédérales à venir et rendra compte au Conseil d'action.

- Deux nouveaux postes de coordinateur sont décrits en détail dans le Plan d'action : le coordinateur des permis fédéraux et le coordinateur des consultations de la Couronne. Bien que la description de ces postes soit de haut niveau et sujette à l'engagement des partenaires autochtones, nous nous attendons à ce que ces deux rôles soient finalement hébergés au sein du Bureau de la croissance propre et relèvent du sous-secrétaire de la croissance propre.

Avec les nouveaux mécanismes de gouvernance, la Directive du Cabinet précise que les organismes de règlementation tels que la Régie de l'énergie du Canada et la Commission canadienne de sûreté nucléaire continueront à fonctionner sans lien de dépendance afin de préserver leur indépendance règlementaire et de s'assurer que leur autonomie n'est « pas affectée » par la Directive.

C) DEMANDER À TOUTES LES ENTITÉS FÉDÉRALES DE « CONDUIRE UN CHANGEMENT DE CULTURE » ET DE RESPECTER LES DÉLAIS FIXÉS

Des groupes de réflexion, tels que la Canada West Foundation[22], ont souligné à plusieurs reprises l'importance d'un « changement culturel » au sein des ministères et organismes fédéraux responsables des processus règlementaires. À l'instar de la Directive du Cabinet de 2007 sur l'amélioration du rendement du régime de règlementation pour les grands projets[23], cette Directive du Cabinet vise à accélérer le processus décisionnel du gouvernement du Canada et à définir clairement les rôles et les responsabilités du gouvernement fédéral au sein de la fonction publique. Elle vise également à « donner confiance » aux Canadiens, et vraisemblablement aux investisseurs dans des projets au Canada ainsi que dans l'intégrité et l'efficacité des régimes fédéraux de règlementation et d'autorisation.

Comme annoncé initialement dans le budget de 2024 et maintenant précisé dans la Directive du Cabinet, les entités fédérales doivent :

- achever les évaluations d'impact et les procédures d'autorisation fédérale pour les projets désignés dans le cadre de la *LEI* dans un délai de cinq ans;

- achever les procédures d'autorisation fédérale pour les projets ne nécessitant pas d'évaluation d'impact dans un délai de deux ans.

De plus, l'Agence et la Commission canadienne de sûreté nucléaire devraient collaborer pour garantir un processus d'examen triennal des projets nucléaires.

Cette nouvelle Directive du Cabinet consacre également une section entière au « changement de culture » au sein des 14 ministères et organismes fédéraux touchés, afin de créer un sentiment d'urgence sans compromettre les objectifs des lois et règlements qu'ils mettent en œuvre. On y énumère dix mesures précises que la fonction publique peut prendre, notamment en s'efforçant de « répondre rapidement » aux demandes des promoteurs, en fournissant des directives qui « tiennent compte des risques » et en renforçant l'engagement précoce avec les peuples autochtones.

Un changement important par rapport au statu quo sera la transparence du nouveau tableau de bord public promis pour les permis. Actuellement, l'Agence met à jour son Registre

[22] Marta Orenstein, « Competitive Canada: Recommendations to Improve Federal Assessment for Major Projects » (Canada West Foundation, 2023), en ligne (pdf) : <www.cwf.ca/wp-content/uploads/2023/08/2023-08-31-CWF_Competitive-Canada-IAA-Report-WEB.pdf>.

[23] Gouvernement du Canada, Bureau du Conseil privé, « Directive du Cabinet sur l'amélioration de la performance du régime de réglementation pour les grands projets de ressources » (2011), en ligne (pdf) : <www.ceaa-acee.gc.ca/050/documents_staticpost/cearref_21799/83452/Vol1_-_Part03.pdf> (version anglaise).

canadien d'évaluation d'impact (« le **Registre** ») selon l'état des projets dans son système[24]. Cependant, pour les projets exigeant un permis fédéral, comme en vertu de la *Loi sur les pêches*[25], de la *Loi sur les eaux navigables canadiennes*[26], de la *Loi sur les espèces en péril*[27], ou de la *Loi sur les explosifs*[28], il n'y a pas de mécanismes de transparence pour déterminer l'état du permis fédéral. La Directive du Cabinet précise que le Conseil d'action sera chargé de déterminer les projets à inclure dans le tableau de bord public et d'autres mécanismes de suivi internes conçus pour assurer la transparence et accroître la responsabilité en ce qui concerne les objectifs temporels.

IMPACTS PRATIQUES

Ce printemps, le gouvernement fédéral a répondu aux préoccupations importantes de la Cour suprême du Canada et du public canadien concernant le processus fédéral d'évaluation d'impact. Maintenant que la *LEI* a été modifiée et que la nouvelle Directive du Cabinet est en place, le gouvernement fédéral peut-il assurer un examen plus efficace et plus efficient des projets? Le gouvernement fédéral peut-il trouver un juste équilibre entre la réalisation de l'objectif déclaré de la *LEI*, qui est de favoriser le développement durable, et la réalisation de projets de croissance propre?

Les données disponibles pour évaluer le processus de la *LEI* sont limitées. Depuis l'entrée en vigueur de la *LEI* en 2019, dix projets ont fait l'objet du processus d'évaluation d'impact, l'Agence ayant déterminé pendant la phase de planification qu'une évaluation fédérale n'était finalement pas nécessaire[29]. Seulement un projet a fait l'objet d'une évaluation d'impact du début à la fin : le projet Cedar LNG, de la planification à l'approbation, qui a duré un peu plus de trois ans, ce qui était habituel pour les projets de ce type dans le passé. La demande officielle de Cedar LNG a été reçue à la fin de 2021, la Colombie-Britannique a approuvé le projet 15 mois plus tard, et le gouvernement du Canada a entériné cette approbation le lendemain[30]. Selon les données disponibles dans le Registre, aucun projet n'a été rejeté dans le cadre de la *LEI* à ce jour.

Au moment de la rédaction du présent article, 42 projets sont répertoriés comme étant « en cours » dans le Registre canadien d'évaluation d'impact[31]. Sur ces 42 projets, 19 sont soumis au processus de la *LCEE, 2012*, et les 23 autres sont soumis à la *LEI*. Sur ces 23 projets relevant de la *LEI*, quatre sont des évaluations régionales et ne donneront donc pas lieu à une décision de projet, et trois projets suivent le processus de substitution avec le gouvernement de la Colombie-Britannique. Il reste donc 16 décisions de projet à prendre exclusivement par le gouvernement fédéral dans le cadre de la *LEI*. Sur ces 16 projets, six sont en phase de planification, et tous ces promoteurs ont soumis leur description initiale de projet à l'Agence pas plus tard qu'en octobre 2023, ce qui signifie que les décisions relatives aux projets ne seront pas imminentes. Il ne reste donc que dix projets qui pourraient espérer recevoir une décision en vertu de la *LEI* à court terme. Cependant, tous ces projets sont répertoriés comme étant « en cours », ce qui signifie qu'aucun n'est actuellement proche des phases finales de prise de décision.

Si l'on part du principe que ce système sera encore en place pendant un certain temps, voici comment les promoteurs de projets peuvent travailler avec les outils dont ils disposent :

- Encourager les gouvernements provinciaux et autochtones à adopter des accords de coopération avec le gouvernement fédéral. Ces accords peuvent prendre diverses formes : par exemple, un

[24] Gouvernement du Canada, « Registre canadien d'évaluation d'impact » (dernière modification : 21 mars 2024), en ligne : <www.iaac-aeic.gc.ca/050/evaluations/Index?culture=fr-CA > [*Registre canadien d'évaluation d'impact*].

[25] *Loi sur les pêches*, LRC 1985, c F-14 [*Loi sur les pêches*].

[26] *Loi sur les eaux navigables canadiennes*, LRC 1985, c N-22 [*Loi sur les eaux navigables canadiennes*].

[27] *Loi sur les espèces en péril*, LC 2002, c 29 [*Loi sur les espèces en péril*].

[28] *Loi sur les explosifs*, LRC 1985, c E-17 [*Loi sur les explosifs*].

[29] Voir *Registre canadien d'évaluation d'impact*, *supra* note 24.

[30] Gouvernement du Canada, « Projet de GNL Cedar » (dernière modification : 26 juin 2024), en ligne : <www.iaac-aeic.gc.ca/050/evaluations/proj/80208>.

[31] Gouvernement du Canada, « Registre canadien d'évaluation d'impact » (dernière modification : 12 août 2024), en ligne : <iaac-aeic.gc.ca/050/evaluations/exploration>.

accord de coopération peut être négocié à l'échelle d'une province (comme en Colombie-Britannique), d'une région ou d'un projet. Avec les modifications apportées à la *LEI*, un accord de coopération peut entraîner non seulement une substitution totale, mais aussi une substitution partielle pour certains aspects de l'évaluation.

- Déterminer si une évaluation provinciale ou autochtone peut être appropriée dans les circonstances, en tenant compte de la nouvelle formulation de la *LEI* relative à la promotion de la coopération entre les différentes administrations.

- Rechercher des partenariats autochtones le cas échéant et envisager des possibilités d'évaluations dirigées par des Autochtones.

- Évaluer soigneusement l'utilité des évaluations régionales. Bien qu'elles puissent produire des informations nouvelles, elles s'avèrent chronophages et ne devraient pas se faire au détriment de l'évaluation individuelle d'un projet bien développé.

- Inciter le gouvernement fédéral à respecter les délais fixés dans la Directive du Cabinet et encourager la fonction publique à poursuivre le changement de culture. Bien qu'il s'agisse d'échéances cibles qui ne figurent pas dans la loi ou la règlementation, elles ont été approuvées par le Cabinet et leur respect devrait être une priorité du gouvernement.

Bien entendu, les effets pratiques des modifications de la *LEI* et de la Directive du Cabinet restent à voir. Dans les mois et les années à venir, nous disposerons de beaucoup plus de preuves et d'études de cas pour évaluer la *LEI*. Ce qui est certain, c'est que les actions du gouvernement fédéral au cours des 12 à 18 prochains mois, y compris la mise en œuvre de la *LEI* et de la Directive du Cabinet, influenceront sensiblement la confiance du public dans le régime. ■

PRISE DE DÉCISIONS RÈGLEMENTAIRES DANS L'ÉVALUATION DES INITIATIVES D'ÉLECTRIFICATION

*Mark Kolesar**

LE DILEMME AUQUEL SONT CONFRONTÉS LES ORGANISMES DE RÈGLEMENTATION

Les organismes de règlementation sont de plus en plus confrontés au dilemme posé par les propositions visant à faire progresser l'électrification ou, au contraire, à entreprendre des investissements qui peuvent sembler s'opposer à l'électrification. Pour l'organisme de règlementation, ces propositions soulèvent des questions concernant l'évaluation des avantages et des coûts et leur effet non seulement sur les tarifs des services publics, mais aussi sur le bien-être social. Une décision récente de la British Columbia Utilities Commission (BCUC) illustre ce dilemme.

Le 23 décembre 2023, dans la décision et l'ordonnance G-361-23[1], la BCUC a examiné une demande de FortisBC Energy Inc. (FortisBC) visant à augmenter la capacité de son gazoduc afin de répondre à une augmentation prévue de la demande de pointe dans l'ensemble des régions du centre et du nord de l'Okanagan au cours des 20 prochaines années en raison de la croissance démographique. Le projet comprenait la construction d'un nouveau gazoduc d'environ 30 kilomètres, d'une nouvelle station de contrôle de la pression et des installations connexes, ainsi que la mise hors service d'un tronçon de gazoduc existant, ce qui correspondait à un coût total estimé à 327,4 millions de dollars.

FortisBC a fourni une prévision de la demande de pointe par rapport à la capacité annuelle démontrant que le réseau ne serait plus en mesure d'assumer les pressions nécessaires pour approvisionner correctement la région en gaz lors d'un événement de froid extrême d'ici l'hiver 2026/2027[2]. La compagnie a également déterminé un certain nombre de mesures d'atténuation à court terme qui pourraient être utilisées pour gérer la charge de pointe pendant la mise en œuvre de la solution à long terme demandée.

La BCUC s'est dite préoccupée par le fait que les prévisions de FortisBC ne tenaient pas

---

* Mark Kolesar est chercheur, auteur et consultant dans le domaine de la règlementation des services publics et de l'élaboration de politiques, et participe fréquemment à des webinaires et à des conférences au Canada et aux États-Unis. Il a été membre de l'Alberta Utilities Commission pendant douze ans, dont six ans à titre de vice-président et deux ans à titre de président. Mark est maintenant directeur principal chez Kolesar Buchanan & Associates Ltd., où il donne des conseils sur les questions de règlementation des services publics. Mark remercie Bruce Chapman de Christensen Associates Energy Consulting pour sa contribution à cet article.

[1] *FortisBC Energy Inc* (22 décembre 2023), British Columbia Utilities Commission, G-316-23, en ligne (pdf) : BCUB <www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/522057/1/document.do> [*FortisBC Energy Inc*].

[2] Voir la lettre de Diane Roy adressée à Sara Hardgrave (23 août 2022) concernant l'*Application for Acceptance of Demand-Side Management (DSM) Expenditures Plan for the period covering from 2023 to 2027*, en ligne (pdf) : <www.cdn.fortisbc.com/libraries/docs/default-source/about-us-documents/regulatory-affairs-documents/electric-utility/220823-fbc-2023-27-dsm-expenditures-bcuc-ir1-response-ff.pdf?sfvrsn=b8bf00ec_2>.

compte de la possibilité d'un aplatissement ou d'une inversion de la courbe de la demande en raison des engagements pris dans la feuille de route CleanBC de la province et des changements apportés au BC Energy Step Code (code progressif pour l'énergie de la C.-B.) et au Zero Carbon Step Code (code progressif vers la carboneutralité) et à d'autres directives de planification et règlements de zonage.

FortisBC a fait valoir que sa demande d'examen global révisé du gaz renouvelable auprès de la BCUC, si elle était approuvée, permettrait à tous les nouveaux raccordements résidentiels de recevoir du gaz renouvelable à 100 %, satisfaisant ainsi aux exigences du Zero Carbon Step Code. La Commission a estimé que même si l'approbation de la demande relative au gaz renouvelable « contribuerait grandement à dissiper certaines inquiétudes concernant la probabilité d'une croissance continue de la demande de pointe en gaz naturel, son approbation n'oblige pas le code du bâtiment de la Colombie-Britannique à intégrer le gaz naturel renouvelable » [traduction][3].

Dans le cadre d'une procédure parallèle distincte, *2022 Long Term Gas Resource Plan (LTGRP)*[4] FortisBC a déposé auprès de la BCUC l'étude de cas sur l'électrification intitulée *Kelowna – Electrification and the Impacts of Cold Temperature on Peak Demand and System Upgrade Costs* (étude de cas sur l'électrification de Kelowna et les impacts de la température froide sur la demande de pointe et les coûts de mise à niveau du réseau). En tant qu'entreprise d'électricité et de distribution desservant la ville de Kelowna, FortisBC a estimé les effets que divers niveaux d'électrification de la demande relative au gaz auraient sur la demande de pointe d'électricité, ainsi que les coûts estimés de mise à niveau et de développement de l'infrastructure électrique nécessaire pour répondre à la demande d'électricité prévue. L'étude a illustré les facteurs à prendre en compte dans la transition vers l'énergie propre en supposant que l'électrification est la voie à suivre pour atteindre les objectifs de décarbonisation de la province.

L'étude a conclu que :

> […] avec une électrification de 100 % de la charge de gaz et une température quotidienne moyenne de -26 Celsius, la demande de pointe en 2040 ferait plus que tripler, passant de 472 mégawatts (MW) à 1 429 MW, ce qui entraînerait des dépenses d'investissement estimées entre 2,6 et 3,4 milliards de dollars sur le réseau de distribution et de transport d'électricité, qui seraient nécessaires dans moins de 20 ans. Même avec une électrification de 25 % de la charge de gaz, la demande de pointe passerait à 711 MW, ce qui entraînerait des dépenses d'investissement estimées entre 1,3 et 1,7 milliard de dollars au cours de la même période [traduction][5].

L'étude de cas sur l'électrification de Kelowna n'a pas été incluse dans le dossier de la procédure menant à la décision et à l'ordonnance G-361-23 et n'a pas été examinée par la BCUC. Dans sa décision, la Commission a noté que :

> Si le projet [d'augmentation de la capacité de l'Okanagan] représentait une dépense mineure, le comité d'experts pourrait être enclin à aller de l'avant avec une décision favorable à ce stade. Mais selon la dernière estimation, le coût total du projet est de 327,4 millions de dollars avec un impact sur le taux de livraison de 2,37 %. Il s'agit d'une dépense très importante et, pour qu'elle soit approuvée, il doit y avoir une plus grande certitude que la portée proposée du projet est entièrement requise [traduction][6].

La Commission a conclu qu'« il existe un risque important que la croissance prévue s'aplanisse ou commence à diminuer en raison de l'incapacité de [FortisBC] à répondre aux besoins des nouveaux clients en matière de chauffage des

---

[3] *FortisBC Energy Inc*, *supra* note 1 à la p 4.

[4] Voir la lettre de FortisBC Energy Inc adressée à la British Columbia Utilities Commission (24 février 2023) *2022 Long Term Gas Resource Plan (LTGRP) - Project No. 1599324 FEI Evidentiary Update*, en ligne (pdf) : <www.docs.bcuc.com/documents/proceedings/2023/doc_70278_b-20-fei-evidentiary-update.pdf> [*Lettre de FortisBC Energy Inc*].

[5] *Ibid* à la p 1.

[6] *FortisBC Energy Inc*, *supra* note 1 à la p 4.

locaux et de l'eau, en raison des engagements pris par la province dans le cadre de la feuille de route CleanBC, des modifications apportées au BC Energy Step Code et au [Zero Carbon Step Code] » [traduction][7]. La Commission a déterminé que le projet n'était pas nécessaire et a rejeté la demande.

À la lumière de l'étude de cas sur l'électrification de Kelowna[8], la décision remet en question le potentiel de remplacement d'un combustible, y compris le gaz naturel renouvelable, et le rôle que doit jouer l'électrification dans la réalisation des engagements à long terme de la province en matière de décarbonisation. Plus important encore, elle met en lumière les défis auxquels les organismes de règlementation sont confrontés lorsqu'ils évaluent les programmes et les propositions qui envisagent le remplacement d'un combustible, en particulier en l'absence de toutes les informations nécessaires pour entreprendre une analyse solide des avantages et des coûts des différentes options en matière d'efficacité énergétique.

L'étude de cas sur l'électrification de Kelowna met également en lumière les coûts potentiels de l'électrification comme solution de rechange au gaz naturel pour le chauffage des locaux et de l'eau. Dans un document de travail datant de 2022, Ressources naturelles Canada estime que la modernisation de toutes les maisons, y compris l'électrification du chauffage des locaux et de l'eau, et de tous les bâtiments commerciaux et publics d'ici 2050 coûterait entre 20 et 32 milliards de dollars par an[9]. De telles études soulèvent la question de savoir quand et dans quelles circonstances l'électrification est bénéfique. Le défi consiste à déterminer si l'adoption d'une technologie d'utilisation finale alimentée par l'électricité en remplacement des technologies d'utilisation directe des combustibles fossiles pour des applications telles que le chauffage des locaux, les transports et les processus industriels se traduit par un avantage économique net pour le client et par des avantages environnementaux nets pour la société.

Une transformation de la règlementation économique est nécessaire pour examiner, en temps opportun, les propositions visant à encourager et à faciliter l'adoption de nouvelles technologies qui soutiennent les réductions d'émissions. Les examens doivent tenir compte de l'effet sur les tarifs des services publics et des avantages nets pour la société. Les organismes de règlementation doivent donc procéder à une analyse de l'ensemble du réseau pour déterminer si les solutions de décarbonisation sont effectivement à la fois économiquement avantageuses et suffisamment efficaces pour réduire les émissions de carbone. À ce jour, l'évaluation des avantages et des coûts des investissements des services publics dans les initiatives d'efficacité énergétique, de transfert de charge et de remplacement de combustible, lorsqu'elles sont entreprises par les organismes de règlementation, a généralement utilisé des critères élaborés à l'origine dans le *California Standard Practice Manual*[10].

LE DÉFI QUE POSE L'ÉVALUATION

La California Public Utilities Commission a publié son premier *Standard Practice Manual* en 1983. Ce manuel prescrit des critères de rentabilité pour évaluer les programmes d'efficacité énergétique axés sur la demande. La version la plus récente du manuel, publiée en 2001, comprend quatre critères pour évaluer la viabilité des programmes de conservation et de gestion de la charge[11]. Cependant, le manuel envisageait également que les critères soient appliqués pour évaluer les propositions de « remplacement de combustible », ce qui était une première référence à ce que l'on appellerait aujourd'hui l'électrification. Ces critères ont été largement adoptés et appliqués individuellement et collectivement en Amérique du Nord pour déterminer la viabilité économique des investissements dans la gestion de la demande. Les critères sont maintenant adaptés pour évaluer une variété de propositions d'électrification telles que le déploiement de chargeurs de véhicules électriques (VE), les programmes de gestion

[7] *Ibid*.

[8] *Lettre de FortisBC Energy Inc*, *supra* note 4.

[9] Ressources naturelles Canada, *Stratégie canadienne pour les bâtiments verts*, document de travail (juillet 2022) à la p 5, en ligne (pdf) : <www.natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/engagements/green-building-strategy/CGBS%20Discussion%20Paper%20-%20FR.pdf>.

[10] California Public Utilities Commission, *California Standard Practice Manual: Economic Analysis of Demand-Side Programs and Projects* (Californie : Governor's Office of Planning and Research, 2021).

[11] *Ibid*.

de la demande pour la charge des VE et les programmes de thermopompes résidentielles.

Les quatre critères définis dans le manuel sont les suivants :

- Le **critère du participant** – évalue la mesure dans laquelle les clients qui participent à un programme bénéficient d'avantages nets positifs, mesurés comme la valeur actuelle nette des avantages et des coûts pour les clients sur une durée de participation supposée.

- Le **critère de mesure de l'impact sur le contribuable (MIC)** – évalue si les clients des services publics en général subiront une augmentation ou une diminution des tarifs à la suite de la mise en œuvre d'un programme. Les changements de tarifs sont calculés sur la base des changements dans les coûts totaux du fournisseur de services et des changements dans les niveaux de consommation d'électricité résultant du programme.

- Le **critère du coût total des ressources (CTR)** – combine les résultats des critères du participant et de MIC pour évaluer l'impact combiné sur les participants au programme et sur le service public.

- Le **critère du coût d'administration du programme (CAP)** – prend en compte les coûts d'administration des services publics/programmes, en tant que données d'entrée du critère de MIC.

Ces critères ont été largement critiqués dans la littérature didactique et de nombreuses lacunes ont été identifiées. Par exemple, le critère du CTR a été critiqué pour ses hypothèses simplificatrices sur le comportement des consommateurs, qui sont exacerbées dans le cas d'un programme qui inclut le remplacement de combustible. Le critère de MIC a été critiqué parce qu'il ne fournit pas suffisamment de détails pour traiter les questions liées aux subventions croisées entre les participants et les non-participants au programme et qu'il ne tient pas compte du fait que les augmentations de tarifs seront réparties entre toutes les catégories de clients.

Les critères ont également été généralement critiqués parce qu'ils excluent les avantages et les coûts non liés à l'énergie. Les avantages économiques nets calculés des programmes d'efficacité énergétique et d'électrification à l'aide de ces quatre critères ont été incomplets parce que les critères d'évaluation standards reposent sur une analyse des coûts évités pour les services publics et ignorent les avantages sociétaux tels que l'amélioration de la qualité de l'air et les avantages pour les consommateurs non liés à l'énergie, au-delà de l'impact sur les tarifs des services publics. De plus, le critère du coût total des ressources a souvent permis de conclure qu'un programme était viable, alors que le critère de mesure de l'impact sur le contribuable a permis de conclure que les tarifs augmenteraient, ce qui laisse supposer qu'il n'est pas viable. Le principal problème pour l'organisme de règlementation est donc qu'aucun critère n'est exhaustif.

Le manuel aborde également le **critère sociétal**, une extension du critère du coût total des ressources qui propose de prendre en compte les externalités, y compris les bénéfices non énergétiques, et utilise un taux d'actualisation sociétal pour évaluer les bénéfices sociétaux nets. Le critère sociétal vise à déterminer les avantages et les coûts globaux pour la société des programmes d'efficacité énergétique et d'électrification. Cependant, le manuel ne définit pas complètement les limites du critère proposé, et il a été critiqué pour être « trop vague ». Des efforts sont actuellement déployés pour élargir le champ d'application et définir les limites des outils d'évaluation, en partie pour les rendre plus applicables au type d'analyse complexe qui serait nécessaire pour évaluer les avantages et les coûts pour la société de programmes d'électrification importants.

ÉVALUATION DES INITIATIVES D'ÉLECTRIFICATION : LA PRATIQUE ACTUELLE

Une étude réalisée par The Brattle Group en 2019, commandée par l'Electric Power Research Institute, a évalué le *California Standard Practice Manual* et proposé un cadre d'évaluation des projets d'électrification appelé le **critère de la valeur totale**. Le critère est destiné aux « organismes de règlementation qui

considèrent que leur rôle est de mettre en œuvre la politique sociale » [traduction][12].

Le critère de la valeur totale a pour objectif d'adopter la perspective la plus large possible des avantages et des coûts des programmes d'électrification, d'inclure les avantages et les coûts non énergétiques, de prendre en compte les objectifs politiques et d'offrir une plus grande flexibilité pour prendre en compte les externalités. Le critère permet également d'évaluer la rentabilité des programmes d'électrification sur une période d'étude plus longue afin de tenir compte d'éléments tels que les coûts échoués ou les coûts technologiques, dont les effets complets ne peuvent être véritablement évalués que sur un horizon d'étude plus long. Les auteurs du critère proposent que les critères traditionnels du Standard Practice Manual soient subsumés par le critère de la valeur totale ou qu'ils perdent leur pertinence. Ils considèrent qu'il est utile de conserver le critère de la mesure de l'impact sur le contribuable, mais proposent également que ce critère soit modifié pour analyser les effets sur des catégories ou sous-catégories de clients précis, afin de déterminer les implications pour les consommateurs à faibles revenus et d'autres segments de clients concernés.

Le critère de la valeur totale établit une liste solide d'éléments à inclure dans l'analyse :

Coûts liés aux programmes

- Frais d'administration, primes d'encouragement
- Contribution des participants aux coûts
- Contribution de tiers aux coûts

Impacts sur le réseau

- Coûts de la capacité de production
- Coûts de l'énergie de production
- Coût des règlementations environnementales
- Coûts de capacité de transport des combustibles
- Coûts de capacité de distribution des combustibles
- Pertes en ligne
- Services auxiliaires
- Risque pour le service public
- Obligation en matière de ressources renouvelables
- Effet du prix du marché de l'énergie

Impacts sur les participants

- Autres coûts liés aux ressources
- Coûts de fonctionnement et d'entretien
- Impacts sur la santé
- Productivité
- Valeur des actifs
- Bien-être économique
- Confort

Conséquences sociétales

- Qualité de l'air
- Emploi
- Développement économique
- Sécurité énergétique
- Santé publique

Les auteurs de l'étude reconnaissent que s'il existe des méthodologies bien établies pour l'analyse de certains éléments du critère (par exemple les coûts directs des programmes), des méthodologies devront être développées pour certains éléments plus obscurs, tels que le bien-être économique, la sécurité énergétique

[12] The Brattle Group, « The Total Value Test: A Framework for Evaluating the Cost Effectiveness of Efficient Electrification » (août 2019), Electric Power Research Institute, document no 3002017017, à la p 4, en ligne (pdf) : <www.evtransportationalliance.org/wp-content/uploads/2021/11/2019-EPRI-TVT-paper.pdf>.

ou la santé publique. Parmi les éléments les plus spéculatifs, nombreux sont ceux pour lesquels il n'existe pas de méthodologie bien établie pour quantifier leur impact. Certains des éléments soumis au critère posent également des problèmes liés à la collecte de données.

L'étude présente trois études de cas pour démontrer les applications pratiques du critère, en appliquant le critère de la valeur totale à un programme d'électrification des bus urbains, un programme d'agriculture d'intérieur et un programme d'électrification des chauffe-eau. Les études de cas tiennent compte de l'effet du programme sur les émissions de CO_2, sur la base d'hypothèses concernant les émissions de CO_2 pour les carburants de rechange, y compris les émissions de CO_2 émanant du mélange de carburants supposé dans la production d'électricité de l'option d'électrification.

Une comptabilité carbone appropriée est un élément important de tout critère visant à déterminer les avantages et les coûts des programmes d'électrification, étant donné que l'un des principaux objectifs est d'atteindre les cibles de la politique de décarbonisation de préférence au coût sociétal le plus bas. Le critère de la valeur totale facilite la comptabilisation du carbone en tant qu'élément de l'analyse. Les auteurs précisent que le critère est « objectif et n'est pas prédisposé à favoriser un type particulier de technologie en fonction de la façon dont elle est alimentée » [traduction][13]. Il convient de souligner que l'exemple du chauffage de l'eau a permis de conclure que, selon les circonstances, la technologie électrique ou non électrique était la plus favorable.

L'un des défis de l'application du critère de la valeur totale est l'estimation des avantages et des coûts associés aux changements dans la consommation d'énergie qui ne sont pas entièrement pris en compte directement dans les prix de détail de l'électricité, ce que l'on appelle les impacts non-énergétiques. Les impacts non énergétiques associés à l'électrification peuvent inclure la réduction du bruit, l'amélioration de la qualité de l'air domestique, l'amélioration du confort et de la productivité, l'esthétique, la réduction des efforts d'entretien, et peut-être plus important encore, la valeur attribuée par les consommateurs à l'atténuation des changements climatiques qui en découlent. Ces éléments dans un critère de valeur totale sont de la nature des attributs du produit, des avantages directs et indirects qu'un programme d'électrification, par exemple la conversion à une thermopompe, peut fournir. La difficulté de prendre en compte de manière adéquate la valeur de ces attributs dans le critère est d'estimer la mesure dans laquelle les consommateurs les valorisent dans leurs préférences parmi les options énergétiques concurrentes.

En 2020, l'Electric Power Research Institute a engagé Christensen Associates Energy Consulting pour explorer les méthodes d'estimation des impacts non énergétiques[14]. Le rapport Christensen a identifié des techniques d'enquête et de statistique pour aider à estimer la valeur que les consommateurs attribuent aux avantages non énergétiques. Deux catégories de méthodes analytiques sont utilisées pour évaluer les préférences des consommateurs pour les attributs non énergétiques associés aux programmes d'électrification. **L'analyse des préférences révélées** observe le comportement d'achat des clients pour révéler les préférences pour les attributs sous-jacents. **L'analyse des préférences déclarées** interroge directement les clients pour recueillir des informations sur leurs préférences. Ces informations sont ensuite utilisées dans des analyses statistiques pour estimer les évaluations des consommateurs.

L'étude de Christensen fait référence à quelques études sur l'électrification des maisons qui ont utilisé ces méthodes pour tenir compte des impacts non énergétiques. Une étude évaluant les systèmes de gestion de l'énergie domestique a déterminé dans quelle mesure les consommateurs accordaient de l'importance aux avantages personnels tels que le confort domestique et aux impacts altruistes tels que l'atténuation des changements climatiques. Une autre étude a déterminé que le confort domestique était statistiquement significatif dans les préférences des consommateurs parmi les systèmes de chauffage résidentiels de rechange. L'étude souligne que ce type d'analyse n'a pas été largement appliqué aux programmes d'électrification résidentielle à ce jour et que des problèmes méthodologiques subsistent, suggérant que des recherches supplémentaires sont nécessaires.

---

[13] *Ibid* à la p 38.

[14] Christensen Associates Energy Consulting, « Estimating Non-Energy Impacts for Utility Load Shaping Programs », (30 novembre 2020), Electric Power Research Institute, Document no 3002018534.

OBSTACLES À L'ADOPTION

Bien que le critère de la valeur totale soit destiné aux organismes de règlementation, sa complexité et les défis méthodologiques qui subsistent peuvent le rendre peu attrayant pour de nombreux organismes de règlementation. La difficulté de déterminer au cas par cas les impacts à mesurer constitue un premier défi. L'absence de méthodologies convenues et d'ensembles de données disponibles pour de nombreux impacts ajoute un défi supplémentaire qui peut être un facteur de dissuasion supplémentaire. Même dans les meilleures circonstances, l'organisme de règlementation peut se demander si les résultats de l'analyse seront suffisamment déterminants.

Une autre approche pourrait consister à revenir à la méthodologie largement acceptée dans le *Standard Practice Manual* pour calculer l'impact du remplacement d'un combustible et appliquer les estimations publiques des coûts évités qui comprennent une estimation du coût marginal du carbone[15]. Les coûts marginaux évités pour les solutions de rechange étudiées incluraient les coûts des services de production (énergie, réserves, capacité) et les coûts des services d'approvisionnement (transport, distribution, facturation, etc.) à la fois pour l'électricité et pour le combustible remplacé.

Il existe un large éventail d'estimations du coût marginal du CO_2. Lorsqu'il existe une taxe sur le carbone qui se rapproche du prix du marché pour le CO_2, la taxe sur le carbone fournit une approximation pratique du coût marginal du CO_2. Dans le cas contraire, un coût marginal du carbone basé sur l'éventail des estimations publiques disponibles suffirait, à condition que la valeur choisie échappe au contrôle de toutes les parties prenantes au processus d'évaluation.

Si des estimations objectives du coût marginal du CO_2 sont facilement disponibles et peuvent être utilisées pour évaluer la viabilité d'un projet du point de vue des avantages nets, le coût marginal du CO_2 ne peut pas nécessairement être utilisé pour calculer la compensation des parties qui réduisent leur empreinte carbone en passant à l'énergie électrique. Cependant, le propriétaire d'un parc de véhicules qui passe à l'électricité ne reçoit pas nécessairement la valeur de la réduction de CO_2 générée par la conversion, mais simplement les économies réalisées sur le coût du diesel, en l'absence d'une taxe sur le carbone évitée. Dans ce cas, une remise pourrait être accordée au propriétaire du parc sous la forme d'une subvention gouvernementale et prise en compte dans l'analyse. Dans l'idéal, le gouvernement percevrait une taxe sur le carbone auprès du client consommateur de diesel et la conversion électrique entraînerait une réduction appropriée des coûts pour le propriétaire du parc. L'évolution des prix des carburants non renouvelables vers une estimation convenue du coût marginal qui inclut une taxe sur le carbone reflétant le coût marginal du CO_2 faciliterait l'évaluation des avantages nets des solutions d'électrification[16].

Étant donné que les coûts marginaux de l'analyse proposée sont généralement exhaustifs et souvent le résultat d'années d'étude, qu'ils sont accessibles au public et qu'ils échappent à l'influence des parties à l'évaluation, ils permettent d'éviter de longs débats sur les méthodes de rechange. Néanmoins, il peut y avoir des critiques selon lesquelles les coûts marginaux inclus dans l'étude ne sont pas appropriés ou suffisants pour le projet à évaluer. Les critiques peuvent à juste titre se plaindre de l'absence d'éléments significatifs de coût ou d'avantage, car l'approche élimine ou simplifie l'examen d'une longue liste d'impacts. Cependant, l'organisme de règlementation doit relever le défi d'évaluer les propositions en un temps et à un coût limités. Si l'on met en balance les avantages d'une réduction des délais et des coûts et les avantages d'une méthodologie plus approfondie, on peut penser qu'il devrait incomber à une partie prenante de justifier un écart par rapport à la méthodologie simplifiée. Cependant, lorsque les résultats de l'analyse simplifiée favorisent massivement une option, il est peu probable que l'ajout de plus d'éléments à l'analyse modifie suffisamment les résultats pour favoriser l'autre option.

Des travaux supplémentaires sont nécessaires pour affiner cette approche simplifiée,

[15] Cette approche de rechange a été soulevée lors de discussions avec des collègues de Christensen Associates Energy Consulting.

[16] L'inclusion du coût marginal du carbone dans une taxe sur le carbone nécessiterait une estimation raisonnable du prix du marché, qui change quotidiennement, pendant la durée de la taxe sur le carbone.

notamment pour explorer la gamme des valeurs des coûts de CO_2 évités, leur applicabilité et leur objectivité, et pour comparer les avantages de l'approche simplifiée avec des analyses plus détaillées assurées par une évaluation du critère de la valeur totale.

QUELLE EST LA PROCHAINE ÉTAPE?

Des stratégies visant à aider les organismes de règlementation, les décideurs politiques et les acteurs de l'industrie dans l'analyse des projets d'électrification continuent d'être développées et évaluées. Cependant, de nombreux organismes de règlementation manquent d'expérience ou d'expertise relativement à ces modèles analytiques émergents, et leur adoption à des fins d'évaluation des programmes d'électrification semble au mieux sporadique. Les parties qui déposent des demandes règlementaires pour l'approbation de programmes d'électrification peuvent et doivent inclure une analyse des avantages et des coûts des projets d'électrification en utilisant les modèles disponibles, qu'une analyse soit exigée ou non par l'organisme de règlementation. Même s'il est peu probable qu'une analyse soit déterminante en soi, et qu'elle fera nécessairement l'objet d'un débat, elle fournit un cadre d'évaluation à l'organisme de règlementation qui doit prendre en compte des objectifs potentiellement concurrents tels que l'accessibilité financière et les politiques de décarbonisation lorsqu'il prend une décision d'intérêt public. Les organismes de règlementation gagneraient à exiger que les demandes relatives à des propositions d'électrification comprennent une analyse appropriée des avantages et des coûts pertinents qui prenne en compte l'effet sur les tarifs des services publics et les coûts ou avantages nets pour la société. De plus, les procédures règlementaires qui suivront permettront d'affiner ces méthodes d'analyse. ■

LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉLECTRICITÉ DE DEMAIN DOIT FAVORISER LA FIABILITÉ DU RÉSEAU

*Joe McKinnon et Channa S. Perera**

Pour parvenir à une économie carboneutre[1] d'ici 2050, il faudrait que la demande d'électricité au Canada augmente de plus du double. Pour que l'expansion rapide du réseau nous permette d'atteindre nos objectifs énergétiques, nous devrons cependant résoudre un trilemme dans la gestion des priorités clés en fonction des ressources limitées. Ce trilemme consiste à concilier fiabilité, abordabilité et durabilité en tenant compte du fait que les perspectives politiques, les tendances du marché et les préférences des consommateurs priorisent ces éléments de façons différentes.

La transition énergétique est en grande partie dictée par le milieu politique. Ainsi, les préférences politiques actuelles ont un impact unique sur la façon dont les entreprises de services publics peuvent gérer le trilemme de l'énergie. Les gouvernements actuels ont mis l'accent sur la durabilité en tant que principe fondamental pour guider leurs investissements et leurs pressions règlementaires afin de favoriser l'électrification, en reléguant au second plan ce qui devrait être l'élément primordial de la planification énergétique de demain, soit la fiabilité du réseau. Le rapport 2024 d'Électricité Canada, *Toujours branchée (Always On)*[2], fait ressortir ce défi, en jetant un regard critique sur les obstacles à l'investissement dans les actifs favorisant la fiabilité et sur le rôle essentiel que joue la fiabilité dans la modernisation et l'expansion du réseau.

De leur côté, les fournisseurs d'électricité n'ont toutefois pas oublié l'importance de la fiabilité. Il s'agit d'une question urgente qui est systématiquement intégrée dans la modélisation et la planification de leurs investissements. Or, les priorités des entreprises de services publics et des responsables des politiques ne correspondent pas. Cette situation, ainsi que l'évolution rapide du paysage énergétique, a conduit à des relations sous-optimales et stagnantes entre les entreprises de services publics et leurs organismes de règlementation économiques.

Pour faciliter la transition énergétique, les organismes de règlementation provinciaux de l'énergie et les responsables des politiques fédérales doivent faire preuve d'une meilleure coordination entre eux et les entreprises de services publics, car la mobilisation précoce de l'industrie est essentielle pour investir au rythme requis. Bien que le secteur de l'électricité relève de la compétence des provinces, la politique fédérale en matière de carboneutralité vise à influer sur ce secteur, ce qui donne lieu à des

* Joe McKinnon est gestionnaire de la règlementation et des normes économiques à Électricité Canada.

Channa S. Perera est vice-président des affaires règlementaires et autochtones à Électricité Canada, et est responsable de la surveillance stratégique des enjeux concernant les politiques règlementaires.

[1] Régie de l'énergie du Canada, « Résumé : Dans les scenarios de carboneutralité, les Canadiens modifient radicalement les types d'énergie qu'ils consomment, notamment en utilisant considérablement plus l'électricité » (dernière modification : 22 mars 2019), en ligne : <www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2023/resume>.

[2] Brattle, *Electricity in Canada: Always On*, (Issuu: Électricité Canada, 2024), en ligne : <issuu.com/canadianelectricityassociation/docs/electricity_in_canada_alwayson_4-24-2024_2_1_>.

priorités conflictuelles. Des efforts précoces et de bonne foi dans la conception des politiques climatiques fédérales pourraient atténuer certains des effets involontaires et préparer le secteur à assurer la coordination entre les organismes de règlementation provinciaux de l'énergie et les entreprises de services publics au sujet des stratégies d'investissement nécessaires pour préserver la fiabilité du réseau.

Le récent rapport du Conseil consultatif canadien de l'électricité[3] souligne également la nécessité d'une coordination intergouvernementale. Selon ce rapport, les provinces et les territoires devraient « inclure un objectif de carboneutralité dans les mandats et les priorités de leurs organismes compétents »[4] afin de s'aligner sur la politique au « niveau fédéral pour coordonner les efforts en vue d'atteindre l'objectif commun ».[5] Cependant, comme cette transition repose en grande partie sur une politique descendante, il faut également que le gouvernement fédéral offre des incitations positives suffisantes. Certaines de ces incitations ont pris la forme de crédits d'impôt à l'investissement (CII), mais à ce stade, il subsiste un grand décalage entre les mandats fédéraux, les priorités règlementaires provinciales et la capacité des entreprises de services publics à gérer un paysage de l'électricité en mutation. Les efforts de ces parties prenantes doivent être coordonnés à tous les échelons pour soutenir la mise en œuvre efficace des objectifs de carboneutralité, qui nécessiteront des investissements substantiels axés sur la fiabilité du réseau afin de répondre à la demande croissante.

Le rapport *Back to Bonbright*[6] publié par Électricité Canada en 2023 portait sur l'évaluation des principes fondamentaux qui sous-tendent la conception des tarifs dans le cadre d'une économie en mutation axée sur une électrification constamment accrue. Les principes de la règlementation économique au Canada reposent sur les travaux de James C. Bonbright, qui a souligné l'importance de l'établissement d'un besoin en revenus, d'une répartition équitable des coûts entre les clients et d'une efficacité optimale au moyen de la conception des tarifs. Les conclusions de ce rapport font ressortir non seulement la pertinence de ces principes aujourd'hui, mais aussi la nécessité pour les organismes de règlementation d'interpréter le concept « utilisé et utile » d'une manière plus large qui correspond le mieux avec les pressions politiques actuelles. Pour que le coût d'un investissement soit intégré à la tarification, l'objet de cet investissement doit être utile pour le contribuable et activement utilisé par celui-ci, ce qui, dans certains cas, mine les investissements nécessaires favorisant la fiabilité du réseau pour son renforcement futur. Or, ce cadre peut être adapté et appliqué systématiquement afin d'inclure des investissements pertinents favorisant la fiabilité du réseau en fonction des exigences prévues. Sans ce soutien à l'investissement, les normes actuelles de fiabilité ne peuvent pas suivre le rythme de l'expansion du réseau.

Les investissements prudents dans la carboneutralité nécessitent des évaluations coûts-avantages (ECA) de rechange. Les investissements non traditionnels des entreprises de services publics peuvent être soutenus par la mise en place d'un cadre permettant l'utilisation de différentes ECA selon les circonstances du projet. Bien que certains organismes de règlementation se penchent sur des formes de rechange d'ECA, il n'y a pas encore de consensus quant à l'application de celles-ci. Les entreprises de services publics sont confrontées à de fortes contraintes en matière de capitaux lorsqu'il s'agit d'investissements dans la fiabilité, car les interprétations rigides du principe « utilisé et utile » compromettent les investissements globaux dans l'expansion du réseau. Ces approches d'évaluation sur mesure peuvent réduire le fardeau en matière de capitaux auquel les entreprises de services publics sont confrontées lorsqu'elles tentent de préserver la fiabilité du réseau.

---

[3] Conseil consultatif canadien de l'électricité, *L'avenir électrique du Canada : Un plan pour réussir la transition* – Rapport final, (Ressources naturelles Canada, 2024), en ligne : <ressources-naturelles.canada.ca/nos-ressources-naturelles/sources-denergie-reseau-distribution/infrastructures-lelectricite/le-conseil-consultatif-canadien-de-lelectricite/lavenir-electrique-canada-plan-reussir-transition>.

[4] *Ibid*.

[5] *Ibid*.

[6] Électricité Canada, *Back to Bonbright: Economic regulation fundamentals can enable net zero*, (Issuu : Électricité Canada, 2023), en ligne : <issuu.com/canadianelectricityassociation/docs/ec_sel_frame_-_2023_21_> [*Back to Bonbright*].

La transition énergétique nécessite des investissements importants, dont une partie peut être réalisée en modifiant la conception des tarifs afin de mieux répartir les investissements dans la décarbonisation, la fiabilité du réseau et l'expansion de celui-ci entre les clients; toutefois, d'autres capitaux publics et privés sont également nécessaires. Le soutien public peut prendre la forme de subventions ciblées, mais aussi de plus vastes modifications du cadre règlementaire afin d'encourager les investissements dans la carboneutralité. Les entreprises de services publics sont généralement peu enclines à prendre des risques en matière d'investissement en raison de la nature de leur modèle d'entreprise, et une règlementation claire est donc essentielle pour maintenir le coût du capital à un niveau aussi bas que possible. Une structure politique qui garantit les rendements, dans le cadre de contrats pour les écarts ou les possibilités de gains ciblés des initiatives essentielles, accroît la certitude des rendements et crée un environnement d'investissement privilégié. Il est essentiel de garantir des rendements réguliers du capital investi pour attirer les capitaux publics et combler les manques de fonds propres traditionnels grâce à des politiques telles que le Programme de garantie de prêts pour les Autochtones[7].

Pour faciliter une plus grande souplesse et clarté, les organismes de règlementation doivent disposer des pouvoirs nécessaires grâce à des mandats élargis qui s'arriment aux objectifs politiques de décarbonisation et d'électrification. La priorité accordée à l'électrification en tant qu'objectif politique ne se reflète pas dans les mandats de nombreux organismes de règlementation, ce qui mine l'harmonisation des objectifs qui orientent le modèle opérationnel des entreprises de services publics. Les responsables des politiques[8] considèrent qu'il s'agit d'une étape clé pour permettre une meilleure coordination dans la réalisation des objectifs de carboneutralité. Pour garantir le maintien de la fiabilité d'un réseau en expansion, les organismes de règlementation doivent faire preuve de souplesse lorsque leurs activités visent un réseau énergétique en mutation. La mise en place de cadres règlementaires permettant la soumission proactive de propositions d'investissements ou de services de la part des entreprises de services publics, sans que celles-ci soient contraintes par des exigences normatives en matière d'échéancier, permettrait de créer un système plus souple. Le fait d'autoriser des plans d'investissement pluriannuels ou des demandes de tarifs moyens laisse une plus grande marge de manœuvre et tient compte de l'élan créé par les occasions politiques.

Les entreprises de services publics sont confrontées à une pression politique pour permettre une expansion rapide du réseau et une décarbonisation afin d'atteindre les objectifs de carboneutralité. Toutefois, les investissements dans la fiabilité du réseau, bien que nécessaires pour soutenir ces objectifs, ne sont pas favorisés de manière efficace. En fin de compte, les entreprises de services publics ont besoin d'un cadre règlementaire qui facilite une compréhension progressive des principes de conception des tarifs et des évaluations de la valeur des investissements nécessaires pour favoriser la fiabilité du réseau. Une meilleure coordination entre les responsables des politiques, les organismes de règlementation et les entreprises de services publics peut permettre d'établir des cadres règlementaires qui répondent mieux à l'évolution rapide du paysage énergétique dans lequel les entreprises de services publics évoluent. ■

---

[7] Ministère des Finances du Canada, communiqué de presse, « Un avenir équitable pour les Autochtones : Programme de garantie de prêts pour les Autochtones » (dernière modification : 16 avril 2024), en ligne : <www.canada.ca/fr/ministere-finances/nouvelles/2024/04/un-avenir-equitable-pour-les-autochtones.html>.

[8] Comité de transition relative à l'électrification et à l'énergie, *Perspectives de l'Ontario en matière d'énergie propre : rapport du Comité de transition relative à l'électrification et à l'énergie* (Comité de transition relative à l'électrification et à l'énergie, 2023), en ligne (pdf) : <www.ontario.ca/files/2024-02/energy-eetp-ontarios-clean-energy-opportunity-fr-2024-02-02.pdf>.

COMMENTAIRES AU SUJET DE LA RESTRUCTURATION DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRIQUE ET DE L'ENQUÊTE DE L'AUC SUR L'UTILISATION DES TERRES

*Rick Cowburn**

Après près de trois décennies de stabilité, le cadre de l'industrie de l'électricité de l'Alberta entre dans une ère de changements radicaux et imprévisibles, principalement motivés par le besoin d'atténuer les changements climatiques.

Le gouvernement de l'Alberta a enjoint à l'Alberta Utilities Commission (AUC) d'entreprendre une audience publique ouverte afin d'aborder quatre questions liées aux terres que soulève la construction de centrales électriques : l'utilisation des terres, les panoramas, les coûts de remise en état et l'aménagement des terres de la Couronne[1]. D'après le rapport de l'AUC, le gouvernement de l'Alberta a informé l'AUC de son intention de faire progresser des changements politiques, législatifs et règlementaires qui ont une incidence sur les projets de production d'électricité à venir[2].

Il y a lieu de se demander pourquoi les questions liées aux terres n'ont pas été abordées plus directement jusqu'ici et pourquoi un degré de liberté aussi exceptionnel a été accordé aux producteurs d'électricité.

Ayant été l'un des concepteurs du marché actuel[3], l'auteur s'est fait rappeler une réplique tirée d'« Antoine et Cléopâtre » de G.B. Shaw :

> « Pardonne-lui, Théodotus : c'est un barabe, et il pense que les coutumes de sa tribu et de son île sont les lois naturelles » [traduction][4].

---

* Rick Cowburn est un vétéran de 40 ans de l'industrie de l'électricité de l'Alberta. Il a travaillé pendant 25 ans au sein d'EPCOR companies et de ses prédécesseurs, où il était responsable de la conception et de l'approbation des tarifs, des prévisions, du mesurage, du calcul de la charge et de la facturation de gros. Depuis son départ à la retraite en 2007, il a travaillé avec un large éventail de clients, allant des associations pour l'électrification des zones rurales aux grandes entreprises industrielles. En 2012, il a siégé au Retail Market Review Committee par nomination ministérielle (Voir www.open.alberta.ca/publications/6001347).

[1] Voir Albert Utilities Commission, *AUC inquiry into the ongoing economic, orderly and efficient development of electricity generation in Alberta*, Module A Report, Proceeding 28501, (Calgary: Alberta Utilities Commission, 2024), AUC 28501, en ligne (pdf) : Alberta Utilities Commission <www.media.auc.ab.ca/prd-wp-uploads/regulatory_documents/Reference/28501_Inquiry-ModuleA-Report.pdf> [*Alberta Utilities Commission*].

[2] Lettre du ministre Nathan Neudorf au président-directeur général de l'Alberta Utilities CommissionBob Heggie (28 février 2024), au sujet de l'orientation stratégique de l'Alberta Utilities Commission, en ligne (pdf) : <www.alberta.ca/system/files/au-minister-Neudorf-letter-to-auc-20240228.pdf> [*Lettre du ministre Nathan Neudorf*].

[3] Voir Alberta Department of Energy, *Enhancing the Alberta Advantage: A Comprehensive Approach to the Electric Industry*, (Edmonton : Comité directeur, 1994), à la p 26, en ligne (pdf) : <open.alberta.ca/dataset/f8024ee2-e18e-405d-89da-83f55c335e05/resource/a6667b6a-ba01-436f-9b2b-e698ab974dca/download/energy-enhancing-the-alberta-advantage-a-comprehensive-approach-to-the-electric-industry.pdf>.

[4] George Bernard Shaw, « Caesar and Cleopatra » (dernière modification le 10 décembre 2012), deuxième acte, en ligne : <www.gutenberg.org/files/3329/3329-h/3329-h.htm>.

J'admets volontiers que nous avons conçu ce système comme des barbares. Nous avons jeté à la corbeille les appareils sophistiqués de prévision de la charge, de modélisation du réseau de production et les normes rigoureuses de fiabilité de la production pour les remplacer par un modèle de marché simple et élégant qui a duré près de trois décennies[5].

Le « pacte » politique avec les producteurs était radical. Les producteurs d'électricité se font concurrence pour fournir l'électricité au réseau; les offres au plus bas prix qui répondent à la demande du marché seront acceptées par le réseau commun d'énergie et leur production sera payée au prix du marché. Les producteurs ne sont payés que pour l'énergie qu'ils produisent; pas de production, pas d'argent — le modèle de type « l'énergie seulement »[6].

Le modèle a bien fonctionné en grande partie en raison des circonstances favorables de l'Alberta. Tandis que d'autres administrations connaissaient une faible croissance de la charge, l'Alberta demeurait en selle pour connaître une croissance de 2,5 % par année qui devait durer plusieurs décennies[7]. Peu importe tout éventuel encombrement du réseau de l'Alberta, la charge était promise à rattraper l'offre en l'espace de quelques années. Et peu importe le prix du pétrole, les investissements de capitaux considérables dans l'extraction du pétrole lourd garantissaient que la consommation d'électricité se poursuivrait, si bien que le risque de perte de charge semblait minime.

Pour que ce « pacte » fonctionne, l'Alberta a dû adopter certaines coutumes « tribales » qui, aujourd'hui, semblent assimilées aux lois naturelles.

- D'abord et avant tout, il ne doit y avoir aucune planification de la production, aucune évaluation officielle de la nécessité d'une nouvelle capacité qui pourrait être utilisée pour rendre obligatoires les ajouts au réseau[8]. Les producteurs peuvent construire tout ce qu'ils veulent, où ils le veulent et quand ils le veulent. Aucun client ou organisme gouvernemental ne doit avoir son mot à dire dans ces décisions d'affaires.

- L'infrastructure de transport doit être préfabriquée, de sorte que « la construction [de l'infrastructure de transport] véritable soit ensuite être déployée de façon à s'intégrer au démarrage et à la mise en service de l'installation de production […] »[9]

L'Alberta Electric System Operator (AESO) s'est vu confier la tâche difficile de planifier et d'exploiter un réseau de transport qui peut relier des ressources de production imprévisibles, et « ce réseau de transport doit être relativement exempt de congestion, sinon le modèle de marché sous-jacent ne fonctionnera pas de manière efficace » [traduction][10].

Lorsque le parc de production de l'Alberta comprenait une douzaine de grandes centrales au charbon, l'idée d'un réseau sans congestion était tout à fait tangible. Cependant, le modèle de marché s'effondre un peu plus à mesure que le réseau devient dilué dans des centaines de petits producteurs d'énergie renouvelable. Si de nombreux producteurs choisissent de se concentrer dans une région riche en ressources, l'AESO n'a d'autre choix que de planifier et de proposer des projets pour réduire la congestion causée par les producteurs, ce qui

[5] En pratique, l'Alberta Electric System Operator (AESO) a maintenu sa force technique dans ces domaines de la planification et de l'exploitation, mais sa capacité d'optimiser véritablement le réseau est limitée par les politiques et les lois en vigueur.

[6] Le Texas est la seule autre administration nord-américaine à utiliser ce modèle. Pour sa part, l'Alberta a en grande partie défini sa propre méthode pour structurer le marché de l'électricité.

[7] Alberta Electric System Operator, *AESO 2014: Long-Term Outlook*, (Calgary: Alberta Electric System Operator, 2024. « Au cours des 20 prochaines années, la charge interne de l'Alberta devrait augmenter à un taux annuel moyen de 2,5 % » [traduction] à la p 3.

[8] L'AESO effectue des évaluations diligentes de la capacité du réseau, lesquelles ne déclencheraient des ajouts obligatoires que dans des circonstances exceptionnelles (qui ne se sont jamais présentées); voir AESO, *Appendix A : Overview of AESO Supply Adequacy Measures*, en ligne (pdf) : <www.aeso.ca/assets/LARA-Rules-and-ARS/Appendix-A-Overview-of-AESO-Supply-Adequacy-Measuress.pdf>.

[9] Alberta Energy: Electricity Business Unit, « Transmission Development: The Right Path for Alberta: A Policy Paper » (novembre 2003), à la p 7, en ligne (pdf) : <www.open.alberta.ca/publications/3103222>.

[10] *Ibid* à la p 8.

coûte des centaines de millions de dollars aux consommateurs[11]. Comme l'a déclaré l'AESO, « la politique zéro congestion actuelle n'est pas viable et doit changer » [traduction][12].

Les questions liées aux terres ne sont qu'un aspect de l'évolution globale de l'industrie, qui s'éloigne d'une conception de marché relativement simplifiée et axée sur le producteur et progresse vers une conception future plus équilibrée qui optimise le réseau dans son ensemble et reconnaît explicitement qu'un système d'électricité ne se limite pas à la production d'énergie.

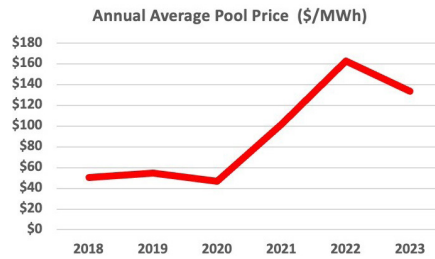
LIMITER LES LIBERTÉS DE MARCHÉ DES PRODUCTEURS

Certains pourraient penser que les changements législatifs se produisent trop rapidement, sans qu'on ait mené de vastes consultations et études. En fait, la dynamique du marché a changé voilà plusieurs années et une réponse rapide est aujourd'hui essentielle.

Les récentes augmentations importantes du prix de l'électricité dans le réseau commun d'énergie constituent un enjeu particulièrement convaincant. Au cours des dernières années, les prix moyens du réseau commun ont plus que doublé, ce qui a créé de graves problèmes d'abordabilité pour les clients tout en augmentant considérablement les marges des producteurs. L'urgence de la restructuration de l'industrie de l'électricité est omniprésente, et l'Alberta ne peut pas se permettre d'examiner chaque problème sous tous ses angles par complaisance.

Le besoin de rapidité est particulièrement aigu, car ces prix communs élevés ne sont pas motivés par des facteurs fondamentaux comme la hausse du prix de l'essence, mais sont le résultat de la politique de « liberté du producteur », combiné à la réduction de la concurrence créée par l'avènement d'importantes ressources de production d'énergie renouvelable qui ne peuvent pas répondre aux signaux de prix du marché.

Prix moyen annuel de l'électricité ($/MWh)[13]



Il y a rétention économique lorsqu'un producteur fixe le prix de sa production audessus de son coût marginal à court terme. Le rapport trimestriel de l'administrateur de la surveillance des marchés pour le troisième trimestre de 2022 fournit un excellent exemple de rétention économique. Market Surveillance Administrator (MSA) a conclu que « les prix communs au troisième trimestre [2022] étaient principalement attribuables à l'exercice du pouvoir de marché par deux sociétés de production » [traduction][14].

Pour illustrer ce point, MSA a fourni un graphique de la courbe de l'offre pour le 10 août 2022, heure se terminant à 15 h. Cette courbe détermine le prix commun horaire de l'énergie, en fonction du niveau de charge du réseau.

---

[11] Voir par exemple Central East Transfer-out Transmission Development Project (10 août 2021), 25469-D01-2021, aux para 7, 43, en ligne : Alberta Utilities Commission <electric.atco.com/content/dam/web/projects/projects-overview/electricity-ceto-decision25469-d01-2021.pdf>.

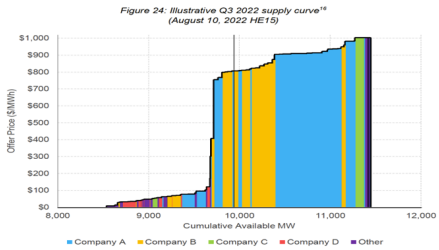
[12] Ministry of Affordability and Utilities, Transmission Policy Review: Delivering the Electricity of Tomorrow, (gouvernement de l'Alberta, 2023), en ligne (pdf) : <www.ablawg.ca/wp-content/uploads/2023/11/Transmission-Policy-Green-Paper-2023.pdf>. « Pour s'assurer que les avantages du maintien de la politique zéro congestion l'emportent toujours sur les coûts, le ministère de l'Abordabilité et des Services publics examine d'autres cadres de planification du transport… » [traduction] à la p 14.

[13] Voir Alberta Electric System Operator, *AESO 2023 : Annual Market Statistics*, (2024) « TABLE 1 : Annual market price statistics » (tableau) à la p 2, en ligne (pdf) : <www.aeso.ca/assets/Uploads/market-and-system-reporting/Annual-Market-Stats-2023_Final.pdf>.

[14] Market Surveillance Administrator, *Quarterly Report for Q3 2022*, (2022) à la p 15, en ligne (pdf) : <www.albertamsa.ca/assets/Documents/Q3-2022-Quarterly-Report.pdf>. Voir aussi Market Surveillance Administrator, Quarterly Report for Q2 2022, (2022) à 1(6)(3), en ligne (pdf) : <www.albertamsa.ca/assets/Documents/Q2-2022-Quarterly-Report.pdf>.

Si la charge du réseau est inférieure à environ 9 700 MW, les prix seront de 100 $/MWh ou moins. Cependant, si la charge dépasse de peu ce niveau, le prix grimpera jusqu'à 800 $ sans qu'il y ait d'étapes intermédiaires.

Courbe d'offre illustrative du troisième trimestre 2022 (10 août 2022, HE15)[15]



Comment est-ce possible? La réponse est : le pouvoir de marché. Deux sociétés de production possèdent presque toute la capacité de production de plus de 9 700 MW, et elles peuvent demander le prix qu'elles veulent pour leur production.

Dans la conception initiale du marché, cela ne posait pas de problème. Un certain niveau de rétention économique était nécessaire pour que le marché de l'Alberta fonctionne : « Les producteurs peuvent choisir d'investir sur le marché de l'Alberta s'ils croient être en mesure de recouvrer leurs coûts d'immobilisations Le marché de l'électricité de l'Alberta permet une rétention économique pour encourager de tels investissements, ce qui permet aux producteurs de fixer le prix de leurs actifs au-delà du coût marginal » [traduction][16].

Tandis que presque toute la capacité de production aurait pu être mise à contribution en réaction aux prix élevés, la rétention économique a été freinée par la concurrence — si vous fixez le prix de votre production à un niveau trop élevé, un concurrent demandera un prix moindre et votre production ne sera pas intégrée au réseau; vous resterez inactif.

Mais contrairement aux centrales alimentées au gaz naturel, les producteurs d'énergie renouvelable ne peuvent pas augmenter leur production en réaction à des prix élevés. Ils sont limités par les intrants énergétiques que sont le soleil et le vent. Si le temps est calme et nuageux, les autres producteurs d'énergie à partir du gaz naturel peuvent souvent facturer le prix qu'ils veulent.

À la demande du gouvernement, l'AESO envisage maintenant des solutions à long terme pour règler ce problème de marché[17]. Entre-temps, deux règlements bouche-trou limitant la distribution d'énergie acheminable ont été adoptés :

- Le Supply Cushion Regulation [AR 42-2024] établit une réserve d'approvisionnement cible de 932 MW. Si cette cible n'est pas atteinte, le règlement enjoint à l'Alberta Electric System Operator d'émettre des directives de mise en production d'actifs précis qui sont hors réseau et qui indiquent quand et pendant combien de temps ils doivent être mis en production et synchronisés avec le réseau. Ce mécanisme peut être utilisé pour s'assurer qu'il y a suffisamment de production thermique sur le marché pour atténuer l'effet de la rétention économique.

- Le Market Power Mitigation Regulation [AR 43-2024] impose un plafond de prix inférieur de 125 $/MWh pour les producteurs d'énergie non renouvelable, chaque mois où leurs profits équivalent à deux fois leurs coûts en capital mensuels[18]. Cette mesure limite les avantages de la rétention économique.

Ces contraintes financières et opérationnelles sont un exemple de l'évolution nécessairement rapide du modèle actuel axé sur les producteurs,

---

[15] Market Surveillance Administrator, *Quarterly Report for Q3 2022*, [2022] « Illustrative Q3 2022 supply curve » [graphique] à la p 29, en ligne (pdf) : <www.albertamsa.ca/assets/Documents/Q3-2022-Quarterly-Report.pdf>.

[16] Market Surveillance Administrator, *Quarterly Report for Q2 2022*, (2022) à la p 33, en ligne (pdf) : <www.albertamsa.ca/assets/Documents/Q2-2022-Quarterly-Report.pdf>.

[17] Voir Alberta Electric System Operator, « Market Pathways » (dernière modification le 15 juillet 2024), en ligne : <www.aesoengage.Aeso.ca/market-pathways>.

[18] Le règlement (4) ne s'applique pas aux petites entités (<5 % de la capacité totale de l'Alberta), aux énergies renouvelables ou à certaines ressources de stockage d'énergie. Le plafond quotidien tient également compte des variations des prix du gaz naturel, c'est-à-dire l'apport énergétique par défaut du générateur.

afin de reconnaître les intérêts d'autres parties prenantes, comme ceux des propriétaires fonciers[19].

L'ENQUÊTE DE L'AUC SUR L'UTILISATION DES TERRES

Par décret, le gouvernement de l'Alberta a ordonné à l'AUC d'examiner quatre questions :

- L'aménagement de centrales électriques sur certains types ou certaines catégories spécifiques de terres agricoles ou environnementales.
- L'impact de l'aménagement de centrales électriques sur les panoramas vierges.
- La mise en œuvre d'exigences obligatoires de garantie de remise en état des centrales électriques.
- L'aménagement de centrales électriques sur des terres détenues par la Couronne du chef de l'Alberta [traduction][20].

Conformément à ses processus établis depuis longtemps :

> La Commission a reçu des centaines de mémoires d'intervenants, de communautés des Premières Nations et de communautés des Métis. Les intervenants comprennent des Albertains de toute la province, des municipalités, des promoteurs de centrales électriques et diverses organisations comme des associations de propriétaires fonciers et des associations municipales, environnementales et industrielles. Plusieurs intervenants ont déposé des rapports d'experts ainsi que leurs mémoires écrits [traduction][21].

Il s'agit sans doute d'une façon idéale de recueillir de vastes commentaires sur une question complexe — de tirer parti de l'expertise existante, dans le cadre d'un forum public ouvert, et d'élaborer des options fondées sur les faits en fonction de ces commentaires.

Le 28 février 2024, le gouvernement de l'Alberta a envoyé une lettre « Policy Guidance to the Alberta Utilities Commission »[22] à l'AUC pour lui communiquer une orientation stratégique. On renverra à cette orientation stratégique dans la discussion sur les quatre questions traitées par l'AUC.

1. Terres agricoles et environnementales

Il n'y a actuellement aucune contrainte législative ou règlementaire particulière sur les catégories de terres agricoles consacrées aux projets de production d'énergie renouvelable. La lettre d'orientation du Ministre énonce une approche de type « L'agriculture d'abord », en vertu de laquelle « l'Alberta n'autorisera plus les projets de production d'énergie renouvelable sur les terres des catégories 1 et 2, à moins qu'un promoteur puisse démontrer la capacité de coexistence des cultures ou du bétail et de la production d'énergie renouvelable » [traduction][23].

L'utilisation des terres est déjà un facteur pris en compte par la Commission dans les décisions relatives à l'emplacement des sites de transport.

---

[19] Voir Alberta Electric System Operator, *AESO 2023*: Reliability Requirements Roadmap, (2023), (les ressources renouvelables ont également une incidence sur un éventail d'exigences opérationnelles, que l'AESO a résumées sous les rubriques de la **stabilité de la fréquence** « la capacité du réseau électrique à maintenir un niveau de fréquence acceptable et à se rétablir en temps opportun d'un déséquilibre offre-demande attribuable à des imprévus » [traduction] à la p 14); la **puissance du réseau** (« une mesure de la capacité du réseau d'alimentation à préserver sa stabilité dans toutes les conditions d'exploitation crédibles et possibles » [traduction] à la p. 34); et un **potentiel de flexibilité** (« la capacité du réseau électrique de s'adapter aux conditions dynamiques et en évolution tout en maintenant l'équilibre entre l'offre et la demande » [traduction] à la p 46). La politique de l'Alberta de liberté radicale des producteurs est en train d'être modifiée en réponse à ces défis, voir aussi Alberta Electric System Operator, *Alberta's Restructured Energy Market : AESO Recommendation to the Minister of Affordability and Utilities* (Calgary : Alberta Electric System Operator, 2024), en ligne (pdf) : <www.aesoengage.aeso.ca/37884/widgets/156642/documents/125518>.

[20] *Alberta Utilities Commission*, *supra* note 1 at 52.

[21] *Ibid*.

[22] *Alberta Public Agencies Governance Act*, SA 2009, c A-31.5 (« Subject to subsection (2), a Minister who is responsible for a public agency may set policies that must be followed by the public agency in carrying out its powers, duties and functions. » au para 10[1]). On ne sait pas si cette loi a été utilisée dans le passé pour des questions liées à l'industrie de l'électricité. Voir aussi *Lettre du ministre Nathan Neudorf, supra* note 2.

[23] *Lettre du ministre Nathan Neudorf, supra* note 2 à la p 3.

Les restrictions imposées à l'utilisation des terres pour la production peuvent être considérées comme faisant partie d'un mouvement nécessaire vers une politique plus équilibrée, comparativement à l'approche actuelle extrême de type « La production d'abord ». La terre est une ressource fondamentale non renouvelable et la proposition voulant que l'utilisation agricole ait une priorité sociale élevée est bien fondée.

Les énergies renouvelables ne devraient consommer qu'une petite fraction des terres agricoles totales de l'Alberta, peut-être de 0,4 à 0,6 % des terres agricoles de catégorie 2 existantes[24]. Mais dans la pratique « moins de 5 % des projets ont été installés sur des terres de catégorie 2 » et « les terres cultivées de grande valeur peuvent générer des revenus supérieurs au prix du marché actuel des baux visant des terres utilisées pour la production d'énergie solaire » [traduction][25]. Ces statistiques laissent entendre qu'une restriction de l'utilisation des terres n'imposerait pas de nouvelles contraintes déraisonnables aux promoteurs d'énergies renouvelables, qui sont déjà incités économiquement à s'installer sur des terres de moins grande valeur.

D'autres utilisateurs, comme les pipelines, les sites industriels, les lotissements urbains et résidentiels, consomment beaucoup plus de terres que les énergies renouvelables[26]. Dans l'intérêt de règles du jeu équitables, on peut espérer que les restrictions imposées aux projets d'énergie renouvelable ne seront pas plus lourdes que celles imposées aux autres types de projets.

Du point de vue de la mise en œuvre, la Commission a fait remarquer ce qui suit : « À l'heure actuelle, il n'existe pas d'outil d'évaluation à critères multiples qui intègre les renseignements sur l'environnement, la végétation, les sols et l'agriculture à l'échelle de la province et qui peut être utilisé pour éclairer l'emplacement des projets d'énergie renouvelable en Alberta » [traduction][27].

Pour combler cette lacune, l'AUC s'est engagée à « explorer des exigences pour que les promoteurs fournissent plus tôt dans le processus de demande les résultats d'une vérification sur place du sol », et a souligné l'option « d'évaluer la valeur de la création d'un outil d'évaluation à critères multiples intégré à l'échelle de la province pour identifier et évaluer les terres agricoles » [traduction][28].

Après avoir examiné les nombreux contrôles existants sur les « terres environnementales de grande valeur, comme les prairies indigènes, les montagnes et les terres humides » [traduction][29], la Commission a observé ce qui suit : « Le cadre règlementaire actuel est généralement suffisant pour la protection des terres environnementales » [traduction][30].

2. Panoramas vierges

L'effet du développement de centrales électriques sur les panoramas est une question d'importance sociale qui ne peut être facilement quantifiée ou évaluée.

> « La Commission a reçu beaucoup de commentaires selon lesquels la valeur personnelle d'un panorama varierait selon la perception de chaque observateur, et qu'il serait difficile de tenter de définir ou de délimiter des critères reconnus d'un panorama vierge » [traduction][31].

En réponse à cette préoccupation, la Commission s'est engagée à « améliorer les exigences actuelles de la règle 007 en matière d'évaluation de l'impact visuel afin d'inclure une méthodologie d'évaluation de l'impact visuel

[24] *Alberta Utilities Commission*, *supra* note 1 au para 93.

[25] *Ibid* aux para 84, 91.

[26] *Ibid* au para 82.

[27] *Ibid* au para 103.

[28] *Ibid* aux para 75, 102. La lettre d'orientation du Ministre appuyait fortement la vérification sur place du sol.

[29] OC 2023/171, en ligne (pdf) : <kings-printer.alberta.ca/documents/Orders/Orders_in_Council/2023/2023_171.pdf>.

[30] *Alberta Utilities Commission, supra* note 1 au para 68.

[31] *Ibid* au para 195.

plus structurée dans le processus d'examen des demandes de l'AUC » [traduction][32].

En ce qui concerne les zones « interdites » où le développement de centrales électriques serait complètement restreint, la Commission a indiqué que « l'identification et la délimitation de ces zones, le cas échéant, devraient être faites par le gouvernement » [traduction][33]. Il ne s'agit pas de décisions strictement techniques, mais plutôt d'une prise en compte équilibrée de facteurs au niveau du grand public, au niveau de la collectivité et au niveau individuel.

L'orientation stratégique du Ministre indique que « le gouvernement de l'Alberta élaborera et mettra en œuvre les outils stratégiques et législatifs nécessaires pour établir des zones tampons d'au moins 35 km autour des aires protégées ou d'autres "panoramas vierges" désignés par la province où les nouveaux projets éoliens ne seront plus autorisés » [traduction][34].

D'autres développements dans cette zone pourraient exiger une évaluation de l'impact visuel. Cette orientation reconnaît implicitement que les éoliennes sont les structures industrielles les plus visibles, tandis que d'autres développements sont moins imposants et peuvent être gérés par l'organisme de règlementation local (de préférence de façon indépendante de l'industrie, comme le suggère l'AUC)[35].

3. Terres de la Couronne

L'utilisation des terres de la Couronne a toujours été autorisée pour un éventail de projets énergétiques, comme les lignes de transport et les installations pétrolières et gazières. À travers l'histoire, les centrales électriques renouvelables ont rarement été aménagées sur les terres de la Couronne. Sur cette question, il y a un vide : « À l'heure actuelle, il n'existe aucune politique gouvernementale autorisant des projets éoliens et solaires sur des terres publiques provinciales, ou établissant des paramètres précis pour ce faire, et il n'existe aucune forme d'aliénation des terres publiques expressément destinée à faciliter ce type d'aménagement» [traduction][36].

Il existe un large éventail d'utilisateurs existants des terres de la Couronne, y compris « les détenteurs de droits d'exploitation (p. ex. ceux qui détiennent des baux de pâturage ou des permis de coupe), ainsi que les utilisateurs récréatifs des terres de la Couronne et les collectivités des Premières Nations et des Métis exerçant leurs droits protégés par la Constitution » [traduction][37].

La lettre d'orientation du Ministre reconnaissait qu'une décision stratégique immédiate serait inappropriée.

> Étant donné les nombreux intérêts divergents à l'égard des terres de la Couronne, une mobilisation significative est requise avant toute modification de l'accès aux terres de la Couronne, ce qui se traduira par de futures modifications législatives qui entreront en vigueur à la fin de 2025 [traduction][38].

Cette formulation ne permet pas de trancher la question de l'utilisation des terres de la Couronne pour l'aménagement de centrales électriques, mais indique tout de même une date limite pour règler la question d'ici la fin de 2025.

4. Remise en état

Comme l'a souligné l'Alberta Energy Regulator au sujet des puits de pétrole et de gaz abandonnés : « La gestion du passif a toujours été en grande partie réactive et n'était pas axée

---

[32] *Ibid* au para 49. Voir *Lettre du ministre Nathan Neudorf, supra* note 2. Voir aussi Alberta Utilities Commission « Rule 007: Applications for Power Plants, Substations, Transmission Lines, Industrial System Designations, Hydro Developments and Gas Utility Pipelines » (consulté le 21 août 2024), en ligne : <www.auc.ab.ca/Rule-007>.

[33] *Alberta Utilities Commission*, *supra* note 1 au para 212.

[34] *Lettre du ministre Nathan Neudorf, supra* note 2 à la p 3.

[35] *Alberta Utilities Commission, supra* note 1 au para 212.

[36] *Ibid* au para 127.

[37] *Ibid* au para 129.

[38] *Lettre du ministre Nathan Neudorf, supra* note 2 at 4.

sur le cycle de vie complet du développement énergétique » [traduction][39].

Comme la Commission l'a déclaré « aucun régime de garantie de remise en état ne s'applique à toutes les centrales électriques » [traduction], et :

> À l'heure actuelle, un promoteur n'est pas tenu de fournir une garantie financière pour s'assurer qu'il remplira ses obligations en matière de remise en état. La plupart des centrales électriques sont situées sur des terres privées et sont hébergées volontairement par des propriétaires fonciers qui peuvent négocier les conditions d'accès et, par conséquent, négocier une certaine forme de garantie financière pour les obligations futures de remise en état [traduction][40].

Par conséquent, il est réconfortant de constater que cette question est abordée de façon positive dans l'orientation stratégique du Ministre : Le gouvernement de l'Alberta élaborera et mettra en œuvre les politiques et les outils législatifs nécessaires pour veiller à ce que les promoteurs soient responsables des coûts de remise en état, au moyen d'un cautionnement ou d'une garantie. Les montants de garantie appropriés et le moment où ces garanties seront données restent à déterminer par le ministère de l'Environnement et des Aires protégées, en consultation avec le ministère de l'Abordabilité et le ministère des Services publics » [traduction][41].

Le Commission a fait observer ce qui suit :

> Un régime de garantie de remise en état devrait concilier l'atteinte de trois résultats principaux :
>
> - S'assurer que la remise en état du site satisfait à toutes les exigences obligatoires en matière de remise en état.
> - S'assurer que le promoteur paie le coût total de la remise en état.
> - S'assurer que le régime est fondé sur le risque, qu'il est proportionnel au risque lié à la remise en état et à la cessation d'exploitation et qu'il gère le risque de façon rentable sans être inutilement onéreux pour le promoteur [traduction][42].

Le processus de définition d'un régime de garantie de remise en état se déroulera vraisemblablement en temps opportun.

OBSERVATIONS FINALES

Depuis plus d'un quart de siècle, l'industrie de l'électricité de l'Alberta est divisée en plusieurs segments : la production, le transport, la distribution et la vente au détail. Les limites entre ces segments sont très artificielles, car elles sont le résultat d'accidents historiques et de commodités administratives.

Les limites de ces segments de l'industrie ne sont pas utiles pour repenser la structure de l'industrie de l'électricité de l'Alberta. Tant au niveau des politiques qu'au niveau physique, les changements dans un domaine entraînent souvent des répercussions inattendues dans des régions éloignées, comme l'a démontré le présent article.

L'arrivée d'un grand nombre de producteurs d'énergie renouvelable peut modifier profondément le fonctionnement du marché. En plus des répercussions accrues de la rétention économique dont il a été question plus haut, le niveau de force, de stabilité et de flexibilité du réseau est profondément influencé par les ressources servant à la production d'énergie qui ne peuvent pas être mises à contribution pour accroître la production lorsque le réseau en a besoin.

---

[39] Alberta Energy Regulator, « Liability Management: Moving away from the liability management rating (LMR)» (dernière consultation le 21 août 2024), en ligne : <www.aer.ca/providing-information/by-topic/liability-management>. Voir Auditor General of Alberta, *Liability Management of (Non-Oil Sands) Oil and Gas Infrastructure: Alberta Energy Regulator* (Alberta : Auditor General of Alberta, 2023), en ligne (pdf) : <www.oag.ab.ca/wp-content/uploads/2023/03/Liability-management-oil-gas-mar2023.pdf>.

[40] *Alberta Utilities Commission, supra* note 1 au para 152.

[41] *Lettre du ministre Nathan Neudor, supra* note 2 au para 3.

[42] *Alberta Utilities Commission, supra* note 1 au para 184.

Le coût sans cesse croissant du transport est un autre résultat des anciennes politiques[43]. Cela aurait également une incidence sur l'utilisation des terres si un plus grand nombre de lignes de transport d'électricité inefficientes étaient construites uniquement pour répondre aux préférences des producteurs en ce qui concerne l'emplacement de leurs installations.

L'utilisation des terres ne devrait être considérée que comme une seule composante de cet ensemble intégré. Avec le modèle axé sur les producteurs, les propriétaires fonciers n'avaient pas de place à la table; la situation est en train de changer, et un régime plus équilibré émergera sans doute avec le temps. Entre-temps :

- Même si l'impact sur toutes les parties sera négligeable, il est rassurant de savoir qu'il y aura des restrictions aux projets de production d'énergie renouvelable sur des terres agricoles.

- Il est également rassurant de savoir qu'il y aura des contraintes sur les impacts visuels que les éoliennes et d'autres installations de production peuvent avoir sur le panorama, même s'il sera difficile de définir avec précision cette exigence.

- Bien que l'emplacement des terres de la Couronne n'ait pas été particulièrement attrayant pour les producteurs, l'occasion de mener une mobilisation significative des différents groupes d'intervenants sera précieuse pour définir les règles que tous les utilisateurs devront suivre.

- Bien que les projets éoliens et solaires ne présentent pas de coûts de remise en état importants par rapport aux activités pétrolières et gazières[44], il est maintenant temps d'établir les règles d'engagement futur pour toutes les centrales électriques.

Dans l'ensemble, l'industrie évolue vers un réseau d'énergie géré et contrôlé de façon plus centralisée, conformément aux lois rigides de la physique.

L'une des leçons tirées du dernier cycle de restructuration de l'industrie de l'électricité à la fin des années 1990 est que personne n'est assez omniscient pour prévoir toutes les conséquences d'une décision importante. De plus, bon nombre des préoccupations et des coutumes héritées de la structure antérieure ne seront pas prises en compte dans la structure future.

Le processus actuel d'enquête publique à grande échelle, suivi de la diffusion publique des orientations stratégiques, clarifie les règles du jeu pour tous les intervenants et permet à l'industrie dans son ensemble d'examiner plus à fond les conséquences d'une politique. Mais le temps presse : l'industrie de l'électricité de l'Alberta est comme un avion en vol, et nous n'avons pas l'option de le mettre hors service tandis que nous remanions sa structure[45]. Des changements doivent être apportés rapidement, ce qui sera sûrement inconfortable et posera inévitablement des risques.

Dans l'examen de ces questions foncières, la Commission s'est vu confier un rôle positif et constructif pour ce qui est de recevoir, d'analyser et de résumer les points de vue généraux de l'industrie, en se fondant sur des mémoires publics. Au fur et à mesure que de nouvelles lois seront élaborées, il sera

---

[43] En 1996, au moment de l'ouverture du marché concurrentiel de la production d'énergie, les coûts de transport étaient de 557 millions de dollars; en 2023, ils étaient de 2 729 millions de dollars, soit une augmentation de 390 %. Au cours de la même période, la charge de pointe est passée de 7 818 MW à 12 384 MW, une augmentation de 58 %. Voir Alberta Electric System Operator, *2023 Year in Review: Management's Discussion and Analysis*, (2024), en ligne (pdf) : <www.aeso.ca/assets/2023-AESO-Financial-Results_WEB.pdf>. Voir aussi Alberta Electric System Operator, *2023 Year in Review: Acting now to create the power system of the future*, (2024), en ligne (pdf) : <www.aeso.ca/assets/2023-AESO-Year-in-Review_WEB.pdf>. Voir aussi *Re Gridco* (1990), Proceeding 7051, Disposition ED95124, Applications 162369-1-6, à la p 85, en ligne : Alberta Utilities Commission <www2.auc.ab.ca/Proceeding26911/ProceedingDocuments/26911_X0583_26911%20VIDYA%20Evidence%20-%20Transmission%20in%20Context_000806.pdf#search=162369>.

[44] *Alberta Utilities Commission, supra* note 1. « Le profil de risque lié à la remise en état des centrales électriques renouvelables est relativement plus faible que celui des autres industries, car il n'y a pas de risque d'épuisement du carburant et le risque de contamination est plus faible » [traduction] à la p 37.

[45] Il faut se rappeler qu'au cours des cinq années qui se sont écoulées entre la libre concurrence en matière de production (1996) et la libre concurrence en matière de vente au détail (2001), aucune centrale de production importante n'a été construite et qu'en 2000-2001, les prix du marché ont augmenté à un point tel que le gouvernement a imposé des comptes de report pour atténuer le choc des tarifs.

indubitablement jugé approprié de fournir à l'AUC de nouveaux pouvoirs et une orientation plus claire dans ces domaines et dans d'autres domaines relevant de son mandat, en tirant parti de son expertise reconnue en matière d'évaluation des enjeux sociaux, économiques et environnementaux dans ses décisions.

Au cours des trois dernières décennies, la situation enviable de l'Alberta a fourni presque par inadvertance les ressources nécessaires pour maintenir la pertinence, la stabilité et la force du réseau[46]. Il est à souhaiter que les nombreux avantages de la concurrence puissent être mis à profit dans une nouvelle structure de l'industrie, mais par-dessus tout, les lumières doivent rester allumées et les tarifs doivent demeurer raisonnables. Les résolutions actuelles sur les questions liées aux terres constituent un pas utile dans ce qui semble être la bonne direction. ■

[46] Voir Alberta Electric System Operator, *AESO 2023*: Reliability Requirements Roadmap, (2023), en ligne (pdf) : <www.aeso.ca/assets/Uploads/future-of-electricity/AESO-2023-Reliability-Requirements-Roadmap.pdf>.

QU'EST-CE QUE LA CARBONEUTRALITÉ – ET COMMENT LES CRÉDITS COMPENSATOIRES PEUVENT-ILS NOUS AIDER À L'ATTEINDRE?

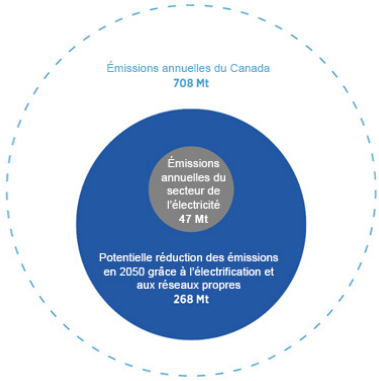
*David Morton**

INTRODUCTION

Le 10 juin 2024, le Conseil Consultatif Canadien de l'Électricité a publié son rapport final intitulé *L'avenir électrique du Canada : un plan pour réussir la transition* (rapport du Conseil Consultatif Canadien de l'Électricité)[1]. Ce rapport précise ce qui suit :

> Pour que le Canada atteigne son objectif de carboneutralité, de nombreuses études ont conclu qu'en plus d'éliminer en grande partie les émissions [de gaz à effet serre] provenant de la production actuelle d'électricité, la part de l'énergie globale fournie par l'électricité devra approximativement tripler, passant de 17 % à une proportion comprise entre 40 et 70 %. En d'autres termes, en une seule génération, l'électricité propre doit devenir la principale source d'énergie au Canada[2].

Cependant, le rapport indique également que même ce niveau d'électrification ne contribuera qu'à hauteur de 38 % aux réductions d'émissions requises[3].



* David Morton est un ingénieur professionnel possédant plus de 45 ans d'expérience qui se spécialise dans la règlementation des services publics et la politique énergétique. Il a dirigé la British Columbia Utilities Commission (BCUC) et a mené plusieurs enquêtes importantes pour le gouvernement de la Colombie-Britannique. Il œuvre actuellement auprès d'associations internationales de règlementation de l'énergie et participe fréquemment à des conférences ainsi qu'à des séances de formation sur la scène mondiale.

[1] Conseil Consultatif Canadien de l'Électricité, *L'avenir électrique du Canada : un plan pour réussir la transition,* Rapport Final, 2024, en ligne : <ressources-naturelles.canada.ca/nos-ressources-naturelles/sources-denergie-reseau-distribution/infrastructures-lelectricite/le-conseil-consultatif-canadien-de-lelectricite/lavenir-electrique-canada-plan-reussir-transition> [*CCCE*].

[2] *Ibid* à la p 37.

[3] Potentielle réduction des émissions de 268 MT grâce à l'électrification / émissions annuelles totales de 708 Mt = 28 % (*ibid* à la p 10).

Les 62 % restants des émissions totales de gaz à effet serre (eGES) nécessaires pour atteindre les réductions sont constitués d'une combinaison d'énergie fournie par les combustibles fossiles qui ne peut être électrifiée et de processus non utilisés pour la production d'énergie. Si le rapport reconnaît les défis posés par la « réduction potentielle des émissions en 2050 grâce à l'électrification et aux réseaux propres » [traduction][4], il ne dit rien sur la manière dont les eGES restants peuvent être réduites.

Comment le Canada réduira-t-il les 62 % restants des émissions totales? Ces émissions peuvent-elles être éliminées? Si ce n'est pas le cas, prévoit-on atténuer ces émissions en mettant en œuvre une stratégie de carboneutralité?

Cela soulève des questions dont le rapport ne traite pas, telles que : Qu'est-ce que la carboneutralité et quel est son rapport avec l'électrification? Comment le reste des eGES sera-t-il éliminé? Qui décide des politiques de carboneutralité?

Le présent article vise à passer en revue le cadre international de déclaration et de réduction des eGES ainsi qu'à examiner le rôle des crédits compensatoires dans ce cadre. On se penchera ensuite sur la manière dont les crédits compensatoires sont gérés au Canada et dans ses provinces — la politique qui sous-tend les investissements dans les projets de crédits compensatoires et le rôle des crédits compensatoires dans l'atteinte des objectifs de carboneutralité.

QU'EST-CE QUE LES GES?

L'*Accord de Paris*[5] fixe des limites d'émission pour les eGES, que le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) définit comme suit :

> Constituants gazeux de l'atmosphère, tant naturels qu'anthropiques, qui absorbent et émettent un rayonnement à des longueurs d'onde données du spectre du rayonnement infrarouge thermique émis par la surface de la Terre, l'atmosphère et les nuages […] La vapeur d'eau (H_2O), le dioxyde de carbone (CO_2), l'oxyde nitreux (N_2O), le méthane (CH_4) et l'ozone (O_3) sont les principaux gaz à effet de serre présents dans l'atmosphère terrestre. Il existe également des gaz à effet de serre résultant uniquement des activités humaines, tels que les hydrocarbures halogénés et autres substances contenant du chlore et du brome, dont traite le Protocole de Montréal. Outre le CO_2, le N_2O et le CH_4, le Protocole de Kyoto traite, quant à lui, d'autres gaz à effet de serre tels que l'hexafluorure de soufre (SF_6), les hydrofluorocarbones (HFC) et les hydrocarbures perfluorés (PFC)[6].

Dans le présent article, ces gaz sont désignés collectivement sous le nom de GES, sauf indication contraire du contexte. En outre, les GES sont souvent comptabilisés et déclarés en t d'éq. CO_2, c'est-à-dire en tonnes métriques d'équivalent en CO_2.

L'*Accord de Paris* a été adopté par 196 parties, dont le Canada, lors de la Conférence des Nations unies sur les changements climatiques (COP21) à Paris, en France, en 2015. Il est entré en vigueur en 2016[7], et le Canada l'a ratifié la même année[8].

---

[4] *CCCE*, *supra* note 1 aux pp 10, 49.

[5] *Accord de Paris*, à titre d'annexe du *Rapport de la Conférence des Parties sur sa vingt et unième session, tenue à Paris du 30 novembre au 13 décembre 2015, Additif – Deuxième partie : Mesures prises par la Conférence des Parties à sa vingt et unième session*, 12 décembre 2015, document des Nations Unies FCCC/CP/201510/Add.1, 55 ILM 740 (entré en vigueur le 5 octobre 2016 et ratifié par le Canada le 4 novembre 2016. [*Accord de Paris*].

[6] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, *Rapport du groupe de travail I – Les éléments scientifiques* – Annexe I : Glossaire » (dernière consultation : le 19 août 2024), en ligne : <archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/fr/annexsannexe-1.html>.

[7] Voir Nations Unies – Changements climatiques, « Processus et réunions : L'accord de Paris » (dernière consultation : 1er août 2024), en ligne : <unfccc.int/fr/a-propos-des-ndcs/l-accord-de-paris>.

[8] Voir Gouvernement du Canada : Environnement et Ressources naturelles, « Conférence de l'ONU sur les changements climatiques : l'Accord de Paris », (dernière consultation : 1er août 2024), en ligne : <www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/accord-paris.html>.

SOURCES ET PUITS DE GES

L'article 13 de l'*Accord de Paris*[9] engage tous les signataires à élaborer, à mettre à jour périodiquement, à publier et à mettre à disposition leurs inventaires nationaux des émissions anthropiques par les sources et des absorptions par les puits de GES. En tant que signataire de l'*Accord de Paris*, le Canada s'est engagé à déclarer ses eGES, ce qu'il a fait dans son plus récent *Rapport d'inventaire national 1990–2021 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada en 2023*[10].

Les principaux puits naturels sont les océans et la végétation. L'*Accord de Paris* exige que les parties prennent des mesures pour conserver et renforcer, le cas échéant, les puits et les réservoirs de gaz à effet de serre, y compris la biomasse, les forêts et les océans ainsi que les autres écosystèmes terrestres, côtiers et marins[11].

Cependant, les GES, en particulier le CO_2, peuvent également être retirés de l'atmosphère par des activités humaines délibérées, puis stockés durablement dans des réservoirs géologiques, terrestres ou océaniques, ou dans des produits. Le GIEC ne fait pas de distinction entre les puits naturels et les puits créés par les activités humaines, définissant un puits comme « tout processus, activité ou mécanisme qui élimine de l'atmosphère des gaz à effet de serre, des aérosols ou des précurseurs de gaz à effet de serre »[12].

QU'EST-CE QUE LA CARBONEUTRALITÉ?

On parle de carboneutralité lorsque la quantité de GES ajoutée à l'atmosphère par les sources est égale à la quantité éliminée par les puits, le tout mesuré sur une période convenue, de préférence la plus courte possible[13]. Atteindre le carboneutralité ne nécessite pas intrinsèquement de réduction des émissions — en théorie, le carboneutralité pourrait être atteint sans réduction des émissions s'il y avait suffisamment de puits pour absorber tous les GES émis, bien qu'il y ait des obstacles pratiques importants à cette approche.

L'idée de la carboneutralité est née de recherches menées à la fin des années 2000, qui ont conclu que le réchauffement planétaire ne s'arrêtera que si les émissions nettes de CO_2 sont réduites à zéro[14]. La carboneutralité était un élément fondamental des objectifs de l'*Accord de Paris*, comme le reflète l'article 4.1 de l'accord :

> En vue d'atteindre l'objectif de température à long terme énoncé à l'article 2, les Parties cherchent à parvenir au plafonnement mondial des émissions de gaz à effet de serre dans les meilleurs délais, étant entendu que le plafonnement prendra davantage de temps pour les pays en développement Parties, et à opérer des réductions rapidement par la suite conformément aux meilleures données scientifiques disponibles de façon <u>à parvenir à un équilibre entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre</u> au cours de la deuxième moitié du siècle, sur la base de l'équité, et dans le contexte du développement durable et de la lutte contre la pauvreté [soulignement ajouté] [15].

---

[9] *Accord de Paris*, *supra* note 5, art 13.

[10] Environnement et Changement climatique Canada, *Rapport d'inventaire national 1990–2021 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada – La déclaration du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, (édition 2023, partie 3), en ligne : <publications.gc.ca/collections/collection_2023/eccc/En81-4-2021-3-fra.pdf>.

[11] Voir *Accord de Paris*, *supra* note 5, art 5.1; voir aussi *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, 9 mai 1992, 1771 R.T.N.U. 107, art 4.1-d.

[12] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, *Climate Change 2021: The Physical Science Basis: Annex VII: Glossary*, Contribution du Groupe de travail 1, J.B. Robin Matthews et al, Cambridge University Press, 2022 à la p 2249.

[13] Le fait d'avoir la moitié de la concentration souhaitée de CO_2 pendant 50 ans, suivie du double pour les 50 prochaines années, entraînerait la carboneutralité sur une période de 100 ans, mais ce n'est pas ce que prévoit l'*Accord de Paris*.

[14] Myles R. Allen et al, « Net Zero: Science, Origins, and Implications » (2022) 47, Annual Review of Environment and Resources 849, en ligne : <annualreviews.org/docserver/fulltext/energy/47/1/annurev-environ-112320-105050.pdf?expires=1723048008&id=id&accname=guest&checksum=FD05D4E10A6512A68A1E9E1EF6B93E72>.

[15] *Accord de Paris*, *supra* note 5 art 4.1.

Le terme carboneutralité a gagné en popularité après que le GIEC a publié son rapport spécial sur le réchauffement planétaire de 1,5 °C (SR15) en 2018[16].

CRÉDITS COMPENSATOIRES POUR LES GES

Un « crédit compensatoire pour le carbone » ou « crédit compensatoire », désigne de manière générale une réduction des eGES ou une augmentation des GES qui sont capturés et stockés afin de compenser les eGES qui se produisent ailleurs. Une fois achevé, un projet de crédits compensatoires permet de réaliser ces réductions.

Les crédits compensatoires sont générés dans le cadre de projets de crédits compensatoires et peuvent être achetés par des émetteurs de GES, les aidant ainsi à respecter leurs exigences légales en matière de réduction des émissions. Ils peuvent également être achetés par des organisations qui ne sont pas tenues par la loi de déclarer ou de réduire leurs émissions, mais qui le font volontairement, ou pour répondre aux attentes de leurs actionnaires ou de leurs clients en matière d'environnement, de société et de gouvernance (ESG). Certaines de ces organisations peuvent également financer des projets de crédits compensatoires. De plus, les crédits compensatoires peuvent offrir aux promoteurs de projets de crédits compensatoires la possibilité de monétiser la production de leur projet.

Cependant, un marché pour les crédits compensatoires associés n'est pas nécessaire pour qu'un projet de crédits compensatoires soit viable. Par exemple, on pourrait considérer qu'il est dans l'intérêt public de financer publiquement un projet de crédits compensatoires afin d'aider à réduire les émissions qui sont considérées comme une responsabilité sociétale. Le financement de cette nature pourrait être assuré par des gouvernements, des organisations non gouvernementales (ONG) ou des organisations du secteur privé.

CRÉDITS COMPENSATOIRES AU CANADA

Il existe un certain nombre de projets générant des crédits compensatoires au Canada. Le gouvernement fédéral, la Colombie-Britannique (C.-B.) et l'Alberta tiennent tous des registres de projets. Les projets de crédits compensatoires figurant dans les registres comprennent des exemples de toutes les catégories dont il est question ci-dessus. Il n'est pas surprenant que la C.-B. ait un nombre important de projets de séquestration en forêt et que l'Alberta ait un certain nombre de projets qui utilisent des puits de pétrole et de gaz épuisés dans le même but. Les deux provinces ont un nombre important de projets de remplacement de combustible, certains vers les biocarburants et beaucoup pour soutenir l'électrification.

Le Système de tarification fondé sur le rendement (STFR), en place au niveau fédéral et dans la plupart des provinces, fournit un marché pour les crédits compensatoires générés par les projets décrits dans le paragraphe précédent. Bien que chaque province diffère quelque peu dans les détails de mise en œuvre, la description du programme de la C.-B. donne un aperçu de l'approche générale à ce sujet.

Le STFR de la C.-B. impose une obligation de déclaration aux entreprises qui émettent plus de 10 000 tonne d'équivalent CO_2 par an. Ces « entreprises déclarantes » peuvent prétendre à une exonération de la taxe sur le carbone pour les combustibles et carburants qu'elles utilisent dans leurs installations, mais elles ont l'obligation de respecter leur limite annuelle d'émissions. Les activités qui émettent moins que leur limite annuelle d'émissions permettent d'obtenir des crédits. Les activités qui dépassent leur limite d'émissions entraînent des obligations de conformité qui peuvent être satisfaites par des crédits gagnés, des unités compensatoires ou des paiements de pénalités directs.

[16] Hans-Otto Pörtner et al, *Réchauffement planétaire de 1,5 °C* (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat : 2019), en ligne (pdf) : <www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/SR15_Summary_Volume_french.pdf>.

Les ventes de crédits compensatoires sont gérées par le gouvernement de la C.-B. selon un barème de prix. Le STFR de la C.-B. impose également une limite à la quantité de crédits compensatoires pouvant être appliquée aux obligations de conformité d'une entreprise[17]. Les crédits compensatoires sont achetés à la fois par des entreprises déclarantes et non déclarantes.

SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE CRÉDITS COMPENSATOIRES QUÉBEC-CALIFORNIE

La province de Québec participe à un système de plafonnement et d'échange, qui comprend un programme d'échange de crédits compensatoires, avec l'État de la Californie.

Le marché d'échange de droits d'émission partagé entre l'État américain de la Californie et la province canadienne du Québec est administré par Western Climate Initiative Inc. (WCI). WCI administre également les systèmes individuels d'échange de droits d'émissions de la Nouvelle-Écosse et de l'État de Washington. Elle fournit également des services administratifs, techniques et d'infrastructure pour soutenir la mise en œuvre de programmes de plafonnement et d'échange dans d'autres régions nord-américaines[18].

WCI définit un certificat de crédit compensatoire comme suit :

> Un type d'instrument de conformité qui est attribué par l'autorité du programme d'une région partenaire participante dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de la région associée au commanditaire d'un projet de crédits compensatoires d'eGES [...] Un certificat de crédit compensatoire représente une réduction ou une élimination d'une tonne d'équivalent CO_2. La réduction ou l'élimination doit répondre aux critères essentiels recommandés pour que les réductions et les éliminations soient réelles, additionnelles, permanentes et vérifiables. Les réductions et les éliminations doivent également être clairement détenues, respecter les protocoles recommandés et résulter d'un projet situé dans une zone géographique admissible [traduction][19].

Les protocoles de crédits compensatoires de WCI exigent que « les avantages environnementaux, sociaux, économiques et sanitaires pouvant découler d'un projet de crédits compensatoires et du système de crédits compensatoires se concentrent sur les avantages directement liés à l'atténuation des changements climatiques. Un projet de crédits compensatoires de WCI doit uniquement entraîner une réduction ou une élimination des émissions de gaz à serre » [traduction][20].

---

[17] Gouvernement de la Colombie-Britannique, « Getting started with the B.C. output-based pricing system » (février 2024), en ligne (pdf) : <www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/action/carbon-tax/obps-technical-backgrounder.pdf> [*Gouvernement de la Colombie-Britannique*].

[18] Western Climate Initiative, Inc., « Greenhouse gas emissions trading: a cost-effective solution to climate change », en ligne : <wci-inc.org>.

[19] Western Climate Initiative, « Offset System Essential Elements Final Recommendations Paper » (juillet 2010), en ligne (pdf) : <www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-WCI/recommandations-finales-elements-essentiels-WCI-en.pdf>.

[20] *Ibid* à la p 7.

Au début du programme, les crédits compensatoires étaient régis comme suit[21] :

Comparaison des systèmes de plafonnement et d'échange de la Californie et du Québec au 28 mai 2015		
	Californie	**Québec**
Limite de crédit compensatoire	Peut représenter 8 % de l'obligation de conformité d'une entité règlementée	Peut représenter 8 % de l'obligation de conformité d'une entité règlementée
Limite d'utilisation des crédits compensatoires pour 2013 (millions de crédits compensatoires)	13	2,1
Types de catégories de crédits compensatoires	• Ressources de projets forestiers et de forêts urbaines américains; • Projets relatifs à l'élevage de bétail; • Projets relatifs aux substances appauvrissant la couche d'ozone; • Projets de forêts urbaines.	• Installations de stockage de fumier couvertes — destruction du CH_4; • Sites de décharge - destruction du CH_4; • Destruction des substances appauvrissant la couche d'ozone (SAO) contenues dans la mousse isolante récupérées dans les appareils.

Selon les termes de l'accord de plafonnement et d'échange conclu entre le Québec et la Californie, les crédits compensatoires peuvent être échangés entre les participants aux programmes des deux régions.

L'utilisation des crédits compensatoires en Californie est actuellement limitée à 4 % de l'obligation de conformité d'une entité pour la période actuelle de 2021 à 2025 (comparativement à 8 % pendant la période allant de 2013 à 2020), mais cette limite d'utilisation passera à 6 % pour la période allant de 2026 à 2030. À la mi-juillet 2022, près de 240 millions de crédits compensatoires de l'Air Resources Board (ARB) ont été octroyés en Californie, et près de 50 millions sont encore en circulation[22].

UTILISATION DES CRÉDITS COMPENSATOIRES AU NIVEAU INTERNATIONAL – LE PARTENARIAT INTERNATIONAL D'ACTION SUR LE CARBONE

Comment le Canada et ses provinces se situent-ils au niveau international? En janvier 2023, le Partenariat international d'action sur le carbone (ICAP) a publié son rapport intitulé *Offset Use Across Emissions Trading Systems* (utilisation des crédits compensatoires dans le cadre des systèmes d'échange de droits d'émissions). Ce rapport de 2023 indique ce qui suit :

> On a assisté, à un moment ou à un autre, à l'intégration de dispositions relatives aux crédits compensatoires dans la conception de nombreux systèmes d'échange de droits d'émissions (SEDE) dans le monde.

[21] Voir Jonathan Drance, « Examining California and Quebec's cap-and-trade systems » (28 mai 2015), en ligne : <www.stikeman.com/en-ca/kh/canadian-energy-law/examining-california-and-quebec-cap-and-trade-systems>.

[22] Legislative Analyst's Office, « California's Cap-and-Trade Program: Frequently Asked Questions: How Do Offsets Work? » (24 octobre 2023), en ligne : <lao.ca.gov/Publications/Report/4811>.

> Les responsables de systèmes en cours d'élaboration, comme ceux de la Colombie et du Viêt Nam, se penchent sur la manière dont ils pourraient intégrer les crédits compensatoires. Au fil du temps, les systèmes ont eu tendance à se fonder davantage sur les crédits compensatoires nationaux que les crédits compensatoires internationaux et à mettre en place des mécanismes d'attribution de crédits auto-établis plutôt qu'administrés de manière indépendante. Les approches en matière de crédits compensatoires diffèrent également en d'autres points, notamment la portée géographique et sectorielle, le niveau de dépendance à l'égard des crédits compensatoires et les méthodologies (ou « protocoles ») pour la production de crédits compensatoires. Plusieurs responsables de systèmes ont choisi, dès le départ ou par la suite, de ne pas inclure de dispositions en matière de crédits compensatoires. Il s'agit notamment de l'Allemagne, de l'Autriche, du SEDE britannique, de la Suisse, du SEDE de l'Union européenne (UE), de la Nouvelle-Écosse et du Massachusetts [traduction][23].

La figure ci-dessous donne un aperçu de l'utilisation des crédits compensatoires dans les SEDE actuels[24].

L'expérience du SEDE de l'UE est résumée dans le rapport. Au cours de la première phase (2005–2007), les entités règlementées étaient autorisées à utiliser sans limite les crédits, à l'exception de ceux provenant de grands projets hydroélectriques et de projets d'utilisation des terres, de changement d'affectation des terres et de sylviculture.

Cependant, dans la pratique, aucun crédit compensatoire n'a été utilisé en raison de l'effondrement du prix des droits à la fin de la première phase. « Au cours de la deuxième phase (2008–2012), après le relèvement du plafond du SEDE de l'UE, les crédits compensatoires sont devenus une solution intéressante, mais des inquiétudes ont circulé quant à l'additionnalité et à l'intégrité environnementale de certains types de projets. L'UE a donc limité les crédits compensatoires de certains types en introduisant des critères qualitatifs et a interdit les crédits provenant de projets de gaz industriels » [traduction][25].

L'expérience de l'UE illustre l'importance d'un marché dont les prix soutiennent le développement de projets de crédits compensatoires et d'un ensemble solide de critères pour l'élaboration de projets afin de garantir un soutien public continu.

LE RÔLE DES CRÉDITS COMPENSATOIRES DANS LE CARBONEUTRALITÉ – ET LES CONTROVERSES QUI LES ENTOURENT

Il y a un consensus croissant au sujet du rôle des crédits compensatoires dans un monde carboneutre. Par exemple, Bloomberg déclare :

> « Peu d'organisations peuvent atteindre leurs objectifs de carboneutralité uniquement grâce à des initiatives de réduction des émissions. La plupart d'entre elles se retrouvent avec des émissions résiduelles, qu'elles peuvent neutraliser grâce à des crédits compensatoires pour le carbone » [traduction] [26].

---

[23] Stephanie La Hoz Theuer et al, *Offset Use Across Emissions Trading Systems* (Berlin: Secretariat of the International Carbon Action Partnership, 2023), à la p 11, en ligne (pdf) : <icapcarbonaction.com/system/files/document/ICAP %20offsets %20paper_vfin.pdf>.

[24] *Ibid*.

[25] *Ibid* à la p 13.

[26] Bloomberg Professional Services, « Why net-zero targets require carbon offsets to succeed » (25 avril 2022), en ligne : <www.bloomberg.com/professional/insights/commodities/why-net-zero-targets-require-carbon-offsets-to-succeed>.

Cependant, malgré ce consensus croissant, l'utilisation des crédits compensatoires continue d'être critiquée pour un certain nombre de raisons, notamment :

- Les crédits compensatoires peuvent retarder les réductions actives d'émissions — ils ne devraient être envisagés qu'une fois que tous les moyens de réduction et d'élimination des eGES ont été épuisés.

- Les crédits compensatoires peuvent conduire à une quantification inappropriée des réductions d'émissions des projets.

- Les crédits compensatoires peuvent entraîner une double comptabilisation des réductions d'émissions.

- L'utilisation de crédits compensatoires a un effet dissuasif sur l'adoption de mesures d'atténuation.

Les critiques formulées à l'encontre des crédits compensatoires peuvent parfois résulter du rôle différent que jouent les crédits compensatoires dans la déclaration des réductions de GES et dans l'octroi d'incitations et de fonds aux entités qui réduisent leurs eGES. Les exemples suivants illustrent ces différents rôles.

Considérez les catégories suivantes de projets de crédits compensatoires :

1. Les projets qui conservent et améliorent les puits et réservoirs naturels de gaz à effet de serre. La reforestation et la restauration des zones humides en sont des exemples.

2. Les procédés construits par l'homme pour capturer les GES présents dans l'atmosphère et les transporter vers une installation de stockage où ils peuvent être séquestrés et stockés pour une durée indéterminée. C'est ce que l'on appelle communément le captage direct du carbone (CDP).

3. Le captage des eGES directement à partir d'une source d'émission et leur transport vers une installation de stockage où ils peuvent être séquestrées et stockées pour une durée indéterminée. C'est ce que l'on appelle communément le captage et le stockage du carbone (CSC).

4. Le remplacement d'un procédé émetteur de GES par un procédé différent qui génère moins ou pas de GES — par exemple, le remplacement d'un compresseur alimenté au gaz naturel par un compresseur alimenté à l'électricité. C'est ce que l'on appelle communément le « remplacement de combustible ».

Les projets de crédits compensatoires des troisième et quatrième catégories éliminent les émissions qui sont simultanément émises par un processus établi ou éliminent les émissions qui se produiraient s'il n'y avait pas de projet de crédits compensatoires. Bien qu'il s'agisse en soi d'une « carboneutralité », la vente du crédit compensatoire qui en résulte permet à l'acheteur de continuer à émettre une quantité équivalente de GES.

En outre, un projet de crédits compensatoires de type « remplacement de combustible » élimine totalement ou partiellement les eGES associés à un processus d'émission. Par conséquent, en ce qui concerne ces eGES éliminés, il n'y a pas de véritable « compensation ».

Cependant, de nombreuses régions autorisent l'échange de crédits compensatoires générés par le remplacement des combustibles et le CSC, pour des raisons stratégiques valables. En substance, tous les crédits compensatoires constituent un incitatif financier pour le promoteur d'un projet de crédits compensatoires afin de réduire ou d'éliminer les émissions de gaz à effet de serre et fournissent une voie pour le subventionnement du propriétaire d'un procédé générateur d'eGES. Globalement, les émissions sont réduites.

Cela dit, il peut toujours y avoir un risque de double comptage si le vendeur et l'acheteur d'un crédit compensatoire revendiquent tous deux la même réduction d'eGES.

À l'exception des crédits compensatoires de la catégorie 4 ci-dessus, qui incitent à l'élimination permanente des eGES, toutes les catégories de crédits compensatoires sont considérées par de nombreux détracteurs comme permettant la poursuite des émissions de GES.

Un article paru dans Nature en 2021 résume ces critiques :

> Les engagements de carboneutralité ne sont pas une alternative aux réductions urgentes et globales des émissions. En effet, le carboneutralité exige que l'on se concentre davantage sur l'élimination des sources

> d'émissions difficiles que cela n'a été le cas jusqu'à présent. La « neutralité » dans carboneutralité est essentielle, mais le besoin d'intégrité sociale et environnementale impose des contraintes strictes sur la portée, le calendrier et la gouvernance de l'élimination du dioxyde de carbone et des crédits compensatoires pour le carbone [traduction][27].

Ces critiques sont-elles valables? Malgré celles-ci, l'objectif de carboneutralité est devenu le cadre principal des stratégies de réduction des GES, alors que de nombreux pays et organisations se fixent des objectifs de carboneutralité et s'aventurent dans le domaine des crédits compensatoires comme moyen d'atteindre ces objectifs[28].

CONCEPTION D'UN PROGRAMME DE CRÉDITS COMPENSATOIRES

Compte tenu des critiques formulées à l'encontre des crédits compensatoires, comment celles-ci peuvent-elles faire partie d'une stratégie de carboneutralité acceptée et fructueuse? L'ICAP est un forum international pour les gouvernements et les autorités publiques qui ont mis en œuvre ou prévoient de mettre en œuvre des SEDE. Dans le cadre de ses travaux sur les SEDE, l'ICAP a examiné le rôle des crédits compensatoires dans ces systèmes et gère les marchés d'échange de crédits compensatoires. Selon l'ICAP, les crédits compensatoires devraient :

- être additionnels, c'est-à-dire que la réduction n'aurait pas eu lieu sans l'incitation créée par les revenus de crédits compensatoires;
- être correctement quantifiés, de sorte que les réductions d'émissions ne soient pas surestimées;
- être permanents ou s'accompagner d'un moyen d'atténuer les dommages causés à l'environnement par les renversements;
- être comptabilisés de manière appropriée (de sorte que les réductions d'émissions aient un demandeur exclusif et ne fassent pas l'objet d'une double demande);
- ne pas décourager les mesures d'atténuation prises par la région qui accueille le projet de crédits compensatoires[29].

Peut-être en réponse aux critiques formulées à l'encontre des crédits compensatoires, de nombreuses régions ont imposé des limites au montant et à la nature des crédits compensatoires pouvant être utilisés. Bien qu'il s'agisse d'une approche raisonnable pour atténuer le risque d'un programme de crédits compensatoires impopulaire, la limite elle-même peut-elle constituer un risque pour une stratégie de carboneutralité? Nombreux sont ceux qui considèrent qu'il est difficile et coûteux d'atteindre le carboneutralité. Par conséquent, limiter l'utilisation des crédits compensatoires pourrait potentiellement compromettre les efforts déployés pour y parvenir.

CONCLUSION

Les crédits compensatoires permettent d'atteindre la « neutralité » dans le concept de la « carboneutralité ». Sans eux, tous les processus émettant des GES d'origine humaine doivent être éliminés ou remplacés par des processus non émetteurs. Sans les crédits compensatoires, nous devrons apprendre à vivre sans les procédés émetteurs de GES qui ne peuvent pas être remplacés par des procédés non émetteurs.

Face à ce choix difficile, il est clair que les crédits compensatoires ont un rôle à jouer. Cependant, la viabilité des crédits compensatoires dépend de nombreux éléments, notamment de leur intégrité, de leur économie, de leur acceptation publique et politique et de l'ingéniosité des promoteurs. Comment les politiques publiques peuvent-elles les soutenir?

Le rapport du Conseil consultatif indique que pour atteindre les objectifs du pays de la manière

---

[27] Sam Fankhauser et al, « The meaning of net zero and how to get it right » (2022) 12 Nature Climate Change 15 à la p 19, en ligne (pdf) : <www.nature.com/articles/s41558-021-01245-w.pdf>.

[28] John Lang, « Energy & Climate Intelligence Unit: Net Zero: A short history » (8 janvier 2021), en ligne : <eciu.net/analysis/infographics/net-zero-history>. Voir aussi Jorei Rogelj et al, « Net-zero emissions targets are vague: three ways to fix » (16 mars 2021), en ligne : <www.nature.com/articles/d41586-021-00662-3>.

[29] *Supra* note 23 à la p 10.

la plus rentable, la part de marché de l'électricité devra être multipliée par trois environ en l'espace d'une seule génération, pour devenir la principale forme d'approvisionnement énergétique du pays. En outre, les prévisions actuelles indiquent que plus de 10 gigawatts (GW) de nouvelle électricité sans émissions devront être ajoutés aux réseaux électriques canadiens chaque année d'ici à 2050. Cela signifie que la capacité de production d'électricité doit augmenter au moins trois fois plus vite qu'au cours des dernières décennies[30].

Tripler, en 25 ans, la quantité d'électricité produite et acheminée est un objectif ambitieux qui, comme le souligne le rapport, nécessitera une réforme règlementaire considérable et un investissement estimé entre 1,1 et 2 000 milliards de dollars. Pour mettre 10 GW en perspective, cela équivaut à 9 nouveaux barrages du Site C chaque année d'ici à 2050!

De plus, alors que certaines modélisations montrent une réduction globale des coûts énergétiques totaux pour 70 % des personnes, 30 % des personnes — les plus vulnérables économiquement parmi nous — devront faire face à des factures d'énergie plus élevées[31].

Même si cet objectif d'électrification est réalisable, il ne représente que moins de la moitié des émissions du Canada en 2050. Les projets de crédits compensatoires comblent cette lacune — de plus, ils peuvent soutenir l'effort d'électrification, si cela s'avère nécessaire.

Il est essentiel de maintenir la confiance du public dans toute politique relative aux crédits compensatoires. La politique publique actuelle relative aux crédits compensatoires est-elle transparente et compréhensible? Pour réussir, elle doit l'être. Les considérations politiques incluent les suivantes :

- Faut-il limiter l'utilisation des crédits compensatoires afin de trouver un équilibre entre la nécessité de prendre des mesures d'atténuation et le rapport coût-efficacité offert par les crédits compensatoires?

- Faut-il imposer des restrictions sur la nature des projets de crédits compensatoires?

- Comment doit-on gérer un marché des crédits compensatoires?

- Quelles subventions publiques, le cas échéant, devraient être disponibles pour le développement de projets de crédits compensatoires?

- Les normes et pratiques de vérification et d'audit sont-elles suffisantes pour garantir qu'il existe un demandeur exclusif, que les réductions d'émissions ne sont pas surdéclarées, que les réductions sont permanentes et qu'elles ne font pas l'objet d'une double déclaration?

Le groupe d'experts du rapport du Conseil consultatif a recommandé au gouvernement ce qui suit : « La feuille de route en matière d'énergie doit clairement énoncer l'objectif de carboneutralité d'ici 2050 » [traduction][32]. L'article 4.1 de l'*Accord de Paris*[33] fournit des directives à cet égard : nous avons besoin d'une voie équitable et économiquement durable pour atteindre nos objectifs de carboneutralité. Une voie qui ne désavantage pas les citoyens les plus démunis.

Une discussion ouverte sur les crédits compensatoires et une approche réfléchie à cet égard sont nécessaires. Gardons l'esprit ouvert sur la façon dont les crédits compensatoires peuvent aider le Canada à atteindre ses objectifs de carboneutralité et à respecter ses obligations internationales. ■

---

[30] Cela présente un double défi.

[31] *CCCE*, *supra* note 1 à la p 34.

[32] *Ibid* à la p 158.

[33] *Gouvernement de la Colombie-Britannique*, *supra* note 17.

QUE NOUS RÉVÈLE LA DÉCISION *LA ROSE* SUR LES LITIGES RELATIFS AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES AU CANADA?

*Nigel Bankes, Jennifer Koshan, Jonnette Watson Hamilton et Martin Olszynski**

Au cours de la dernière décennie, les litiges relatifs aux changements climatiques se sont multipliés rapidement dans des pays partout dans le monde, tout comme les publications universitaires sur la jurisprudence selon diverses perspectives disciplinaires. Le Sabin Center for Climate Change Law dispose d'une excellente base de données[1] à ces sujets. Parmi les affaires importantes dans d'autres pays, mentionnons la décision *Urgenda*[2] et la décision *Shell*[3] aux Pays-Bas, ainsi que la décision de 2021 de la Cour constitutionnelle de l'Allemagne[4]. De leur côté, les organismes non gouvernementaux de l'environnement (ONGE) australiens ont été particulièrement actifs pour porter les questions liées aux changements climatiques devant les tribunaux, notamment dans le contexte des projets de gaz naturel et de charbon, la plus célèbre affaire étant *Sharma*[5].

Ces affaires ont des bases doctrinales et théoriques différentes. Certaines sont fondées sur le droit constitutionnel national, d'autres sur la mise en œuvre nationale des traités internationaux relatifs aux droits de la personne, et d'autres, comme *Sharma*, sur les principes du droit de la responsabilité délictuelle. Les ONGE ont certes eu des gains de cause considérables, mais ils ont

---

* Nigel Bankes est professeur émérite à la faculté de droit de l'Université de Calgary.

Jennifer Koshan est professeure à la faculté de droit et titulaire de la Chaire d'excellence en recherche de l'Université de Calgary.

Jonnette Watson Hamilton est Professeure émérite à la faculté de droit de l'Université de Calgary.

Martin Olszynski est professeur agrégé à la faculté de droit de l'Université de Calgary.

Nous tenons à remercier Drew Yewchuk et Shaun Fluker pour leurs commentaires utiles sur les ébauches précédentes.

Cet article a déjà été publié dans un format différent sous la plume de Nigel Bankes, de Jennifer Koshan, de Jonnette Watson Hamilton et de Martin Olszynski, intitulé « What Does La Rose Tell Us About Climate Change Litigation in Canada? » (2 février 2024), en ligne (pdf) : *ABlawg* <ablawg.ca/wp-content/uploads/2024/02/Blog_NB_JK_JWK_MO_LaRose.pdf>.

[1] Sabin Center for Climate Change Law, « Climate Change Litigation Databases », en ligne : <climatecasechart.com>.

[2] Civiel Recht, Hoge Raad [Cour suprême des Pays-Bas, Division des affaires civiles], 20 décembre 2019, *Urgenda v Netherlands*, no 19-00135 (Pays-Bas) [*Urgenda*].

[3] Civiel Recht, Rechtbank Den Haag [Tribunal du district de La Haye, Division des affaires civiles], 26 mai 2021, *Milieudefensie et al v Royal Dutch Shell plc*, no C/09/571932 / HA ZA 19-379 (Pays-Bas) [*Shell*].

[4] Bundesverfassungsgericht [Cour constitutionnelle fédérale], 24 mars 2021, *Neubauer et al v Germany*, no 2656/18 (Allemagne) [*Neubauer et al v Germany*].

[5] *Sharma by her litigation representative Sister Marie Brigid Arthur v Minister for the Environment* (2021), FCA 560 (FC Australia), appel accueilli, [2022] FCAFC 35 (FCFC Australia) [*Sharma*].

aussi essuyé des revers importants — le plus surprenant étant probablement celui en Norvège[6].

Au regard de ce contexte mondial plus vaste, les litiges relatifs aux changements climatiques au Canada, en particulier les litiges fondés sur les droits, ont tardé à faire leur apparition. Quoi qu'il en soit, la décision *La Rose*[7] de la Cour d'appel fédérale (l'objet du présent article) et l'affaire *Mathur*[8] qui est devant les tribunaux de l'Ontario, témoignent de l'émergence d'une certaine mobilisation à cet égard. Dans *Mathur v Ontario*[9], et *Mathur v His Majesty the King in Right of Ontario*[10], les demandeurs ont contesté la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'Ontario en affirmant qu'elle allait à l'encontre de l'article 7 (droit à la sécurité de la personne) et de l'article 15 (droit à l'égalité) de la *Charte canadienne des droits et libertés*[11]. La demande a été autorisée à passer à une audience sur le fond après avoir survécu à la requête en radiation du gouvernement de l'Ontario, mais elle a été rejetée au procès. La juge MarieAndrée Vermette de la Cour supérieure de justice de l'Ontario a finalement conclu qu'il n'y avait eu aucune violation de l'article 7 étant donné que « Les demandeurs n'ont pas démontré que la privation de leurs droits en vertu de l'article 7 de la Charte allait à l'encontre des principes de justice fondamentale […] » [traduction][12]. Il n'y a pas eu non plus de violation de l'article 15, principalement parce que les répercussions disproportionnées que subiraient les demandeurs, en tant que jeunes, seraient causées par les changements climatiques eux-mêmes et non par la cible de réduction des gaz à effet de serre de l'Ontario[13]. L'appel des demandeurs a été entendu par la Cour d'appel de l'Ontario en janvier 2024, et la Cour a réservé sa décision.

Dans *La Rose*, les demandeurs sont 15 enfants et jeunes résidant dans sept provinces et un territoire. Dans ce cas-ci, la cible est le gouvernement fédéral. Les demandeurs allèguent qu'en ne s'attaquant pas au problème des changements climatiques, le gouvernement viole les articles 7 et 15 de la *Charte*. Les demandeurs dans *La Rose* allèguent également que le Canada contrevient à ses obligations d'intérêt public, en particulier son obligation « de préserver et de protéger intrinsèquement les ressources publiques — plans d'eau, air et pergélisol — afin que les générations actuelles et futures puissent avoir accès à ces ressources, les utiliser et en profiter »[14]. Les demandes de réparation des demandeurs — dont il a été question dans la décision de la Cour fédérale au sujet de la requête en radiation du gouvernement — comprenaient « une ordonnance enjoignant aux défendeurs de préparer et de mettre en œuvre un plan de rétablissement climatique exécutoire qui corresponde à la juste part du Canada dans le budget carbone mondial afin de parvenir à une réduction réductions des émissions de GES qui soit compatible avec le maintien d'un système climatique stable »[15]. Les demandeurs entendaient par un système climatique stable un climat « favorable à la vie et aux libertés humaines »[16]. Le juge Michael Manson de la Cour fédérale a accueilli la requête en radiation du Canada principalement au motif que les revendications n'étaient pas justiciables. En appel, dans un jugement unanime rédigé par le juge Donald Rennie, la Cour d'appel fédérale a confirmé la requête en radiation relative à la revendication fondée sur l'article 15, mais a accueilli l'appel relatif à la revendication fondée sur l'article 7 des demandeurs — du moins dans la mesure où la Cour a donné aux

[6] Cour suprême de Norvège, 22 décembre 2022, *Nature and Youth Norway et Greenpeace Nordic Friends of the Earth Norway et al v The State*, no 20-0510525IV-HRET (Norvège).

[7] *La Rose c Canada*, 2023 CanLII 241 (CAF) [*La Rose*].

[8] *Mathur v Ontario*, 2020 CanLII 6918 (ONSC) et *Mathur v His Majesty the King in Right of Ontario*, 2023 CanLII 2316 (ONSC).

[9] *Mathur v Ontario*, 2020 CanLII 6918 (ONSC).

[10] *Mathur v His Majesty the King in Right of Ontario*, 2023 CanLII 2316 (ONSC) [*Mathur*].

[11] *Charte canadienne des droits et libertés*, partie I de la *Loi constitutionnelle de 1982*, annexe B de la *Canada Act 1982* (UK), 1982, c 11 [*Charte*].

[12] *Mathur*, *supra* note 10, au para 171.

[13] *Ibid* aux pp 177–83.

[14] *La Rose*, *supra* note 7 au para 53.

[15] *La Rose c Canada*, 2020 CanLII 1008 (FC) au para 12f).

[16] *Ibid* au para 6.

parties l'autorisation de modifier leurs actes de procédure[17].

Le jugement du juge Rennie énonce également les motifs de l'appel de la Cour dans l'affaire connexe *Misdzi Yikh c Canada*[18]. Cette affaire a été portée devant les tribunaux par deux groupes de Wet'suwet'en House représentés par leurs Dini Ze' (chefs en chef) alléguant que les mesures prises par le gouvernement fédéral relativement aux changements climatiques représentaient une violation des articles 7 et 15 de la *Charte* et un manquement du Canada à légiférer pour la paix, l'ordre et le bon gouvernement. La juge Glennys McVeigh, de la Cour fédérale, avait rejeté la revendication dans *Misdzi Yikh* en intégralité[19]. Le juge Rennie a conclu que la revendication en vertu de l'article 7 de la *Charte* pouvait être entendue avec des actes de procédure modifiés en l'espèce également.

Cet article aborde tout d'abord et surtout les motifs de la décision rendue par le juge Rennie dans l'affaire *La Rose*, mais nous formulons également des commentaires sur l'affaire *Misdzi Yikh*.

LE CRITÈRE POUR UNE REQUÊTE EN RADIATION

Une revendication devrait être radiée si il est clair et évident qu'elle n'a aucune chance raisonnable d'être accueillie. En appliquant ce critère, « les faits doivent être considérés comme prouvés, à moins qu'ils ne puissent manifestement pas être prouvés […] l'acte de procédure doit être lu de la façon la plus libérale qui soit et, reconnaissant que la loi n'est pas statique et évolue pour tenir compte des situations nouvelles et émergentes, le juge saisi des requêtes doit permettre l'instruction des revendications inédites, mais soutenables […] »[20]

JUSTICIABILITÉ

Le juge Rennie a souligné plusieurs motifs possibles pour la radiation des revendications, soit la non-justiciabilité, le défaut de divulguer une cause d'action raisonnable ou une lacune dans les actes de procédure[21]. Une revendication est justiciable si un tribunal a à la fois la capacité institutionnelle (ce qu'un tribunal peut faire) et la légitimité pour trancher la question (ce qu'un tribunal doit faire). Une question est justiciable dans une cause constitutionnelle si elle concerne la validité des actions du gouvernement plutôt que la sagesse des choix faits par le Parlement. Les questions concernant la sagesse des actions ou de l'inaction sont des questions qui doivent être tranchées par les organes législatif ou exécutif du gouvernement dans un système parlementaire de Westminster plutôt que par le pouvoir judiciaire[22]. Une revendication n'est pas rendue non justiciable simplement parce qu'elle porte sur des questions politiquement sensibles ou controversées, pourvu qu'elle comporte une composante juridique suffisante[23].

En appliquant ces critères dans *La Rose*, le juge Rennie a conclu que les revendications des demandeurs étaient justiciables. Il a fait remarquer que la question des changements climatiques n'était pas simplement une question de choix politique étant donné qu'elle avait été cristallisée dans la loi. Ici, le juge Rennie a fait référence[24] au préambule de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*[25], qui fait référence à l'engagement du Canada à respecter sa contribution déterminée au niveau national en vertu de l'*Accord de Paris*[26]. De plus,

---

[17] *Ibid* aux para 21–22.

[18] *Misdzi Yikh c Canada*, 2020 CanLII 1059 (FC) [*Misdzi Yikh*].

[19] *Ibid*.

[20] *La Rose*, *supra* note 7 au para 19.

[21] *Ibid* au para 20.

[22] *Ibid* au para 26.

[23] *Ibid* aux para 33–36, s'inspirant en particulier des motifs concordants de la juge Bertha Wilson dans l'arrêt *Operation Dismantle c La Reine*, 1985 CSC 441.

[24] *La Rose*, *supra* note 7 au para 32.

[25] *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, LC 2018, c 12, art 186.

[26] *Accord de Paris*, à titre d'annexe du *Rapport de la Conférence des Parties sur sa vingt et unième session, tenue à Paris du 30 novembre au 13 décembre 2015, Additif – Deuxième partie : Mesures prises par la Conférence des Parties à sa vingt et unième session*, 12 décembre 2015, document des Nations Unies FCCC/CP/201510/Add.1, 55 ILM 740 (entré en vigueur le 5 octobre 2016 et ratifié par le Canada le 4 novembre 2016. [*Accord de Paris*].

précise-t-il : « Il ne faut pas oublier que les revendications des appelants visent des mesures législatives — lois, instruments réglementaires et décrets en vigueur »[27]. Il ajoute ensuite : « [l]eurs revendications comportent donc un aspect juridique suffisant, et elles satisfont à la partie relative à la légitimité de l'analyse de la justiciabilité »[28].

Pour en arriver à cette conclusion, le juge Rennie a fait la distinction avec la décision *Ami(e)s de la Terre c Canada (Gouverneur en conseil)*[29]. Comme le juge Rennie l'a fait remarquer,[30] *Ami(e)s de la Terre* est une affaire dans laquelle la conclusion de non-justiciabilité dépendait en grande partie du fait que le Parlement avait attribué les mécanismes de responsabilisation dans la *Loi de mise en œuvre du Protocole de Kyoto*[31] au Parlement lui-même et non aux tribunaux. Nous sommes d'accord avec cette évaluation, et nous convenons également que l'affaire *Ami(e)s de la Terre* ne peut pas appuyer « la proposition selon laquelle toutes les revendications portant sur les changements climatiques ne soulèvent intrinsèquement aucune question justiciable »[32].

Bien que cette analyse ait révélé une cible juridique suffisante, il était également nécessaire d'évaluer si cette cible était trop diffuse et si un tribunal avait la compétence institutionnelle nécessaire pour « désigner des réparations efficaces et exécutoires pour remédier de façon significative aux préjudices allégués »[33]. Ici, le juge Rennie a prévenu qu'un tribunal devrait faire preuve de prudence avant de conclure que les réparations demandées pourraient rendre une revendication non justiciable. Après tout, les tribunaux ont la capacité de prononcer une déclaration suspendue en réponse à une conduite inconstitutionnelle afin de donner au pouvoir législatif la possibilité de réagir[34]. De plus, la science des changements climatiques a évolué de façon à permettre l'établissement d'une « cible de réduction des GES fondée sur la science », ce qui signifie qu'un « système climatique stable […] pourrait être établi au moyen de témoignages d'experts » au procès[35]. Il s'agit d'une reconnaissance importante du concept d'un système climatique stable, même si le juge Rennie ne fait pas expressément référence à l'idée d'un budget carbone. Le juge Rennie a ajouté que les demandes de réparation sont souvent modifiées dans le cadre d'un litige et que, bien que certaines des demandes de réparation des demandeurs puissent être trop prescriptives ou trop générales, il serait toujours possible d'adapter les recours de façon appropriée en cas de manquement[36].

En somme, dans *La Rose*, les revendications ont été jugées justiciables et la même conclusion doit vraisemblablement s'appliquer aux revendications dans *Misdzi Yikh*. Il s'agit d'une conclusion importante, parfaitement conforme à la jurisprudence d'autres juridictions et avec la décision *Mathur*. À notre avis, nous observerions un résultat à la fois fort étrange et désolant si les affaires relatives aux changements climatiques fondées sur les droits étaient justiciables dans d'autres juridictions, mais pas ici, au Canada.

CLAIR ET ÉVIDENT ET DROIT SUBSTANTIEL

La question fondamentale de la justiciabilité étant réglée, le juge Rennie pourrait s'en remettre au droit substantiel qui sous-tend les revendications particulières des demandeurs pour voir si elles échoueraient en vertu du critère clair et évident de l'omission de divulguer une cause d'action raisonnable. Le premier était l'argument de la fiducie d'intérêt public non conforme aux droits de la *Charte* des jeunes demandeurs.

---

[27] *La Rose*, *supra* note 7 au para 33.

[28] *Ibid* au para 45.

[29] *Ami(e)s de la Terre c Canada (Gouverneur en conseil)*, 2008 CF 1183 [*Ami(e)s de la Terre*], confirmé par 2009 CAF 297, demande d'autorisation d'appel rejetée, 2010 CSC 33469.

[30] *La Rose*, *supra* note 7 au para 40.

[31] *Loi de mise en œuvre du Protocole de Kyoto*, LC 2007, c 30.

[32] *La Rose*, *supra* note 7 au para 42.

[33] *Ibid* au para 47.

[34] *Ibid* au para 48.

[35] *Ibid* au para 49, suivant la décision de 2023 dans *Mathur v His Majesty the King in Right of Ontario* au para 123.

[36] *La Rose*, *supra* note 7 aux para 51–52.

LA REVENDICATION FONDÉE SUR LA FIDUCIE D'INTÉRÊT PUBLIC

La doctrine de la fiducie d'intérêt public n'a pas la même importance en droit canadien en général, ou en droit constitutionnel canadien en particulier, qu'aux États-Unis. Pour cette seule raison, il n'est pas surprenant que le juge Rennie ait refusé de s'ingérer dans la conclusion du juge Manson selon laquelle la revendication des demandeurs ne révélait pas une cause d'action raisonnable[37]. Le juge Rennie a conclu que la capacité (ou le pouvoir) du gouvernement d'agir dans l'intérêt public ne se traduisait pas par une obligation générale de le faire[38]. Cela ne signifie pas que toutes les revendications fondées sur la fiducie d'intérêt public sont vouées à l'échec, mais bien que tout effort visant à appliquer une telle doctrine dans l'ensemble du gouvernement fédéral représentait un trop gros pas. Il vaut mieux construire progressivement cette doctrine — la méthodologie de la common law — plutôt que de proclamer une ère nouvelle.

LA REVENDICATION POBG DES DEMANDEURS DE *MISDZI YIKH*

Le juge Rennie s'est ensuite penché sur la revendication des demandeurs de *Misdzi Yikh* relativement au pouvoir du gouvernement fédéral de paix, d'ordre et de bon gouvernement (POBG). À l'instar de la doctrine de la fiducie d'intérêt public, les demandeurs ont dû relever le défi de convertir un pouvoir fédéral de faire de certains types de lois en une obligation de faire une loi co-étendue avec le pouvoir (et un droit corrélatif des demandeurs de veiller à ce qu'une telle loi soit promulguée). Ce n'est pas une mince affaire, et, comme nous l'avons dit plus tôt au sujet de la doctrine de la fiducie d'intérêt public, ce n'est pas le cas lorsqu'on tente d'utiliser le principe de POBG pour transformer un pouvoir législatif en une obligation d'agir justiciable. Si une telle obligation existe, elle doit découler des droits conférés par la *Charte*, et non du langage du pouvoir de légiférer ou des principes du fédéralisme. Autrement dit, le pouvoir de POBG ne constitue pas une cause d'action autonome, mais si les demandeurs peuvent établir une base fondée sur la *Charte* pour des mesures de protection, il semble possible qu'un tribunal puisse ordonner une action fédérale, même si cela exige que le gouvernement fédéral s'appuie sur son pouvoir de POBG. Après tout, dans la mesure où l'incapacité des provinces alimente le pouvoir de POBG[39], le gouvernement fédéral pourrait être le seul à avoir le pouvoir de prendre les mesures de protection nécessaires. Mais en l'espèce, dans *Misdzi Yikh*, les demandeurs ne semblent pas avoir expressément combiné leurs arguments relatifs au pouvoir de POBG à la *Charte*.

Par conséquent, nous sommes d'accord avec les conclusions du juge Rennie concernant la revendication fondée sur le pouvoir de POBG[40], mais nous tenons à préciser que ses commentaires concernant le recours à la jurisprudence comparative et internationale doivent être interprétés dans leur contexte, comme nous l'expliquons au paragraphe suivant.

Dans l'affaire *Misdzi Yikh*, les demandeurs ont fondé leur cause sur les décisions des tribunaux du Royaume-Uni dans les affaires *Bancoult* ou *Chagos Islands*[41] qui visaient à déterminer si les pouvoirs de POBG du gouvernement britannique s'étendaient au retrait par l'exécutif des habitants du territoire britannique de l'océan Indien pour des motifs politiques. Le juge Rennie a refusé tout renvoi à ces affaires pour déterminer le bien-fondé des arguments, mais a également formulé les motifs plus généraux suivants :

> Quoi qu'il en soit, l'analyse constitutionnelle s'appuie principalement sur la jurisprudence canadienne, qui est à son tour, façonnée par notre histoire politique et sociale et qui ne s'appuie sur des

[37] *Ibid* au para 59.

[38] *Ibid* au para 60.

[39] *Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, 2021 CSC 11, au para 152 [*Renvois relatifs à la LTPCGES*].

[40] *La Rose*, *supra* note 7 au para 69.

[41] Voir *R (Bancoult) v Secretary of State for Foreign and Commonwealth Affairs*, [2001] QB 1067 [*Bancoult (No 1)*] et *R (Bancoult) v Secretary of State for Foreign and Commonwealth Affairs*, [2008] UKHL 61 [*Bancoult (No 2)*]) [*Bancoult* ou *Chagos Islands*].

> décisions de tribunaux étrangers ou des principes de droit international ou de droit comparé que dans des circonstances exceptionnelles (*Québec [Procureure générale] c. 9147-0732 Québec inc.*, 2020 CSC 32, [2020] 3 RCS 426 au para 43 à 47). Cette pratique est motivée par la réalité évidente que les mesures adoptées dans d'autres contextes peuvent être peu pertinentes, qui est un point particulièrement important en ce qui trait auxdécisions Bancoult.[42]

Bien que nous soyons généralement d'accord avec ce sentiment en ce qui concerne les questions de partage des pouvoirs, et plus particulièrement l'interprétation du pouvoir de POBG dans le contexte des principes du fédéralisme canadien, nous sommes fondamentalement en désaccord avec ce sentiment appliqué aux litiges fondés sur les droits (et la *Charte*) dans le contexte des litiges sur les changements climatiques. Dans la mesure où ce litige repose en grande partie sur un ensemble de normes relatives aux droits de la personne partagées à l'échelle internationale, nous estimons que la jurisprudence internationale et la jurisprudence comparative (décrites dans nos paragraphes d'introduction) devraient présenter un intérêt et une valeur considérables pour les tribunaux canadiens. Nous remarquons que la Cour suprême du Canada, dans l'arrêt *Renvois relatifs à la LTPCGES*[43] et la juge Vermette, dans l'affaire *Mathur*[44] semblent être beaucoup plus ouvertes à l'idée de recourir à cette jurisprudence.

Il y a aussi une autre raison précise pour laquelle il faut consulter le droit international dans le contexte des demandeurs autochtones et du droit climatique, à savoir en raison de la jurisprudence du Comité des droits de l'homme des Nations Unies à propos de l'article 27 (la disposition sur les droits des minorités) du *Pacte international relatif aux droits civils et politiques*[45]. Cette jurisprudence est importante parce que le Comité insiste sur la possibilité que l'article 27 (même s'il est formulé de façon négative), dans certaines circonstances, puisse exiger qu'un État partie prenne des mesures positives pour s'assurer que les minorités autochtones continuent d'avoir accès aux éléments matériels de leur culture[46]. Compte tenu de la réticence judiciaire à interpréter les droits garantis par la *Charte* comme imposant au gouvernement l'obligation de prendre des mesures de protection positives pour assurer la jouissance du droit (voir la discussion ci-dessous), cette jurisprudence appuie une interprétation plus généreuse des droits comme étant plus que de simples protections contre l'État.

RÉCLAMATIONS FONDÉES SUR LA *CHARTE*

Cela nous amène aux revendications des demandeurs en vertu de la *Charte*. Le juge Rennie a commencé par la garantie d'égalité prévue à l'article 15 et l'argument des jeunes demandeurs selon lequel les changements climatiques les touchent de façon disproportionnée, l'absence d'une réponse législative solide équivalant à une discrimination fondée sur l'âge. Comme l'a souligné la Cour, une violation de l'article 15 est évaluée selon un critère à deux volets : premièrement, le tribunal doit déterminer « si la mesure législative ou l'acte de l'État crée une distinction fondée sur un motif énuméré ou analogue »[47], et deuxièmement, le tribunal doit déterminer « si la mesure législative ou l'acte de l'État impose des fardeaux ou nie un avantage d'une manière qui a pour effet de perpétuer, de renforcer ou d'accentuer un certain désavantage subi par le groupe, de façon systémique ou historique »[48].

---

[42] *La Rose*, *supra* note 7 au para 74.

[43] *Renvois relatifs à la LTPCGES*, *supra* note 39 aux para 2, 7–13, 24, 167, 171, 187–190, 206.

[44] Voir *Mathur*, *supra* note 10, en particulier aux para 17, 146.

[45] *Pacte international relatif aux droits civils et politiques*, 19 décembre 1966, 999 UNTS 171 art 27 (entré en vigueur le 23 mars 1976, adhésion du Canada le 19 mai 1976).

[46] Voir en particulier CDHNU, Communication no 3634/2019, *Daniel Billy and others v Australia (Torres Strait Islanders Petiton)*, UN Doc CCPR/C/135/D/3624/2019, en ligne : <climatecasechart.com/wp-content/uploads/non-us-case-documents/2022/20220923_CCPRC135D36242019_decision.docx>. Voir aussi le commentaire général no 23 du Comité sur l'article 27 adopté le 26 avril 1994, en ligne : <tbinternet.ohchr.org/_layouts/15/treatybodyexternal/Download.aspx? symbolno=CCPR%2FC%2F21%2FRev.1%2FAdd.5&Lang=fr>.

[47] *La Rose*, *supra* note 7 au para 79.

[48] *Ibid*.

Au début de son analyse, le juge Rennie a reconnu que « [l]es changements climatiques ont un effet dramatique et en évolution rapide sur tous les Canadiens et sur les communautés autochtones et du Nord, en particulier »[49] et qu'il « ne fait aucun doute non plus que le fardeau de s'attaquer à ces conséquences aura une incidence disproportionnée sur les jeunes Canadiens »[50]. Tout en acceptant le principe selon lequel lorsque le gouvernement confère un avantage ou impose un fardeau, il doit le faire sans discrimination, le juge Rennie a également fait remarquer que « l'État est libre de s'attaquer progressivement aux inégalités »[51] et n'a pas « une obligation positive distincte d'adopter des régimes de prestations visant à corriger des inégalités sociales »[52]. Il a caractérisé la revendication des demandeurs comme étant liée à des inégalités futures et à des inégalités intergénérationnelles, et conclu que ce n'était pas le rôle approprié des tribunaux de traiter de tels préjudices[53]. Le juge Rennie a fait remarquer que les allégations de discrimination fondée sur l'âge sont uniques en ce sens qu'elles sont vécues universellement et qu'il est accepté que les mesures prises par le gouvernement « auront nécessairement une incidence différente sur les différentes générations »[54]. Bien que la communauté internationale commence à reconnaître les droits climatiques des jeunes et l'équité intergénérationnelle, des obligations comme celles découlant de la Convention relative aux droits de l'enfant[55] n'ont pas tenu compte du cadre de l'article 15 d'une manière qui appuierait l'argument des demandeurs[56]. Le juge Rennie a maintenu la décision de radier les réclamations des demandeurs en vertu de l'article 15 sans autorisation de modification.

Il restait donc les revendications en vertu de l'article 7, qui devaient être évaluées de manière à déterminer : 1) si la loi ou l'action de l'État a privé les demandeurs de leur vie, de leur liberté ou de leur sécurité; et 2) si cette privation était contraire aux principes de justice fondamentale[57]. Le juge Rennie a également souligné la nécessité que les actes de procédure établissent un lien de causalité suffisant entre l'action d'État contestée et le préjudice subi par les demandeurs[58].

L'analyse du juge Rennie des droits positifs par rapport aux droits négatifs était axée sur l'idée que l'article 7 protège contre la privation de la vie, de la liberté et de la sécurité de la personne par l'État, plutôt que sur le droit à un régime législatif ou à une action de l'État qui favorise ces intérêts[59]. Cela dit, il a reconnu que la Cour suprême et les tribunaux inférieurs ont laissé la porte ouverte à l'argument selon lequel l'article 7 pourrait englober les revendications de droits positifs dans des circonstances spéciales, une approche particulièrement importante pour reconnaître les obligations internationales du Canada en matière de droits de la personne[60]. Le juge Rennie a également souligné qu'il est bien accepté que la ligne de démarcation entre les droits positifs et négatifs peut être difficile à tracer[61] et que l'orientation positive/négative d'un droit pourrait simplement dépendre de la perspective adoptée[62]. Il a utilisé un excellent exemple pour illustrer ce point, en faisant référence au droit à l'accessibilité des personnes en situation de handicap qui ont besoin d'appareils et accessoires d'assistance, « mais seulement parce que l'État a mis en place des programmes et des infrastructures inaccessibles »[63].

---

[49] *Ibid* au para 76.

[50] *Ibid*.

[51] *Ibid* au para 81.

[52] *Ibid*.

[53] *Ibid* aux para 82–83. Voir aussi les paragraphes 123–124. Voir la comparaison avec le cycle intergénérationnel de l'emprisonnement dont il est question dans *R c Sharma*, 2022 CSC 39.

[54] *La Rose*, *supra* note 7 au para 86.

[55] *Convention relative aux droits de l'enfant*, 20 novembre 1989, 1577 UNTS 3 (entrée en vigueur le 2 septembre 1990, adhésion du Canada le 2 septembre 1990).

[56] *La Rose*, *supra* note 7 au para 87.

[57] *Ibid* au para 89.

[58] *Ibid* aux para 90–91.

[59] *Ibid* au para 92.

[60] *Ibid* aux para 96–99.

[61] *Ibid* au para 101.

[62] *Ibid* au para 103.

[63] *Ibid* au para 102.

Dans le contexte du droit de l'environnement, il est utile de rappeler qu'avant l'expansion de l'état de l'environnement moderne, la position de la common law était que « la pollution est toujours illégale et, en soi, constitue une nuisance » [traduction][64]. Par la suite, des lois environnementales modernes ont été adoptées pour interdire largement les dommages environnementaux d'une part, mais aussi pour ouvrir la porte à l'autorisation règlementaire (c'est à dire législative) de tels dommages, d'autre part. En d'autres termes, comme dans l'exemple des personnes en situation de handicap, où le juge Rennie a souligné la construction par l'État de programmes et d'infrastructures inaccessibles, l'État a également autorisé des industries et des activités déstabilisatrices du climat qui menacent maintenant les droits garantis par la *Charte* des demandeurs.

Le juge Rennie a également conclu que l'obligation pour l'État de dépenser des fonds pour redresser des torts n'éteint pas les réclamations en vertu de l'article 7[65].

Ce contexte étant établi, le juge Rennie a conclu que les tribunaux d'instance inférieure avaient commis une erreur en radiant les revendications en vertu de l'article 7 au motif qu'il s'agissait de revendications pour la reconnaissance de droits positifs. Dans *Misdzi Yikh*, la revendication alléguait une privation directe et continue de la sécurité de la personne liée à des actions particulières de l'État qui ont affecté la sécurité alimentaire, la culture et les économies des demandeurs[66]. Bien que la revendication des jeunes demandeurs dans *La Rose* soit de nature plus prospective, on pourrait interpréter cela comme une allégation de privation « des fruits des engagements du Canada en vertu de la loi »[67] à l'égard des changements climatiques, ce qui cause de la détresse psychologique[68]. Bien que, dans l'affaire *Mathur*, la Cour supérieure de justice de l'Ontario (ONSC) ait conclu que toute privation de vie, de liberté ou de sécurité de la personne dans la réponse de l'Ontario aux changements climatiques ne s'était pas révélée contraire aux principes de justice fondamentale, cette décision a suivi un procès complet sur le fond[69]. Citant l'arrêt *Renvois relatifs à la LTPGES*[70] de la Cour suprême, le juge Rennie a souligné que les changements climatiques « représentent un défi existentiel et une menace de la plus haute importance pour le pays et l'avenir de l'humanité qui ne peut être ignoré »[71]. Cela équivalait au type de « circonstances particulières » qui devraient permettre la poursuite d'une demande en vertu de l'article 7[72] bien qu'avec des modifications aux actes de procédure requis[73].

Le juge Rennie n'était pas d'accord non plus avec l'argument du gouvernement selon lequel « un lien de causalité entre les mesures législatives et la privation d'un intérêt en vertu de l'article 7 ne peut "manifestement pas être prouv[é] »»[74]. Il ne s'agit pas de prouver que « l'acte gouvernemental contesté ou les mesures gouvernementales contestées »[75] est « le seul élément ou l'élément dominant de la privation alléguée », mais plus simplement qu'il y a « un lien réel plutôt qu'un lien hypothétique »[76]. Il est important de garder cela à l'esprit, compte tenu de la prolifération des litiges climatiques fondés sur la *Charte* dans plusieurs provinces, y compris, plus récemment, en Saskatchewan[77]. Aucune loi gouvernementale et aucune

---

[64] *Groat v Edmonton (City)*, [1928] SCR 522, au para 532, 1928 CanLII 49 (SCC).

[65] *La Rose*, *supra* note 7 au para 104.

[66] *Ibid* au para 105.

[67] *Ibid* au para 106.

[68] *Ibid* au para 125.

[69] *Mathur*, *supra* note 10 aux para 111–12.

[70] *Renvois relatifs à la LTPGES*, *supra* note 39 au para 67.

[71] *La Rose*, *supra* note 7 au para 116.

[72] *Ibid*.

[73] *Ibid*, voir la discussion aux para 128–34.

[74] *Ibid* au para 113.

[75] *Ibid*.

[76] *Ibid*, citant *Canada (Procureur général) c Bedford*, 2013 CSC 72 au para 76.

[77] Will McLernon, « Saskatchewan residents taking province to court to try to force climate action », *CBC* (24 avril 2023), en ligne : <www.cbc.ca/news/canada/saskatchewan/saskatchewan-residents-taking-province-to-court-over-climate-inaction-1.6820631>.

émission de GES connexe, qu'elle soit fédérale ou provinciale, ne constitueront le seul élément ou même l'élément dominant des changements climatiques. Toutefois, comme l'a fait remarquer la Cour suprême dans l'arrêt *Renvois relatifs à la LTPGES*, « [l]es émissions de chaque province sont clairement mesurables et elles contribuent aux changements climatiques »[78].

La façon dont le juge Rennie a traité l'article 7 est louable, mais nous sommes déçus des motifs qu'il a invoqués au sujet de l'article 15, et les deux ensembles de motifs sont difficiles à concilier. En vertu de l'article 7, c'est l'impact actuel et continu des changements climatiques sous forme de détresse psychologique qui permet la poursuite de la revendication[79], et cette perspective aurait pu être appliquée à l'article 15. Si nous acceptons qu'il soit au moins possible de soutenir que les jeunes ressentent de façon disproportionnée une grande anxiété à l'égard des mesures prises par le gouvernement pour lutter contre les changements climatiques, ou que les jeunes éprouvent une détresse qualitativement différente de celle du reste de la population, cela aurait dû être suffisant pour que la revendication en vertu de l'article 15 puisse aller de l'avant[80].

Le juge Rennie a déclaré que la question dont il était saisi était « de savoir s'il est raisonnable de soutenir que cette réalité [c'est à dire l'effet préjudiciable des changements climatiques sur les demandeurs] relève du champ d'application de l'article 15 »[81]. Il n'a pas appliqué le critère à deux volets pour évaluer les revendications en vertu de l'article 15 qu'il avait établi pour déterminer si la revendication relevait du champ d'application de l'article 15[82]. Il a plutôt conclu que l'effet préjudiciable des changements climatiques sur les demandeurs « n'est pas le type d'effet préjudiciable que l'article 15 vise à prévenir »[83] et que « l'équité intergénérationnelle n'est pas visée à l'article 15 dans sa version actuelle »[84]. Il s'agit de conclusions plutôt que de motifs. Le juge Rennie a fourni un motif, mais il s'agissait d'une « justification sous-jacente » pour exclure cette revendication de la portée de l'article 15 plutôt que pour ne pas satisfaire au critère d'évaluation des revendications fondées sur l'article 15, à savoir la séparation des pouvoirs[85]. Il s'agit d'une justification sous-jacente qui ressemble beaucoup à la justiciabilité, dont le juge Rennie avait déjà traité[86]. Il avait déjà décidé que la revendication était justiciable, ce qui signifie qu'il avait décidé que la Cour avait la capacité institutionnelle et la légitimité nécessaires pour statuer sur la revendication. Sa conclusion sur la question de la justiciabilité est difficile à concilier avec le motif qu'il a invoqué pour conclure qu'il n'était pas raisonnable de soutenir que cette revendication relevait du champ d'application de l'article 15.

De plus, son motif fondé sur l'incapacité du pouvoir judiciaire de participer « aux choix politiques quant à l'affectation des ressources »[87] dépendait de la discrimination causée uniquement par les inégalités futures. Il est déconcertant de voir le juge Rennie accepter que les demandeurs aient subi un préjudice actuel aux fins d'une revendication en vertu de l'article 7[88], tout en caractérisant le même préjudice de préjudice futur prévu dans l'analyse de l'article 15. En particulier, les actes de procédure dans *Misdzi Yikh* portaient sur « une privation directe de leur droit à la sécurité de la personne »[89] qui se produit aujourd'hui et non simplement sur des préoccupations

---

[78] *Renvois relatifs à la LTPGES*, *supra* note 39 au para 188.

[79] *La Rose*, *supra* note 7 au para 125.

[80] Pour une analyse des préjudices quantitatifs et qualitatifs en vertu de l'article 15, voir Jennifer Koshan et Jonnette Watson Hamilton, « "Clarifications" or "Wholesale Revisions"? The Last Five Years of Equality Jurisprudence at the Supreme Court of Canada The Last Five Years of Equality Jurisprudence at the Supreme Court of Canada » (présenté au Litigating Equality Symposium du Centre Asper à l'Université de Toronto, mai 2023) (30 août 2023) Supreme Court L Rev, en ligne : <papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm? abstract_id=4557136>.

[81] *La Rose*, *supra* note 7 au para 77.

[82] *Ibid* au para 79.

[83] *Ibid* au para 82.

[84] *Ibid*.

[85] *Ibid* au para 83.

[86] *Ibid* aux para 23–52.

[87] *Ibid* au para 83.

[88] *Ibid* au para 90.

[89] *Ibid* au para 105.

au sujet de la façon dont la loi les toucherait lorsqu'ils seraient plus âgés, ce qui correspond à la façon dont le juge Rennie a interprété la revendication en vertu de l'article 15[90].

Dans le même ordre d'idées, il est troublant de voir que les obligations du gouvernement sont minimisées en vertu de l'article 15 alors qu'elles sont acceptées comme pouvant être contestées en vertu de l'article 7, ce qui est malheureusement le résultat de la jurisprudence récente sur les obligations positives en vertu de l'article 15[91]. En même temps, la Cour suprême du Canada a récemment reconnu que les revendications en vertu de l'article 15 ont souvent été reléguées au second plan lorsque de multiples articles de la *Charte* sont soulevés, et elle a signalé aux tribunaux que « [l]a *Charte* ne devrait pas être traitée comme si elle établissait une hiérarchie des droits dans laquelle l'art. 15 occupe un rang inférieur »[92]. Ce principe aurait dû permettre à la revendication fondée sur l'article 15 de passer au procès. Dans la mesure où le juge Rennie a conclu qu'« il y a souvent des motifs sérieux »[93] pour que le gouvernement traite les différents groupes d'âge différemment, il s'agit de considérations relatives à l'article 1 de la *Charte*. Un procès aurait été la tribune appropriée pour que le gouvernement justifie ses actions liées au climat ou son inaction.

Enfin, le juge Rennie semble avoir indûment rejeté le principe de l'équité intergénérationnelle, laissant entendre qu'il n'a pas à être pris au sérieux, apparemment en raison de sa perception de la reconnaissance limitée du principe[94]. Il en est en fait autrement. Ce principe est mentionné dans de nombreux instruments internationaux, y compris la *Convention-cadre sur les changements climatiques*[95]. Il est donc fort difficile de comprendre comment il en est arrivé si facilement à la conclusion que cette acceptation « ne crée tout de même pas de place dans le cadre de l'article 15 qui permettrait à la revendication des jeunes appelants d'être accueillie »[96].

CONCLUSION

Nous terminons en répétant l'observation de la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Renvois relatifs à la LTPGES*, selon laquelle les changements climatiques présentent « un défi existentiel […] une menace de la plus haute importance pour le pays, et […] une menace pour l'avenir de l'humanité [qui] ne saurait être ignorée. »[97]. Pourtant, compte tenu des courts cycles électoraux, les gouvernements sont souvent réticents à prendre des mesures rigoureuses lorsque le fardeau retombe sur la génération actuelle d'électeurs. Il est beaucoup plus facile de refiler la question aux générations futures d'électeurs[98]. La question au cœur du litige sur les changements climatiques est celle de savoir s'il est légal pour les gouvernements de rester les bras croisés ou de prescrire des mesures timides. Ou, comme la juge Vermette l'a indiqué dans *Mathur*, « la question est de savoir si l'Ontario a l'obligation constitutionnelle de prendre des mesures de réduction des GES dans la province à un taux plus élevé que la cible législative actuelle » [traduction][99]. Nous félicitons la Cour d'appel fédérale d'avoir reconnu que cette question met en cause l'article 7 de la *Charte*, et nous aurions seulement souhaité qu'elle aille plus loin pour reconnaître les droits à l'égalité visés par les revendications dans les affaires *La Rose* et *Misdzi Yikh*. ■

---

[90] *Ibid* au para 86.

[91] Pour une critique de ce type d'affaires, voir Jennifer Koshan et Jonnette Watson Hamilton, « "Clarifications" or "Wholesale Revisions"? The Last Five Years of Equality Jurisprudence at the Supreme Court of Canada The Last Five Years of Equality Jurisprudence at the Supreme Court of Canada » (présenté au Litigating Equality Symposium du Centre Asper à l'Université de Toronto, mai 2023) (30 août 2023) Supreme Court L Rev, en ligne : <papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm? abstract_id=4557136>. *La Rose, supra* note 81.

[92] Voir *Conseil canadien pour les réfugiés c Canada (Citoyenneté et Immigration)*, 2023 CSC 17 au para 180.

[93] *La Rose*, *supra* note 7 au para 85.

[94] *Ibid* aux para 82, 87.

[95] Voir *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, 9 mai 1992, 1771 UNTS 107, art 3(1) [*CCNUCC*]; voir aussi *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, LC 1999, c 33, al. 2(1)(a.3).

[96] *La Rose*, *supra* note 7 au para 87.

[97] *Renvois relatifs à la LTPGES, supra* note 39 au para 167; voir aussi *La Rose*, *supra* note 7 au para 116.

[98] Voir les réflexions de la Cour constitutionnelle fédérale allemande dans *Neubauer et al v Germany*, *supra* note 4 au para 206.

[99] *Mathur*, *supra* note 10 au para 117.