



PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 13, NUMÉRO 4 2025

RÉDACTEURS EN CHEF

Karen J. Taylor, B. Comm, MBA, CFA, ICD.D, Consultant, Toronto

Moin A. Yahya, BA, MA, PhD, JD, Professeur de droit, Université de l'Alberta

SUPPORTERS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEURS 2025

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

Rowland Harrison, c.r., LLB, LLM, conseiller en réglementation de l'énergie, Calgary

Sam Brothwell, BSc, Vice-président de la Stratégie et du Conseil Financier, MCR Performance Solutions

Mark Kolesar, BA, MBA, Président émérite de la Commission des Services Publics de l'Alberta

Daliana Coban, BA, JD, Avocat, Torsys LLP, Toronto

Avi Lipsitz, BA, MA, consultant principal, Power Advisory LLC

Kenneth Costello, BSc., MA, économiste réglementaire et consultant indépendant

Ruppa Louissaint, directeur des marches, Alberta Electric System Operator

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

Adebayo Majekolagbe, LLB, BL, LLM, PhD, professeur adjoint, Faculté de droit de l'Université de l'Alberta

Carl R. Danner, BA en Économie et Science Politique, MPP, PhD

Joe McKinnon, BA, MA, Électricité Canada

Ahmad Faruqui, BA, MA, PhD, économiste itinérant, San Francisco

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

Shaun Fluker, BComm, LLB, LLM, Professeur agrégé, Université de Calgary

Daniel Gralnick, JD, LLL, Associé Senior, Troys LLP, Toronto

Dwight Newman, c.r., BA, MATS, JD, MSc., BCL., MA, PhD, Professeur de droit et titulaire de la Chaire de recherche du Canada sur les droits, les communautés et le droit constitutionnel, Université de la Saskatchewan

Roy Hrab, BA, MA, directeur principal de la recherche en politiques publiques, Power Advisory LLC

Martin Olszynski, BSc, LLB, LLM, Professeur agrégé et titulaire de la Chaire en énergie, ressources et durabilité, Faculté de droit, Université de Calgary

Philip Quadrini, Analyste Principal en Réglementation, Pacific Gas and Electric Company

Jenna Renwick, BA, JD (en cours), Assistant de Recherche en Droit Constitutionnel, Université de la Saskatchewan

Byron Reynolds, BSc, JD, Associé, Dentons, Calgary

Nancy G. Rubin, c.r., BSc, JD, Associée, Stewart McKelvey

Brianne E. Rudderham, BA, JD, Associé Senior, Stewart McKelvey

Hazel Saffery, BSc, LLB, Associé, Dentons, Calgary

Tim Sargent, BA, MA, PhD, Directeur des politiques intérieures et chercheur principal, Institut Macdonald-Laurier, Ottawa

Edgardo Sepulveda, BA, MA, consultant, Sepulveda Consulting

Zoe Thoms, BA, LLB, Avocate-conseil, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

Ian Thomson, BSc, BA, MPP, JD, Associé entrant, Torys LLP

John Vellone, BSc, MBA, LLB, Avocat, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

David Wright, BA, JD, LLM, Professeur Agrégé, Université de Calgary

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la réglementation 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 réglementation 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 réglementation de l'énergie (www.energyregulationquarterly.ca).

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 6

Karen J. Taylor et Moin A. Yahya

ARTICLE

Rêves chimériques ? En décider de la transition énergétique en Ontario..... 10

Roy Hrab et Avi Lipsitz

Report des coûts relatifs à la décarbonisation : étude de cas sur la garantie de prêt fédérale 2, le cadre d'endettement du projet Maritime Link et le rôle de l'organisme de réglementation..... 20

Nancy G. Rubin, c. r. et Brianne E. Rudderham

Obligations du Canada à l'égard des changements climatiques : commentaire sur l'avis consultatif de la Cour internationale de justice..... 26

Adebayo Majekolagbe

Le réseau de l'Alberta en transition : Vue d'ensemble de l'*initiative Restructured Energy Market*..... 37

Ruppa Louissaint

Le PDG de l'Alberta Energy Regulator nie le droit à une audience publique en regard d'une demande de projet de mine de charbon 42

Nigel Bankes et Shaun Fluker

ÉDITORIAL

Rédacteurs en chef

Karen J. Taylor et Moin A. Yahya

Depuis la publication de notre dernier numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, il ne manque pas d'affaires relatives à la réglementation de l'énergie, à l'économie et à l'interaction entre le droit et les politiques, autant de questions qui sont le point de mire de cette publication. Nous surveillons divers développements importants qui continuent de progresser, y compris la décision rendue le 7 août par la Cour suprême de la Colombie-Britannique (*Cowichan Tribes v Canada*)¹, celle rendue en septembre par la Cour d'appel de l'Alberta dans l'affaire *Mikisew Cree First Nation c Alberta*², la demande présentée en juin 2023 par Trans Mountain Pipeline ULC à la Régie de l'énergie du Canada concernant les droits provisoires et définitifs ainsi que les questions réglementaires et juridiques relatives à la canalisation 5 de l'oléoduc de pétrole brut d'Enbridge Inc.

Après l'adoption du projet de loi C-5 « *Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada* »³ en juin, le premier ministre Mark Carney a annoncé la création d'un Bureau des grands projets (« BGP ») à la fin d'août⁴. Le

BGP, dont le siège social est à Calgary, a pour mandat de « servir de point de contact unique afin d'accélérer la réalisation des projets d'intérêt national »⁵, ce qu'il fera « en simplif[ant] et en accélér[ant] les processus d'approbation réglementaire » ainsi qu'en « coordonn[ant] le financement de ces projets selon les besoins »⁶. Dawn Farrell, de Calgary, une cadre chevronnée dans le domaine de l'énergie, a été nommée au poste de première dirigeante du BGP. Le premier ministre a également nommé un conseil consultatif autochtone (« CCA ») pour le BGP, composé de « 11 représentants des Premières Nations, des Inuits, des Métis et des communautés signataires de traités modernes et d'ententes sur l'autonomie gouvernementale »⁷ ayant pour mandat de fournir « des conseils d'experts sur les orientations politiques, les pratiques opérationnelles et l'amélioration des processus liées à l'inclusion des points de vue et intérêts autochtones dans les grands projets »⁸.

Au début de septembre, une liste de 32 projets d'infrastructure que le gouvernement fédéral envisage d'inclure dans les Projets d'intérêt national a fait l'objet d'une fuite à la presse⁹. Le 11 septembre, à Edmonton (Alberta), le

¹ *Cowichan Tribes v Canada (Attorney General)*, 2025 CanLII 1490 (BCSC).

² *Mikisew Cree First Nation v Alberta*, 2025 CanLII 304 (ABCA).

³ Projet de loi C-5, Loi édictant la Loi sur le libre-échange et la mobilité de la main-d'œuvre au Canada et la Loi visant à bâtir le Canada, *Loi sur l'unité de l'économie canadienne*, 1^{re} session, 44^e législature, 2025.

⁴ Premier ministre du Canada, déclaration, « Le premier ministre Carney lance le Bureau des grands projets afin d'accélérer la mise en œuvre des projets d'intérêt national » (29 août 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2025/08/29/premier-ministre-carney-lance-bureau-des-grands-projets-interet-national>.

⁵ *Ibid.*

⁶ *Ibid.*

⁷ Premier ministre du Canada, déclaration, « Le premier ministre Carney annonce la composition du Conseil consultatif autochtone du nouveau Bureau des grands projets » (10 septembre 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2025/09/10/premier-ministre-carney-annonce-la-composition-du>.

⁸ Gouvernement du Canada, PC, « En partenariat avec les peuples autochtones : Conseil consultatif autochtone » (dernière modification le 11 septembre 2025), en ligne : <canada.ca/fr/conseil-privé/bureau-grands-projets/etablissement-partenariats-peuples-autochtones/conseil.html>.

⁹ Bill Curry, « Internal government list of 32 potential infrastructure projects includes new oil pipeline », *The Globe and Mail* (4 septembre 2025), en ligne : <theglobeandmail.com/politics/article-32-potential-infrastructure-project-s-government-list-oil-pipeline>.

premier ministre Carney a annoncé une liste de cinq projets à soumettre au BGP¹⁰. Il s'agit des projets suivants :

1. **LNG Canada – phase 2, Kitimat (Colombie-Britannique) :** Ce projet doublerait la production de gaz naturel liquéfié de LNG Canada et créerait l'une des plus grandes installations de GNL au monde.
2. **Projet de nouvelle centrale nucléaire de Darlington, Bowmanville (Ontario) :** Ce projet prévoit la mise au point d'un petit réacteur modulaire (« PRM »), qui ferait du Canada le premier pays du G7 à disposer d'un PRM opérationnel.
3. **Projet de terminal à conteneurs de Contrecoeur, Contrecoeur (Québec) :** Ce projet permettrait d'accroître la capacité du port de Montréal d'environ 60 %.
4. **Projet de mine de cuivre de Foran à McIlvenna Bay, centre-est de la Saskatchewan :** Ce projet prévoit l'aménagement d'une mine de cuivre et de zinc en collaboration avec la Nation crie de Peter Ballantyne.
5. **Expansion de la mine Red Chris, nord-ouest de la Colombie-Britannique :** Ce projet permettra de prolonger la durée de vie de la mine et d'augmenter sa production¹¹.

La décision de construire un nouveau pipeline de l'Alberta jusqu'à la côte Ouest ne figurait pas dans l'annonce initiale¹². La première ministre de l'Alberta, Danielle Smith, semblait néanmoins optimiste quant à la réalisation d'un tel projet par le BGP¹³. Malgré cette omission apparente, l'annonce du premier ministre

mentionnait plusieurs projets qui pourraient être renvoyés au BGP à l'avenir, dont le projet de captage du carbone de Pathways en Alberta¹⁴. Si ce projet est finalement renvoyé au BGP, un nouvel oléoduc débouchant sur l'océan sur la côte ouest pourrait également être démarré dans le cadre du processus de réglementation simplifié. Parmi les autres projets envisagés par le premier ministre, mentionnons les suivants :

1. **Stratégie sur les minéraux critiques :** La région du Cercle de feu de l'Ontario pourrait enfin obtenir le feu vert pour son élaboration.
2. **Wind West Atlantic Energy :** Ce projet pourrait permettre d'exploiter plus de 60 GW du potentiel éolien de la Nouvelle-Écosse et d'autres régions du Canada atlantique.
3. **Corridor économique et de sécurité de l'Arctique :** Ce projet aurait pour thème le développement de l'exploration minière parallèlement au renforcement des capacités des Forces armées canadiennes dans le Nord.
4. **Port de Churchill plus :** Le port de Churchill, au Manitoba, serait modernisé et l'accès à ce port serait amélioré afin d'accroître les échanges commerciaux avec l'Europe et d'autres pays.
5. **Rail à grande vitesse Alto :** Un train à grande vitesse reliant Toronto à la ville de Québec pourrait recevoir une approbation rapidement¹⁵.

Bien que l'accent ait été mis sur le processus simplifié prévu dans la *Loi visant à bâtir le Canada*, le gouvernement fédéral et le gouvernement de la Colombie-Britannique ont annoncé à la mi-septembre que le projet Ksi Lisims LNG avait reçu une approbation

¹⁰ Premier ministre du Canada, déclaration « Le premier ministre Carney annonce les premiers projets qui seront soumis à l'examen du nouveau Bureau des grands projets » (consulté pour la dernière fois le 11 septembre 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2025/09/11/premier-ministre-carney-annonce-les-premiers-projets>.

¹¹ *Ibid.*

¹² Matthew Black, « Carney's first fast-track megaprojects exclude Alberta, but carbon capture could prompt new pipeline », *Edmonton Journal* (12 septembre 2025), en ligne : <edmontonjournal.com/news/politics/no-pipeline-m-ark-Carney-megaprojects-carbon-capture>.

¹³ *Ibid.*

¹⁴ *Supra* note 10.

¹⁵ *Ibid.*

conjointe en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact* (« LEI »), ce qui signifie que le projet peut passer à l'étape suivante de la demande de permis et d'autorisations¹⁶.

Malgré la vague d'annonces positives, les enjeux géopolitiques demeurent et pourraient entraîner des conséquences graves pour l'infrastructure énergétique desservant différents territoires de compétence, la croissance économique du Canada et l'impératif national de trouver de nouveaux partenaires commerciaux et de sécurité. Au sud de la frontière, l'imposition de tarifs et l'indépendance de la Réserve fédérale américaine continuent de poser des défis. La question de savoir si les tarifs sont même légaux n'est toujours pas réglée, une cour d'appel fédérale américaine les ayant invalidés. La Cour suprême des États-Unis va maintenant se pencher sur cette question en novembre, et une décision pourrait être rendue l'année prochaine¹⁷. L'incertitude continue de caractériser le second mandat de Donald Trump à la présidence.

La meilleure illustration du changement d'approche nécessaire pour relever les défis urgents du Canada est peut-être la résolution de septembre du NPD de l'Ontario visant à « moderniser sa politique en matière d'électricité à l'appui d'un avenir à faibles émissions de carbone et de bons emplois pour les Ontariens » [traduction]¹⁸. La résolution renverse une position de longue date contre l'énergie nucléaire et reconnaît la chaîne de valeur canadienne largement débattue pour l'énergie nucléaire et les avantages qui y sont associés.

Le présent numéro de *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* commence par un article de Roy Hrab et d'Avi Lipsitz, qui examinent les décisions récentes de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») concernant certaines demandes d'Enbridge Gas Inc., la réponse à

ces décisions du gouvernement de l'Ontario et de la CEO elle-même, et les tentatives législatives qui en ont découlé pour définir clairement le rôle du gaz naturel à l'avenir dans le système énergétique de l'Ontario. Hrab et Lipsitz traitent en profondeur des conséquences des décisions réglementaires qui n'accordent pas le poids approprié aux politiques du gouvernement de la part duquel l'organisme a reçu les pouvoirs délégués pour décider; du besoin d'énoncés de politique clairs pour guider le processus décisionnel délégué, y compris une cible législative provinciale de réduction des émissions; et de la confusion générale au sujet de ce qui constitue l'« indépendance » pour un organisme de réglementation qui a la double responsabilité de mettre en œuvre les politiques gouvernementales et de prendre des décisions exécutoires dans le contexte de cette politique.

Dans l'article intitulé « [l]e PDG de l'Alberta Energy Regulator (« AER ») nie le droit à une audience publique en regard d'une demande de projet de mine de charbon », les auteurs Nigel Bankes, professeur émérite, et Shaun Fluker, professeur à la faculté de droit de l'Université de Calgary, qui traitent en profondeur de la décision inhabituelle du PDG de l'Alberta Energy Regulator d'annuler une décision rendue par un comité saisi d'entendre une demande de Summit Coal Inc. Bankes et Fluker analysent la décision prise par le comité de l'AER sur la qualité pour agir afin d'exiger la tenue d'une audience publique relativement à la demande de Summit et à la décision du PDG d'infirmier la décision du comité. La discussion porte principalement sur la qualité pour agir en vue de déclencher une audience publique de l'AER, dans le contexte d'un cadre réglementaire où les audiences visant à examiner une demande sont relativement rares. Les auteurs discutent également des répercussions possibles de la décision d'annuler la décision du comité sur les demandes futures et les audiences éventuelles.

¹⁶ Gouvernement du Canada, « Le gouvernement fédéral donne le feu vert au projet Ksi Lisims LNG à l'issue de l'évaluation d'impact de substitution réalisée par la Colombie-Britannique » (dernière modification le 15 septembre 2025), en ligne : <canada.ca/fr/agence-evaluation-impact/nouvelles/2025/09/le-gouvernement-federal-donne-le-feu-vert-au-projet-ksi-lisims-lng-a-l-issue-de-levaluation-dimpact-de-substitution-realisee-par-la-colombie-britann.html>.

¹⁷ Andrew Chung, « US Supreme Court to hear Trump tariff case on November 5 » *Reuters* (18 septembre 2025), en ligne : <reuters.com/world/us-supreme-court-hear-trumps-tariffs-case-november-5-2025-09-18>.

¹⁸ Society of United Professionals, « Society welcome Ontario NDP passage of pro-nuclear resolution » (21 septembre 2025), en ligne : <newswire.ca/news-releases/society-welcomes-ontario-ndp-passage-of-pro-nuclear-resolution-860826133.html>.

Nancy Rubin, c. r., et Brianne Rudderham, toutes deux du cabinet Stewart McKelvey en Nouvelle-Écosse, examinent une série de décisions récentes de la Nova Scotia Utility and Review Board et de la Commission de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse qui visent à équilibrer les intérêts des clients et des services publics en ce qui a trait au coût du service public plus élevé que prévu. Dans cette série d'affaires, les coûts de l'électricité sont considérablement plus élevés en raison des retards dans la distribution d'énergie renouvelable de Muskrat Falls à la Nouvelle-Écosse. Rubin et Rudderham écrivent que les décisions illustrent un certain nombre de principes réglementaires clés, y compris l'équité intergénérationnelle et la doctrine du bénéficiaire-payeur. Elles affirment également que le fédéralisme coopératif et l'aide financière gouvernementale, conjugués à une réglementation réfléchie, peuvent atténuer les pressions sur les coûts découlant de la modernisation et de la décarbonisation du réseau électrique.

Le professeur Adebayo Majekolagbe commente l'avis consultatif récent de la Cour internationale de justice (« CIJ ») décrivant les responsabilités juridiques des États en matière de changements climatiques en vertu des traités et du droit international coutumier. L'avis, qui n'est pas juridiquement contraignant, a un pouvoir de persuasion important, surtout pour le Canada. Il renforce les obligations du Canada de réduire les émissions, de régler l'impact environnemental des entreprises et d'appuyer les pays vulnérables. Majekolagbe soutient que le non-respect de ces obligations pourrait entraîner une responsabilité juridique internationale et déclencher une obligation de réparations financières pour les dommages liés au climat.

Le numéro 4 se termine par un article de Rupp Louissaint, directrice des marchés à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), qui donne un aperçu du nouveau marché restructuré de l'énergie (« MRE ») de l'Alberta. Elle explique que les principaux objectifs de l'AESO sont d'assurer la fiabilité, l'abordabilité et l'attrait des investissements tout en faisant face aux défis liés à l'évolution des sources de production, à la demande croissante et aux besoins en matière de transport, dans le respect des caractéristiques uniques du réseau de l'Alberta. Pour faire face à la transition vers une production renouvelable et distribuable tout en essayant de renforcer la confiance des investisseurs ainsi qu'en modernisant les mécanismes de gestion de la congestion et de

tarification, l'AESO a dû revoir bon nombre de ses politiques en matière de marché. Le MRE a été lancé officiellement en août 2025, et cet article présente un énoncé succinct du nouveau plan. ■

RÊVES CHIMÉRIQUES ? EN DÉCIDER DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN ONTARIO

*Roy Hrab et Avi Lipsitz**

INTRODUCTION

La transition énergétique représente un défi complexe sur les plans de la politique publique et de la réglementation, notamment en ce qui concerne les combinaisons de sources d'énergie pour l'utilisation finale (p. ex. le chauffage et le transport) et les processus industriels, la façon de passer des sources d'énergie émettrices de gaz à effet de serre (« GES ») à des sources d'énergie non émettrices (ou à faibles émissions), et la façon de composer avec les répercussions financières de ces transitions pour l'expansion de certaines infrastructures énergétiques (p. ex. l'électricité) et éventuellement le démantèlement (élagage ou délaisement) d'autres infrastructures (p. ex. gaz naturel).

Il n'y a pas de réponse facile à ces défis, et de nombreuses administrations se démènent pour trouver des solutions. Bon nombre ont de la difficulté. Dans certains cas, il y a des frictions entre l'organisme de réglementation et le gouvernement, les services publics réglementés et les intervenants, et parfois même au sein de

l'organisme de réglementation lui-même. Le présent article porte sur des événements récents survenus en Ontario, qui, jusqu'ici, tente depuis près de trois ans de trouver la solution aux problèmes liés au rôle futur du gaz naturel dans le système énergétique en évolution de la province.

DÉCISION RELATIVE AU PROJET PILOTE DE PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES

Le 27 mars 2025, la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») a rendu une décision de 17 pages¹ sur une demande² présentée le 19 juillet 2023 par Enbridge Gas Inc. (« Enbridge »), le principal distributeur de gaz naturel dans cette province. La demande initiale visait l'approbation de deux projets pilotes de planification intégrée des ressources (« PIR »). Les projets pilotes visaient à évaluer la capacité des solutions de rechange pour reporter, réduire ou éviter le besoin d'une infrastructure pipelinère traditionnelle pour répondre aux besoins du réseau de gaz naturel.

* Roy Hrab est directeur principal de la division de recherche en politiques chez Power Advisory LLC. Il cumule plus de 20 ans d'expérience dans le domaine de la réglementation et des politiques de l'énergie et a notamment travaillé à la Commission de l'énergie de l'Ontario pendant plus de 10 ans. Il est titulaire d'un baccalauréat et d'une maîtrise en économie de l'Université de Toronto.

Avi Lipsitz est consultant principal chez Power Advisory LLC. Il est titulaire d'un baccalauréat en sciences politiques de l'Université McGill et d'une maîtrise du Centre for European and Eurasian Studies de l'Université de Toronto.

Les opinions exprimées dans le présent article sont celles des auteurs seuls et ne reflètent pas nécessairement celles de Power Advisory.

¹ Décision concernant la demande de projet pilote de planification intégrée des ressources d'Enbridge (27 mars 2025), EB-2022-0335, en ligne (pdf) : Commission de l'énergie de l'Ontario <oeb.ca/sites/default/files/backgrounder-enb-ridge-IRP-Pilot-EB-2022-0335-20250327-fr.pdf>.

² Application and Evidence on Enbridge Gas Integrated Resource Planning Pilot Projects 19 July 2023) EB-2025-0124, Commission de l'énergie de l'Ontario.

La demande a été présentée en réponse au cadre de planification intégrée des ressources pour Enbridge Gas de juillet 2021, dans lequel la CEO indiquait qu'Enbridge devait élaborer et mettre en œuvre deux projets pilotes de PIR. On s'attend à ce que les projets pilotes constituent une approche efficace pour comprendre et évaluer comment la PIR peut être mise en œuvre afin d'éviter, de retarder ou de réduire les projets d'installation»³.

De façon générale, la PIR désigne « un processus de planification qui permet d'évaluer et de comparer les options du côté de l'offre et de la demande pour répondre à un besoin du réseau énergétique » [traduction]⁴. L'objectif du cadre de la PIR de la CEO est de fournir « une orientation à Enbridge Gas sur les sujets à traiter dans un plan de PIR et les exigences de la CEO, tandis qu'Enbridge Gas examine et élabore des plans de PIR pour répondre aux besoins de son réseau » [traduction]⁵, ainsi que de soulever que « les programmes axés sur la demande, y compris l'efficacité énergétique géociblée et les programmes de réponse à la demande, devraient faire partie du cadre de PIR » [traduction]⁶.

Au cours de l'instance, Enbridge a retiré l'un des projets proposés dans une demande mise à jour déposée le 28 juin 2024⁷.

Par conséquent, on a demandé l'approbation de la CEO pour le projet pilote Southern Lake Huron (« projet pilote SLH »). Le projet pilote SLH avait un budget proposé de 14,2 millions de dollars et visait quatre catégories d'activités : (1) les mesures d'efficacité énergétique; (2) la réponse à la demande; (3) l'électrification (c.-à-d. thermopompes à air basse température et géothermiques); et (4) la technologie de pointe (c.-à-d. le chauffage hybride, les thermopompes au gaz naturel, le stockage de l'énergie thermique).

Dans sa décision, le groupe d'experts des commissaires de la CEO n'a pas approuvé le financement pour les thermopompes hybrides ou au gaz naturel (mais il a autorisé le stockage de l'énergie thermique « à condition qu'elle utilise de l'électricité »⁸), faisant valoir que :

L'inclusion de mesures incitatives pour le matériel à gaz est tout à fait incompatible avec l'objectif suivant :

- la PIR, dont l'objectif est d'éviter les infrastructures gazières lorsqu'il existe des solutions de rechange économiques;
- la GAD [gestion axée sur la demande], dont l'objectif est de réduire l'utilisation du gaz au moyen de diverses mesures d'efficacité et de conservation.

Les mesures incitatives pour l'équipement au gaz continuent d'exiger des infrastructures et une utilisation du gaz plutôt que de les réduire [traduction]⁹.

La décision a également souligné ce qui suit :

La décision relative au cadre de PIR a déterminé que les solutions d'électrification ne feraient pas partie de l'approche initiale de la PIR, l'accent étant mis sur l'optimisation des systèmes et la gestion de la demande. Cependant, le cadre de PIR indique que la situation pourrait changer à mesure que la planification de l'énergie évolue et qu'il est maintenant clair que les solutions électriques sont effectivement à l'étude, dans le cadre de la PIR [traduction]¹⁰.

³ Commission de l'énergie de l'Ontario, Integrated Resource Planning Framework for Enbridge Gas, EB-2020-0091, (22 juillet 2021), à la p 24.

⁴ *Ibid* à la p 3.

⁵ Enbridge Gas Inc., Integrated Resource Planning Proposal (22 juillet 2021), EB-2020-0091, Commission de l'énergie de l'Ontario, à la p 21.

⁶ *Ibid* à la p 34.

⁷ Enbridge Gas Inc., Integrated Resource Planning Pilot Projects, Updated Application and Evidence (28 juin 2024), EB-2025-0124.

⁸ *Supra* note 1 à la p 5.

⁹ *Ibid* à la p 5 [emphase ajoutée].

¹⁰ *Ibid* à la p 4.

REQUÊTE EN RÉVISION

De plus, le 27 mars 2025, une date si près de la publication de la décision concernant le projet pilote de PIR pour qu'elle soit pratiquement concomitante avec la date de la décision, la CEO a émis un avis indiquant que, de sa propre initiative, elle amorçait une révision de la décision relative au projet pilote de PIR. Fait intéressant, la requête de la CEO ne précisait pas qui au sein de l'organisation a pris la décision d'entreprendre la révision (p. ex. un commissaire en chef, le PDG ou le conseil d'administration). L'avis indiquait que l'examen portait sur les questions suivantes :

1. *En exigeant l'utilisation de la PIR d'un service public d'électricité et/ou en excluant le financement des technologies de production à partir du gaz, la décision a-t-elle modifié le cadre de la PIR et l'a-t-elle fait de façon inappropriée sans avis aux parties et sans donner aux parties une occasion véritable d'aborder cette question dans le cadre du processus d'audience ?*

2. *Y avait-il suffisamment de preuves pour appuyer les conclusions qui excluent catégoriquement le financement des technologies de production à partir du gaz dans le projet pilote de PIR ?*

3. *Lors de l'évaluation du rapport coût-efficacité des thermopompes électriques par rapport aux thermopompes à gaz, qui ont constitué une partie de la raison pour laquelle on a refusé l'utilisation de thermopompes au gaz, y avait-il une preuve suffisante et la décision at-elle tenu compte adéquatement du coût potentiel de toute mise à niveau du réseau électrique requise ? [traduction]¹¹.*

La CEO a également annoncé qu'elle entreprendrait un examen du cadre de PIR à l'automne 2025¹².

La CEO a présenté sa requête en révision à une vitesse extraordinaire. En particulier, la requête en révision a été présentée avant qu'Enbridge ait eu l'occasion d'évaluer la décision et de déposer sa propre requête en révision. Enbridge s'est toutefois dit d'accord avec la requête de la CEO, et dans sa présentation initiale, il a fait observer que « [l]e dépôt d'une requête en révision sur la propre requête de la CEO, le fait de réexaminer immédiatement et de remettre en question une décision de la CEO *avant même que les parties aient eu l'occasion de réagir constitue une situation très rare. Cela laisse planer un doute quant à l'équité et au bien-fondé de l'approche adoptée par les commissaires participants* » [traduction]¹³.

Enbridge a également exprimé ses propres préoccupations à l'égard de la décision relative à la PIR et des raisons pour lesquelles elle devrait être réexaminée, notamment en faisant valoir qu'il y avait

incohérence entre la politique du gouvernement de l'Ontario et les conclusions de la décision au sujet du besoin d'éviter toute mesure incitative pour le matériel de production à partir du gaz naturel, même lorsque l'objectif est de réduire la consommation de gaz naturel. Les décisions de la CEO doivent tenir compte de la politique du gouvernement de l'Ontario et la mettre en œuvre, plutôt que d'entrer en conflit avec cette politique, et « la décision comprend ce qui semble être des commentaires et des critiques gratuits qui concernent des questions au-delà de la portée de l'affaire [traduction]¹⁴.

¹¹ Notice of Review on the OEB's Own Motion (27 mars 2025), EB-2025-0124, Commission de l'énergie de l'Ontario [emphasis ajoutée].

¹² Review and Evaluation of the Integrated Resource Planning Framework for Enbridge Gas (27 mars 2025), EB-2025-0125.

¹³ Enbridge Gas Inc., Enbridge Gas Request Re: Scope of Review Motion (15 avril 2025), EB-2025-0124, Commission de l'énergie de l'Ontario [emphasis ajoutée].

¹⁴ *Ibid.*

Enbridge a ajouté qu'il souhaitait que d'autres préoccupations soient incluses dans la portée de la requête en révision, demandant

que la CEO confirme que les questions décrites ci-dessus sont visées par la requête en révision. Par ailleurs, Enbridge Gas demande à la CEO d'élargir la portée des questions de la requête en révision énoncées dans l'avis de révision pour y inclure toutes ces questions. ***Enbridge Gas soutient que cette approche est plus efficace que si la société présentait sa propre requête en révision, semblable, mais non identique*** [traduction]¹⁵.

ÉNONCÉ DE POLITIQUE SUR LE GAZ NATUREL

Le 12 juin 2025, conformément au paragraphe 25.29 (1) de la *Loi de 1998 sur l'électricité*¹⁶, le gouvernement provincial a publié son Plan intégré de l'énergie (« PIE »)¹⁷, qui comprenait un « Énoncé de politique sur le gaz naturel »¹⁸. L'énoncé affirmait un engagement à long terme à l'égard de l'utilisation continue du gaz naturel pour la production d'électricité, le chauffage et les procédés industriels :

[...] Une élimination prématurée de la production d'électricité à partir du gaz naturel n'est pas faisable et pourrait nuire aux consommateurs d'électricité et à l'économie.

La majorité des foyers ontariens utilisent le gaz naturel pour le chauffage, tandis que les propriétaires ruraux et nordiques qui n'ont pas accès au gaz naturel souhaitent pouvoir en bénéficier grâce à l'expansion du réseau de gaz naturel.

[...]

La CEO continuera de jouer son rôle d'organisme de réglementation économique du réseau de gaz naturel, en protégeant les consommateurs, en offrant aux services publics de gaz l'occasion d'obtenir un juste rendement sur leurs investissements et en favorisant l'expansion rationnelle continue du réseau de gaz naturel.

Dans le cadre d'une transition progressive vers un système énergétique plus diversifié, l'Ontario continuera d'appuyer le rôle important du gaz naturel dans son système énergétique et son économie, tout en explorant des options pour réduire les coûts et les émissions par l'efficacité énergétique, l'électrification, le recours à des combustibles propres (p. ex. le gaz naturel renouvelable, l'hydrogène à faible teneur en carbone) et le captage et le stockage du carbone [traduction]¹⁹.

La publication du PIE était accompagnée d'une directive à l'intention de la CEO (émise en vertu du paragraphe 25.30 (2) de la *Loi de 1998 sur l'électricité*), enjoignant à la CEO de :

[...] tenir compte de l'Énoncé de politique sur le gaz naturel du gouvernement afin que la CEO tienne dûment compte du rôle futur du gaz naturel dans l'économie de l'Ontario. Il faut un réseau de gaz naturel économiquement viable — à mesure que la province construit un réseau énergétique plus diversifié — pour attirer les investissements industriels, stimuler la croissance économique, maintenir le choix des consommateurs et garantir la résilience, la fiabilité et

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ Loi de 1998 sur l'électricité, LO 1998, chap. 15, annexe A.

¹⁷ Gouvernement de l'Ontario, « L'énergie pour les générations à venir : le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7 » (2025), en ligne : <ontario.ca/files/2025-06/mem-energy-for-generations-fr-2025-06-20.pdf>.

¹⁸ Le concept d'« énoncé de politique sur le gaz naturel » découle de la décision rendue par la CEO le 21 décembre 2023 relativement à la demande tarifaire d'Enbridge et n'est pas un terme ayant une signification juridique définie.

¹⁹ *Supra* note 17.

l'abordabilité du réseau énergétique global [traduction]²⁰.

LE BRUIT DU SILENCE

Au moment de la présentation du présent article (1^{er} octobre 2025), la CEO n'avait pas publié d'autres communications sur la révision ni pris ou énoncé des mesures pour faire avancer l'audience depuis l'annonce initiale de mars 2025 de son intention de revoir la décision concernant le projet pilote de PIR. Ce silence d'une durée de plusieurs mois fait suite à la publication de l'Énoncé de politique sur le gaz naturel ainsi qu'à un mémoire présenté par Enbridge le 20 juin 2025, dans lequel on peut lire ceci : « [n]ous vous écrivons maintenant pour connaître l'état d'une ordonnance de nature procédurale établissant le processus et le calendrier des prochaines étapes pour la requête en révision de la CEO » [traduction]²¹.

CHAT ÉCHAUDÉ CRAINT L'EAU FROIDE ?

À bien des égards, la requête en révision de la CEO de sa propre décision est une variante de ce qui s'est produit à la suite d'une décision antérieure de la CEO concernant Enbridge²² — plus précisément, la décision du 21 décembre 2023 de la CEO dans une demande tarifaire d'Enbridge, qui a fait passer de 40 ans à 0 an l'horizon des revenus pour les petits clients. Dans cette affaire, moins de 24 heures après la publication de la décision, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a fait la déclaration suivante : « [...] j'utiliserai tous les pouvoirs dont je dispose en ma qualité de

ministre pour mettre en suspens la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Dès que possible, notre gouvernement présentera un projet de loi qui, s'il est adopté, annulera cette décision afin de protéger les futurs acheteurs de maisons et de maintenir les travaux en cours » [traduction]²³.

Pour donner suite à cet engagement, le 22 février 2024, le ministre a présenté le projet de loi 165, *Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*²⁴. Le projet de loi (qui a reçu la sanction royale le 16 mai 2024) « donnerait à la province le pouvoir d'annuler la décision de la CEO d'exiger que les clients résidentiels et les petites entreprises paient 100 % du coût des nouveaux raccordements au gaz naturel à l'avance »²⁵. La province a ensuite pris un règlement pour ramener l'horizon de revenu à 40 ans²⁶.

Dans la mesure où la décision de la CEO de rejeter deux des projets pilotes de PIR proposés par Enbridge aurait pu être considérée comme remettant en cause la place du gaz naturel en Ontario — un peu comme la décision de décembre 2023 concernant la demande tarifaire d'Enbridge — l'annonce rapide d'une révision par la CEO pourrait être interprétée comme une tentative d'entraver une intervention gouvernementale du genre de celle qui a suivi la décision de décembre 2023. En même temps, comme il a été mentionné ci-dessus, bien que la requête de la CEO ne précise pas qui au sein de l'organisation a pris la décision d'amorcer la révision (la réponse simple de la CEO à une demande officielle à ce sujet était : « [l]a CEO, en sa qualité d'entreprise, a

²⁰ Gouvernement de l'Ontario, ministre de l'Énergie et des Mines, Directive to the Ontario Energy Board (12 juin 2025).

²¹ Enbridge Gas Inc., Enbridge Gas Request Re: Scope of OEB's Review Motion (30 juin 2025), EB-2025-0124, Commission de l'énergie de l'Ontario

²² Voir Ian Mondrow, « Pourquoi créer un organisme de réglementation indépendant de l'énergie ? » (2014) 12:1, *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, en ligne : <energyregulationquarterly.ca/fr/articles/why-bother-with-an-independent-energy-regulator>; et Gordon Kaiser, « La transition énergétique, les actifs délaissés et la réglementation agile » (2024) 12:1 *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, en ligne : <energyregulationquarterly.ca/fr/articles/the-energy-transition-stranded-assets-and-agile-regulation> [Kaiser].

²³ Gouvernement de l'Ontario, « Le gouvernement de l'Ontario se porte à la défense des familles et des entreprises » (23 décembre 2023), en ligne : <news.ontario.ca/fr/statement/1004010/le-gouvernement-de-lontario-se-porte-a-la-defense-des-familles-et-des-entreprises>.

²⁴ Projet de loi 165, *Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable* (sanctionné le 16 mai 2024), en ligne (pdf) : <ola.org/sites/default/files/node-files/bill/document/pdf/2024/2024-05/b165ra_f.pdf>; Gouvernement de l'Ontario, « L'Ontario maintient les coûts de l'énergie et du logement à un niveau bas » (22 février 2024), en ligne : <news.ontario.ca/fr/release/1004217/lontario-maintient-les-couts-de-lenergie-et-du-logement-a-un-niveau-bas>.

²⁵ *Ibid.*

²⁶ Règl. de l'Ont. 274/24.

amorcé la révision » [traduction]²⁷), cela révèle un désaccord clair entre les commissaires de la CEO qui se prononcent sur la demande de projet pilote de PIR et d'autres décideurs au sein de la CEO.

Quoi qu'il en soit, dans ces deux cas, une solution de rechange aux mesures immédiates pour contester les décisions des commissaires de la CEO aurait été que le gouvernement et la CEO autorisent tous deux Enbridge à déposer sa propre requête en révision ou à interjeter appel devant la Cour divisionnaire de l'Ontario (ce qui a été fait dans les deux cas à la suite de la décision sur l'horizon de revenus).

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE – QUI DÉCIDE ?

La transition énergétique est une question de politique publique essentielle et d'importance politique, qui exige une orientation claire de la part du gouvernement. L'Ontario, comme beaucoup d'autres provinces et territoires, a décidé que les décisions relatives à la question de savoir si certains types (et certaines quantités) d'énergie devraient être utilisés et comment ils doivent l'être relèvent d'une politique gouvernementale qui ne sera pas déléguée à un organisme, comme l'organisme de réglementation des services publics. Toutefois, en l'absence d'instructions exécutoires, les décisions réglementaires et les politiques peuvent entrer en conflit avec les attentes du gouvernement, voire les contredire, ce qui peut entraîner de la confusion au sein de l'organisme de réglementation lui-même. Il semble bien que ces deux conflits se produisent en Ontario.

L'incertitude quant à savoir qui décidera de l'avenir du gaz naturel en Ontario est une question qui a été soulevée avec une certaine inquiétude par Enbridge dès février 2023, lorsque son PDG a envoyé une lettre au ministre de l'Énergie tandis que l'instance relative à la demande tarifaire d'Enbridge susmentionnée était en cours. Dans sa lettre²⁸, Enbridge a souligné « un manque de compréhension claire des rôles et responsabilités des organismes du

secteur ontarien de l'énergie » [traduction] et a soulevé de façon prémonitoire des préoccupations au sujet de la possibilité d'une « décision de la CEO qui signale le retrait de toutes les infrastructures gazières et de l'électrification à l'échelle de l'économie » [traduction]. Enbridge a exhorté le ministre à fournir « un signal clair [...] sur les rôles et responsabilités des organismes » [traduction].

Le gouvernement de l'Ontario est clairement en faveur du maintien et même de l'expansion de l'utilisation du gaz naturel. À savoir :

- Lors de sa première session législative après avoir été élu en 2018, le gouvernement a modifié la Loi sur la CEO²⁹ pour permettre la création d'une initiative de 45 millions de dollars³⁰ appelée Programme de soutien pour l'expansion de l'accès au gaz naturel, qui utilise les fonds des contribuables pour étendre le réseau de distribution de gaz naturel à des régions de la province où une telle expansion serait autrement non rentable;
- En 2021, le gouvernement a lancé une deuxième phase du Programme de soutien pour l'expansion de l'accès au gaz naturel, qui prévoit un financement supplémentaire de 234 millions de dollars des fonds des contribuables pour élargir davantage le réseau gazier;
- Dans son rapport intitulé *Alimenter la croissance de l'Ontario*, publié en juillet 2023, le gouvernement a fait remarquer que « [l]e gaz naturel continuera à jouer un rôle essentiel en fournissant à la population ontarienne un approvisionnement en combustible fiable et économique pour le chauffage, la croissance industrielle et la prospérité économique »³¹;
- En août 2023, le gouvernement a tenu une première consultation sur une éventuelle troisième phase du

²⁷ Correspondance avec le groupe des Relations avec l'industrie de la CEO, dans les dossiers des auteurs.

²⁸ Commission de l'énergie de l'Ontario, Enbridge Gas Inc. – 2024-2028 Natural Gas Distribution Rates – Phase One, Pièce J8.1 (Annexe 2), (26 juillet 2023).

²⁹ Projet de loi 32, *Loi de 2018 sur l'accès au gaz naturel*, Parlement de l'Ontario (sanctionné le 6 décembre 2018), en ligne (pdf) : <ola.org/sites/default/files/node-files/bill/document/pdf/2018/2018-12/b032ra_f.pdf>.

³⁰ Régl. de l'Ont. 24/19.

³¹ Gouvernement de l'Ontario, *Alimenter la croissance de l'Ontario : Plan de l'Ontario pour un avenir énergétique propre* (2023), en ligne (pdf) : <ontario.ca/files/2023-07/energy-powering-ontarios-growth-report-fr-2023-07-07.pdf>.

Programme de soutien pour l'expansion de l'accès au gaz naturel³²;

- Dans sa lettre d'instructions de novembre 2023 adressée à la CEO, le ministre de l'Énergie a demandé à la CEO de « [veiller] à ce que les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz de l'Ontario soient construits pour soutenir la réalisation des objectifs [le logement, le transport et la création d'emplois] en temps opportun[traduction] » et a ajouté que la CEO devrait veiller à ce que « l'accès abordable à l'électricité et au gaz naturel demeure au cœur de la prise de décisions » [traduction]³³;
- En décembre 2023, le Ministre a annoncé son intention d'annuler la décision de la CEO dans la demande tarifaire d'Enbridge, comme nous l'avons vu ci-dessus;
- Par conséquent, en février 2024, le gouvernement a présenté la *Loi de 2024 visant à maintenir la facture énergétique à un niveau abordable*, qui lui confère le pouvoir de prescrire l'horizon de raccordement au gaz naturel;
- Dans sa lettre d'instruction de décembre 2024 à la CEO, le ministre de l'Énergie a réitéré sa conviction que « l'Ontario a besoin d'un réseau de gaz naturel économiquement viable » [traduction] et son attente voulant que « dès la publication du Plan intégré de l'énergie du gouvernement et de l'Énoncé de politique sur le gaz naturel du gouvernement [...] la CEO examine attentivement ces documents pour s'assurer que ses politiques et processus tiennent dûment compte du rôle du gaz

naturel dans le système énergétique de l'Ontario » [traduction]³⁴;

- Comme nous le verrons plus loin, en juin 2025, le gouvernement a présenté le projet de loi 40, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures*, qui permettrait au PDG de la CEO de communiquer des politiques aux commissaires concernant, entre autres choses : « [l]es exigences à l'égard des renseignements ou des documents à prendre en compte pour la tenue d'une audience ou la prise d'une décision »;
- Toujours en juin 2025, le gouvernement a publié son « Énoncé de politique sur le gaz naturel » (dont la publication était prévue au départ en février 2024), dans le cadre de son plan *L'énergie pour les générations à venir*. L'énoncé indique : « Dans le cadre d'une transition progressive vers un système énergétique plus diversifié, l'Ontario continuera d'appuyer le rôle important du gaz naturel dans son système énergétique et son économie, tout en explorant des options pour réduire les coûts et les émissions par l'efficacité énergétique, l'électrification, le recours à des combustibles propres (p. ex. le gaz naturel renouvelable, l'hydrogène à faible teneur en carbone) et le captage et le stockage du carbone »³⁵;
- En août 2025, le gouvernement a lancé une deuxième consultation sur une éventuelle troisième phase du Programme de soutien pour l'expansion de l'accès au gaz naturel³⁶.

Et pourtant, malgré tout, le gouvernement n'a pas expliqué comment il envisage la diminution éventuelle (c.-à-d. la « transition graduelle ») de

³² Gouvernement de l'Ontario, Registre environnemental de l'Ontario, Consultation sur l'avenir de l'expansion de l'accès au gaz naturel et l'accessibilité du chauffage domestique, (2023), en ligne : <ero.ontario.ca/fr/notice/019-7506>.

³³ Ontario, ministre de l'Énergie, *Directive to the Ontario Energy Board*, 29 novembre 2023, en ligne : <oeb.ca/sites/default/files/letter-of-direction-from-the-Minister-of-Energy-20231129.pdf>.

³⁴ Gouvernement de l'Ontario, ministre de l'Énergie et de l'Électrification, *Directive to the Ontario Energy Board* (19 décembre 2024) en ligne (pdf) : <oeb.ca/sites/default/files/Letter%20from%20the%20Minister%20of%20Energy%20and%20Electrification%20-%202024-1074.pdf>.

³⁵ *Supra* note 17.

³⁶ Gouvernement de l'Ontario, Registre environnemental de l'Ontario, *Consultation sur l'avenir de l'expansion de l'accès au gaz naturel*, (8 août 2025), en ligne : <ero.ontario.ca/fr/notice/025-0923>.

la consommation de gaz en Ontario, sans parler de la défection du réseau gazier. Il a annulé une décision de la CEO dont l'intention était de protéger (quoique de façon très prudente) les clients contre le risque lié aux actifs délaissés, mais n'a pas fourni de politique de remplacement pour gérer ce même risque — si tant est même qu'il le reconnaisse. L'Ontario n'a pas de cibles législatives de réduction des émissions ni de stratégie de décarbonisation qui pourraient fournir à l'organisme de réglementation (ou au public) un aperçu détaillé des attentes du gouvernement en matière de réduction de la consommation de gaz à long terme, même si le gouvernement fédéral dispose depuis des années d'un plan exhaustif qui ne se limite pas à des livres blancs, mais inclut des lois (p. ex. la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*³⁷ et la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*³⁸). Le manque de cibles d'émissions prescrites par la loi en Ontario peut également être mis en relief, par exemple, par rapport à la *Climate Change Accountability Act* de la Colombie-Britannique, qui a établi des cibles provinciales de réduction des émissions, y compris l'exigence que le gouvernement « établisse des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour chaque secteur » de l'économie (p. ex. bâtiments, transports, industrie) [traduction]³⁹. Le Québec a lui aussi un cadre législatif pour les cibles de réduction des émissions (établi par la *Loi sur la qualité de l'environnement* du Québec)⁴⁰ et une loi récemment adoptée affirmant que le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec doit tenir compte des politiques et des cibles d'émissions de la province en matière de changements climatiques⁴¹. D'autres administrations ont également entrepris des processus exhaustifs pour déterminer comment

le gaz naturel et d'autres formes d'énergie peuvent être gérés de manière à répondre aux besoins énergétiques tout en respectant les objectifs environnementaux⁴².

Entre-temps, le gouvernement de l'Ontario tente toujours d'établir une distinction subtile entre le fait de s'assurer que la CEO en arrive à des décisions concernant le réseau de gaz naturel (et d'autres questions) qui tiennent compte des préférences du gouvernement en matière de politique et le respect de l'indépendance décisionnelle des commissaires (et de la CEO dans son ensemble), conformément à la législation et aux principes généraux du droit administratif. Dans ce contexte, il n'est pas tout à fait surprenant que le gouvernement et l'organisme de réglementation se retrouvent en décalage l'un par rapport l'autre.

Ce dilemme a été bien exprimé lorsque le gouvernement provincial a proposé, le 2 juin 2025, une nouvelle loi, le projet de loi 40, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures*, qui modifierait entre autres la *Loi sur la CEO*⁴³. Ces modifications « autoriseront », d'une part, le PDG de la CEO à « communiquer des politiques internes portant sur diverses questions de procédures relatives aux audiences et à la prise de décisions », y compris : « [l]es exigences à l'égard des renseignements ou des documents à prendre en compte pour la tenue d'une audience ou la prise d'une décision »⁴⁴. D'autre part, le gouvernement a par la suite publié un avis concernant le projet de loi indiquant clairement que « ce pouvoir n'obligera pas les commissaires à prendre des décisions alignées sur l'orientation ou la politique du gouvernement » — bien que le même avis fasse ensuite une référence oblique

³⁷ *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, LC 2021, c 22.

³⁸ *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, LC 2018, c 12, art 186.

³⁹ Colombie-Britannique, Climate action legislation, en ligne : <www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/legislation>; *Climate Change Accountability Act*, SBC 2007, c 42.

⁴⁰ *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ c Q-2.

⁴¹ Projet de loi n° 69, *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{re} session, 43^e législature, Québec, 2024.

⁴² Voir, par exemple, la discussion de Roy Hrab et Travis Lusney, « Towards Developing a Natural Gas (and Energy Transition) Policy for Ontario » (1 avril 2024), en ligne : <poweradvisoryllc.com/reports/towards-developing-a-natural-gas-and-energy-transition-policy-for-ontario>.

⁴³ Projet de loi 40, *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures*, Parlement de l'Ontario, 1^{re} session, 44^e législature, Ontario, 2025.

⁴⁴ *Ibid.*

à l'Énoncé de politique sur le gaz naturel⁴⁵. Il reste donc à voir si la publication de l'Énoncé de politique sur le gaz naturel de la province réussira à atténuer les futurs désalignements entre le gouvernement, la CEO et/ou les commissaires de la CEO.

CONCLUSION

Des commentateurs précédents ont fait remarquer qu'« [u]ne meilleure approche consisterait à avertir les agences gouvernementales concernées de tout aspect d'une audience proposée qui soulève la possibilité d'un conflit avec la politique gouvernementale. Il n'y a aucune raison pour que les agences gouvernementales ne puissent pas intervenir dans les audiences règlementaires»⁴⁶. L'adoption d'une telle approche, avec une participation plus active du gouvernement de l'Ontario aux procédures, aurait pu éviter ou à tout le moins atténuer l'incertitude actuelle entourant la prise de décisions et l'élaboration de politiques règlementaires par la CEO. Au lieu de communiquer des « déclarations » (tant dans la presse que dans des publications politiques) qui ont un poids juridique et procédural moindre, une telle participation aurait donné au gouvernement une occasion officielle d'énoncer ses positions et ses attentes en matière de transition énergétique et de les faire connaître clairement aux commissaires, à la direction et au personnel de la CEO, ainsi qu'aux intervenants, avant que des décisions ne soient prises. Cela permettrait aux décideurs judiciaires et non judiciaires de la CEO d'intégrer la position du gouvernement dans leurs délibérations.

Comme solution de rechange ou comme complément à ce qui précède, il n'y a aucune raison non plus que l'organisme de réglementation ne puisse pas demander au gouvernement une orientation stratégique plus claire et transparente sur des questions connues comme pour être des priorités ou des questions litigieuses en matière de politique publique. La

transition énergétique est de toute évidence un domaine profondément politique qui a de vastes ramifications sociales qui dépassent de loin les fonctions traditionnelles de réglementation économique comme l'établissement des tarifs, la prudence et la répartition des coûts.

Quoi qu'il en soit, les conflits qui se déroulent en Ontario auraient probablement pu être évités si toutes les parties concernées s'étaient mobilisées de façon plus proactive et transparente dans le but de combler les lacunes réelles ou perçues des politiques gouvernementales et de la réglementation. Et c'est peut-être la leçon que l'Ontario et d'autres administrations devraient retenir de cet exemple, la transition énergétique est une entreprise énorme qui sous-tend une transformation à l'échelle de l'économie de la consommation, du transport et de la production d'énergie. Cette transition exige non seulement une orientation stratégique claire du gouvernement, mais aussi une réingénierie réfléchie et rigoureuse, sinon une réinvention, de la réglementation des services publics.

Post-scriptum

Le 6 octobre 2025, à la suite de la présentation du présent article, la CEO a rendu l'ordonnance procédurale no 1 concernant sa requête en révision de la décision relative au projet pilote de PIR⁴⁷. L'ordre procédural souligne ce qui suit :

[i]l s'est écoulé beaucoup de temps [environ six mois] depuis que l'avis de révision a été déposé en mars. La CEO fait remarquer que les trois questions soulevées dans l'avis de révision semblent reposer sur des enjeux qui peuvent être soulevés ou qui le seront dans d'autres procédures en cours de la CEO entreprises principalement après le dépôt de la révision [traduction]⁴⁸,

⁴⁵ Gouvernement de l'Ontario, Registre environnemental de l'Ontario, *Modifications proposées à la Loi de 1998 sur l'électricité, à la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario et à la Loi sur les concessions municipales pour garantir l'énergie pour les générations futures* (4 septembre 2025), en ligne : <ero.ontario.ca/fr/notice/025-0993>.

⁴⁶ Kaiser, *supra* note 22.

⁴⁷ Commission de l'énergie de l'Ontario, requête en révision : *Decision On IRP Framework, Procedural Order No. 1*, EB-2025-0124, (6 octobre 2025), en ligne (pdf) : <rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/915827/File/document>.

⁴⁸ *Ibid.*

comme la consultation sur le cadre de PIR de la CEO (à l'égard duquel un document de travail⁴⁹ du personnel de la CEO a également été publié le 6 octobre 2025). Il est intéressant de souligner que l'ordre procédural dit également ceci : « [L]a CEO invite les parties à présenter des observations sur la question préliminaire suivante : *Y a-t-il encore lieu de procéder à la révision et de répondre aux trois questions posées dans l'avis de révision ?* » [traduction]⁵⁰. ■

⁴⁹ Commission de l'énergie de l'Ontario, document de travail du personnel : Integrated Resource Planning Framework Review, EB-2025-0125, (6 octobre 2025), en ligne : <rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/915816/File/document>.

⁵⁰ *Supra* note 47 [emphasis ajoutée].

REPORT DES COÛTS RELATIFS À LA DÉCARBONISATION : ÉTUDE DE CAS SUR LA GARANTIE DE PRÊT FÉDÉRALE 2, LE CADRE D'ENDETTEMENT DU PROJET MARITIME LINK ET LE RÔLE DE L'ORGANISME DE RÈGLEMENTATION

*Nancy G. Rubin, c. r. et Brianne E. Rudderham**

Alors que le secteur canadien de l'électricité poursuit ses efforts de décarbonisation et sa transition vers des sources d'énergie plus durables, il fait de plus en plus appel au soutien financier gouvernemental. En raison des cibles législatives de carboneutralité et des initiatives ambitieuses en matière d'énergie verte, les gouvernements fédéral et provinciaux sont davantage sollicités pour atténuer les pressions économiques exercées sur les contribuables qui découlent de la modernisation et de la décarbonisation du réseau électrique. Cette évolution a mis au premier plan de la réglementation des services publics au Canada des concepts tels que le fédéralisme coopératif et le principe du bénéficiaire-payeur.

En Nouvelle-Écosse, une série de décisions récentes rendues par la Nova Scotia Utility and Review Board (commission des services publics et d'examen de la Nouvelle-Écosse), désormais appelée la Nova Scotia Energy Board (commission de l'énergie de la Nouvelle-Écosse), et ci-après toutes deux appelées « la Commission » ou « la NSUARB », illustrent le rôle joué par les gouvernements et l'organisme de réglementation des services publics dans la conciliation des intérêts des clients et des entreprises de services publics. Ces décisions s'inscrivent dans le contexte du retard pris dans l'acheminement d'énergie renouvelable vers la Nouvelle-Écosse depuis la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls, au Labrador, au moyen d'un réseau de transport terrestre et de deux câbles sous-marins, soit le

* Nancy G. Rubin, c. r., et Brianne E. Rudderham sont respectivement associée et associée principale chez Stewart McKelvey; elles sont toutes deux membres de l'Energy Group (groupe du secteur de l'énergie) au sein de ce cabinet.

Labrador Island Link et le Maritime Link (le « Maritime Link » et, collectivement, le « projet Maritime Link »).

CONTEXTE

Le projet Maritime Link devait initialement être opérationnel et fournir une énergie hydroélectrique renouvelable fiable en 2018. Les dates de mise en service du Maritime Link lui-même et de l'ensemble du projet Maritime Link interconnecté ont été reportées, en grande partie en raison de retards du côté de Terre-Neuve-et-Labrador. Par conséquent, le projet Maritime Link n'a pas atteint ses objectifs en matière d'approvisionnement en énergie.

Au cours de cette période, Nova Scotia Power Incorporated (« NS Power ») a accumulé une dette importante dans le cadre de son mécanisme de rajustement tarifaire en fonction du prix du combustible (*Fuel Adjustment Mechanism* [« FAM »]) — un compte de report dans lequel sont consignés les écarts entre le coût prévu et le coût réel du combustible et de l'électricité achetées par NS Power. Le solde reporté donne ensuite lieu à l'application de crédits ou de débits sur les tarifs au moyen d'un avenant tarifaire du FAM, qui doit être approuvé par la Commission¹. La croissance du solde du FAM est en grande partie attribuable à la forte augmentation des prix mondiaux des combustibles et du gaz naturel. La hausse des coûts des matières premières, combinée au retard dans la mise à disposition de l'énergie propre prévue par le Maritime Link, qui a nécessité l'achat de sources de combustible de rechange supplémentaires et coûteuses, a imposé d'importantes charges financières imprévues aux consommateurs d'électricité.

SOUTIEN PROVINCIAL

En réponse, NS Power a sollicité l'aide financière des gouvernements provincial et fédéral. En 2024, un accord a été conclu entre NS Power et la province de la Nouvelle-Écosse. Invest Nova Scotia, une société d'État dont le mandat comprend le développement économique et l'innovation, a accepté d'acheter

117 millions de dollars de la dette liée au FAM de NS Power.

Dans le cadre de la demande de NS Power visant à fixer l'avenant tarifaire du FAM, une approbation a été sollicitée à ce sujet auprès de la Commission, puis accordée par celle-ci en avril 2024 pour vendre cette dette à titre d'« actif règlementaire »². En vertu de cet accord, le remboursement à Invest Nova Scotia s'effectuera sur une période de dix ans à un taux d'intérêt plus avantageux que le coût de financement du compte du FAM de NS Power.

Malgré ce soutien, les contribuables de NS Power ont continué à supporter une dette liée au FAM d'environ 280 millions de dollars, qui n'a cessé d'augmenter.

SOUTIEN FÉDÉRAL

NS Power et l'entité chargée du projet, soit Nova Scotia Power Maritime Link (« NSPML »), ont poursuivi les négociations avec les deux ordres de gouvernement afin d'obtenir un allègement supplémentaire. Ces efforts ont abouti à la conclusion d'un accord commercial avec le gouvernement du Canada, en vertu duquel NSPML émettrait une dette de 500 millions de dollars, assortie d'une deuxième garantie de prêt fédérale (« GPF2 »). Cet accord reflétait la structure de la garantie de prêt fédérale initiale (« GPF1 »), qui avait servi à financer la construction initiale du Maritime Link. L'approbation de cet accord devait être obtenue auprès de la Commission et a été recherchée tout au long des années 2024 et 2025.

Le processus règlementaire visant à approuver l'accord de la GPF2 et les obligations de remboursement imposées aux contribuables a donné lieu à une série de décisions rendues par la Commission qui, dans leur ensemble, témoignent de l'importance du soutien gouvernemental dans la transition vers les énergies propres. Ces décisions reflètent également une approche règlementaire qui reconnaît la complexité du fédéralisme coopératif en tant qu'outil pratique pour traiter la dette liée aux changements

¹ Le FAM approuvé par la Commission permet à NS Power de recouvrer les fluctuations des coûts du combustible et de l'électricité achetées auprès de ses clients au moyen de rajustements tarifaires en fonction du prix du combustible. Les écarts entre les coûts engagés de manière prudente pour acheter le combustible et les montants recouvrés auprès des clients grâce aux tarifs d'électricité au cours d'une année donnée sont reportés sur un actif ou un passif règlementaire du FAM, puis remboursés aux clients ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours des périodes suivantes, sous réserve de l'approbation de la Commission.

² *Affaire Nova Scotia Power Incorporated*, 2024 CanLII 71 (NSUARB).

climatiques et trouver un équilibre entre les intérêts des entreprises de services publics, des gouvernements et des contribuables.

AFFAIRE *NSP MARITIME LINK INCORPORATED*, 2024 NSUARB 199

NSPML recouvre ses besoins en revenus au moyen d'une évaluation des coûts imposée à NS Power, qui, de son côté, recourt à la tarification. L'évaluation des coûts pour l'année de référence correspond au montant nécessaire pour financer le Maritime Link et payer l'amortissement, les coûts d'investissement de maintien ainsi que les frais d'exploitation et d'entretien. Le 4 juillet 2024, NSPML a présenté une demande de la façon habituelle pour son évaluation de 2025. Au cours de ce processus, NS Power et le gouvernement fédéral ont négocié un accord relatif à celui de la GPF2. En conséquence, le 25 septembre 2024, NSPML a déposé une demande supplémentaire relative à l'accord de la GPF2 afin de recouvrer les coûts accrus évalués qui étaient associés à l'émission de la dette garantie par le gouvernement fédéral.

La demande d'évaluation de NSPML a été combinée à celle de NS Power visant à fixer l'avenant tarifaire du FAM pour 2025, mais a été traitée séparément en raison du calendrier des négociations de la GPF2.

À la fin de 2024, la dette liée au FAM de NS Power devait atteindre 412 millions de dollars. Ce montant était trop important pour être résolu par un rajustement unique sur une seule année des tarifs liés au FAM de l'année suivante. Étant donné que l'accumulation de cette dette était en partie attribuable à des retards dans l'approvisionnement en énergie par Maritime Link et à la nécessité correspondante d'acquérir des sources de combustible de rechange plus coûteuses, la solution proposée consistait à rembourser le solde du FAM au moyen d'un emprunt accordé pour le NSPML. Cela permettrait d'amortir les coûts sur la durée restante de 28 ans de la GPF1 initiale de Maritime Link, en reportant et en étalant les obligations de paiement sur la période future.

En vertu de l'accord approuvé, NSPML émettrait 500 millions de dollars de nouvelles dettes et les fonds seraient remboursés à NS Power (déduction faite des frais). NS Power était tenue de rembourser aux contribuables les paiements antérieurs liés au capital et aux intérêts associés à la GPF existante et

d'appliquer ce remboursement à son solde du FAM impayé. La répartition du remboursement a été laissée à la discrétion des catégories de clients, en fonction d'un cadre réglementaire qui sera déterminé au cours d'une procédure distincte mais connexe relative aux avenants du FAM.

L'émission de titres de créance était garantie par le gouvernement fédéral, moyennant des frais de garantie annuels estimés à 0,5 %, soit un total d'environ 33 millions de dollars sur la période d'amortissement. Malgré le coût supplémentaire, l'accord a été largement soutenu par les intervenants, notamment le défenseur des consommateurs, le défenseur des petites entreprises et le groupe industriel, qui considéraient ce financement comme la seule solution viable à un problème financier important. NS Power a souligné, et la Commission a convenu, que l'approbation serait bénéfique tant pour les clients, en atténuant les pressions importantes sur les tarifs à court terme, que pour l'entreprise de services publics, en améliorant ses indicateurs de crédit et en particulier ses indicateurs de flux de trésorerie par rapport à la dette.

Un intervenant, Port Hawkesbury Paper (« PHP »), a exprimé ses préoccupations concernant la GPF2, sans toutefois s'opposer directement à l'accord. Au cours des audiences, il a plutôt demandé une déclaration précisant qu'il ne serait pas tenu de rembourser une partie quelconque de la nouvelle dette. La Commission a décidé que la demande de PHP serait traitée dans le cadre d'une procédure distincte, 2025 NSEB 2, décrite ci-dessous.

La Commission a finalement approuvé la création d'un actif réglementaire de 500 millions de dollars et la perception d'une cotisation supplémentaire de 2025 de NSPML à l'encontre de NS Power, liée aux remboursements du capital et des intérêts obligataires ainsi que des frais de garantie. La dette de 500 millions de dollars a également été exclue aux fins du calcul de la structure du capital réglementé de NSPML.

La Commission s'est déclarée satisfaite du fait que l'accord commercial et la proposition étaient avantageux pour les clients et l'entreprise de services publics. En ce qui concerne l'équité intergénérationnelle, NS Power a estimé que « puisque le remboursement du capital et des intérêts liés au projet sera reporté, les coûts seront répartis entre les clients qui bénéficieraient ultimement de l'énergie fournie par Maritime

Link » [traduction]³. Ce raisonnement a par la suite influencé la manière dont le remboursement de 500 millions de dollars a été réparti.

AFFAIRE NOVA SCOTIA POWER INCORPORATED, 2025 NSUARB 33

Après avoir approuvé les accords commerciaux relatifs à la GPF2 et à la cotisation supplémentaire de NSPML pour rembourser la GPF2, NS Power avait besoin de l’approbation de la Commission pour répartir le remboursement de NSPML et la cotisation supplémentaire entre les différentes catégories de clients. Pour ce faire, NS Power a utilisé son avenant tarifaire du FAM.

La répartition du remboursement n’a pas été sans susciter la controverse. Certains intervenants ont fait valoir que le remboursement devrait être réparti en fonction de la part de chaque catégorie dans le solde du FAM plutôt que selon la méthode proposée, qui est établie sur la part de chaque catégorie dans les coûts historiques d’évaluation du Maritime Link. Bien que divers arguments aient été avancés, la répartition proposée a eu pour conséquence que certaines catégories se sont retrouvées avec un solde de FAM et d’autres avec un excédent.

Dans sa décision du 18 février 2025, la Commission a confirmé que l’objectif de la GPF2 consistait à rembourser les coûts liés au Maritime Link précédemment évalués, et non à éliminer uniformément le solde du FAM. La méthode de répartition approuvée consistait à faire correspondre le remboursement de 500 millions de dollars aux évaluations historiques du Maritime Link, intégrant ainsi efficacement le remboursement dans la structure des coûts de ce projet pour les 28 prochaines années. Faisant écho aux arguments de NS Power dans l’affaire de l’évaluation des coûts de NSPML, la Commission a estimé que cela rééquilibrait les avantages du Maritime Link, qui sont attendus à l’avenir, avec les coûts associés.

La Commission a confirmé que cette structure servait l’intérêt public en empêchant des augmentations de tarifs inabordables et en renforçant le principe du bénéficiaire-payeur. En traitant la dette de la GPF2 comme faisant partie du coût à long terme du service

du Maritime Link, la décision garantissait que les futurs clients bénéficiant du projet supporteraient leur juste part des coûts.

AFFAIRE PORT HAWKESBURY PAPER LP, 2025 NSEB 2

PHP est un client industriel de très grande taille bénéficiant d’un tarif unique « hors bilan » qui n’inclut pas l’avenant du FAM. PHP est tenu de payer les coûts supplémentaires liés au combustible et à l’électricité achetés que NS Power engage pour lui fournir ses services, ainsi qu’une partie des coûts fixes. PHP n’est soumis à aucun rajustement au titre de l’avenant du FAM. À la suite des deux décisions susmentionnées concernant la GPF2, PHP a demandé à la Commission d’affirmer qu’elle ne serait jamais responsable d’une partie quelconque du remboursement de l’actif réglementaire de 500 millions de dollars dans le cadre des droits, des tarifs ou des frais que PHP pourrait payer à l’avenir. L’entreprise PHP a fait valoir qu’en tant que client non assujéti au FAM pendant la période concernée entre 2018 et 2024, elle n’avait ni contribué au solde du FAM ni reçu aucune partie du bénéfice du remboursement de 500 millions de dollars.

La question était particulièrement pertinente, car le tarif de PHP doit expirer à la fin de 2025 et les négociations avec NS Power se poursuivent pour un nouveau tarif ordinaire pour coûts inévitables, qui n’a pas encore été soumis pour approbation.

Lors de l’examen de la demande, la Commission a examiné l’accord commercial et a conclu qu’il se distinguait de l’achat de l’actif réglementaire de 117 millions de dollars par Invest Nova Scotia, car il était structuré sous forme de remboursements. Selon elle, cela détermine la manière dont les coûts sont caractérisés et répartis. En raison de ces remboursements, les coûts du FAM engagés précédemment ont été éliminés.

La Commission a conclu qu’« il n’y a aucune obligation pour les clients visés par le FAM de NS Power de payer le remboursement accordé par NSPML à partir du produit de la nouvelle dette garantie par le gouvernement fédéral. Au contraire, la nouvelle dette garantie par le gouvernement fédéral est remboursée

³ Affaire *NSP Maritime Link Inc.*, 2024 CanLII 199 (NSUARB) au para 77.

dans le cadre du coût du service pour le Maritime Link au cours des 28 prochaines années » [traduction]⁴. En d'autres termes, à l'avenir, il sera plus approprié d'associer le recouvrement des paiements liés à l'actif réglementaire approuvé de 500 millions de dollars de NSPML auprès des clients de NS Power au cours des 28 prochaines années aux services futurs fournis par Maritime Link qu'aux coûts passés. Il est préférable de caractériser ces coûts comme des coûts engagés pour fournir des services et des avantages à l'avenir, plutôt que comme le recouvrement de coûts engagés dans le passé.

En prenant cette décision, la Commission a confirmé l'accord réglementaire et a réinitialisé le délai afin de permettre à NSPML de récupérer son investissement et d'en tirer un rendement, y compris la nouvelle émission de titres de créance liée au Maritime Link :

L'accord conclu avec le gouvernement fédéral a réduit le remboursement du capital et des intérêts de NSPML pour le Maritime Link. Cependant, en vertu des principes réglementaires établis de longue date dans la Loi sur les services publics, NSPML a le droit de récupérer ses coûts engagés de manière prudente, y compris avec un recouvrement et un rendement du capital investi. À ce titre, la NSUARB a approuvé un actif réglementaire afin de permettre à NSPML de recouvrer le capital et les intérêts pour le Maritime Link sur les 28 années restantes de l'accord de financement existant pour le Maritime Link (la période de recouvrement était une autre exigence prévue par les accords conclus avec le gouvernement fédéral). Par conséquent, les paiements liés à l'actif réglementaire approuvé servent à assurer un recouvrement et un rendement de son investissement dans un actif immobilisé utilisé pour servir ses clients, et non à rembourser une dette [traduction]⁵.

Abordant le principe selon lequel les tarifs ne doivent pas être indûment discriminatoires, la Commission a ensuite estimé que PHP se

trouverait dans la même situation que tout nouveau client qui se raccorderait au réseau à l'avenir et qui serait responsable des coûts d'utilisation du Maritime Link à ce moment-là. Comme indiqué :

La Commission estime que le remboursement a éliminé la dette existante. Le recouvrement des paiements de capital et d'intérêts pour le Maritime Link a été reporté afin de mieux correspondre aux coûts et aux avantages au cours des 28 prochaines années. Par conséquent, tout paiement futur de PHP lié à l'actif réglementaire récemment approuvé de NSPML pour la nouvelle dette garantie par le gouvernement fédéral ne constitue pas un paiement pour les coûts engagés par d'autres clients, mais un paiement pour le coût d'utilisation du Maritime Link à ce moment-là. À cet égard, PHP se trouverait dans la même situation que les nouveaux clients qui se raccorderaient au réseau à l'avenir.

Ce résultat ne constitue pas une violation des normes réglementaires, mais est conforme aux principes du coût du service. La Commission reconnaît pleinement que l'accord conclu avec le gouvernement fédéral et le report des coûts de Maritime Link à une période ultérieure afin de mieux équilibrer les coûts et les avantages n'auraient pas eu lieu s'il n'y avait pas eu de solde du FAM en suspens. Cependant, cette motivation ne peut transformer la mesure corrective mise en œuvre d'un remboursement en un rachat de créance, comme cela a été fait avec Invest Nova Scotia [traduction]⁶.

Dans sa décision rendue le 20 avril 2025, la Commission a refusé de confirmer que PHP ne serait pas responsable du remboursement des coûts associés à l'actif réglementaire de 500 millions de dollars inclus dans un tarif futur. Elle a statué que PHP serait responsable de ces paiements *si un service inclus dans un tarif couvrant ces coûts est reçu*.

⁴ Affaire *Port Hawkesbury Paper LP*, 2025 CanLII 2 (NSEB) au para 50.

⁵ *Ibid* au para 51.

⁶ *Ibid* aux paras 57–58.

Post-scriptum – Il n’a pas encore été déterminé de manière définitive si PHP sera responsable des paiements liés au Maritime Link au moyen d’un tarif qui doit encore être déposé. De plus, PHP a depuis interjeté appel de cette décision devant la Cour d’appel de la Nouvelle-Écosse et a simultanément déposé une demande de révision judiciaire auprès de la Cour suprême de la Nouvelle-Écosse. PHP allègue, entre autres motifs, que la Commission a mal compris et mal appliqué le critère juridique d’interprétation des contrats pour déterminer l’effet de l’accord de prêt et a commis une erreur en concluant que, puisqu’il avait été utilisé pour rembourser NS Power, cela avait pour effet juridique d’éliminer la dette sous-jacente. Elle allègue également que la Commission a outrepassé sa compétence en modifiant la structure tarifaire approuvée de PHP pour inclure « potentiellement » les remboursements et en modifiant la répartition des coûts approuvée de NS Power.

PHP a demandé que l’affaire soit renvoyée devant la Commission pour réexamen ou que la Cour d’appel rende une décision en sa faveur. L’appel sera entendu le 10 mars 2026. La révision judiciaire a été suspendue dans l’attente du résultat de l’appel.

CONCLUSION

L’accord de la GPF2 reflète une réponse multigouvernementale soigneusement négociée aux répercussions économiques des retards liés à la décarbonisation des réseaux électriques. En Nouvelle-Écosse, il s’agissait du projet Maritime Link.

En considérant l’émission de titres de créance de 500 millions de dollars garantie par le gouvernement comme un « remboursement » aux clients visés par le FAM et en intégrant le remboursement futur dans le coût à long terme du service, le cadre réglementaire atténue non seulement les pressions à court terme sur les tarifs, mais s’aligne également sur les principes d’équité intergénérationnelle et de la théorie du bénéficiaire-payeur. Il est important de noter que ces décisions démontrent comment le fédéralisme coopératif et l’aide financière du gouvernement, lorsqu’ils sont associés à une surveillance réglementaire réfléchie, peuvent faciliter une transition plus équitable et durable vers les énergies propres au Canada. ■

OBLIGATIONS DU CANADA À L'ÉGARD DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES : COMMENTAIRE SUR L'AVIS CONSULTATIF DE LA COUR INTERNATIONALE DE JUSTICE

*Adebayo Majekolagbe**

1. INTRODUCTION

Le Vanuatu incarne la nature, la réalité, la complexité et l'urgence que représentent les changements climatiques. Une chaîne de plus de quatre-vingts îles situées dans le sud-ouest de l'océan Pacifique, peuplée d'environ 300 000 habitants principalement d'ascendance autochtone Ni-Vanuatu. L'économie du Vanuatu repose surtout sur l'agriculture, un secteur qui représente sa principale source d'émissions. Les émissions totales de gaz à effet de serre (« GES »)

du Vanuatu pour 2022 étaient d'environ 600 000 tonnes métriques d'équivalents en dioxyde de carbone (Mt d'éq. CO₂)¹. Pour placer les choses en contexte, au cours de la même année, Suncor Energy a déclaré avoir émis environ 32 000 000 Mt d'éq. CO₂². La base de données EDGAR de l'UE établit à 0,00 % la contribution du Vanuatu aux émissions mondiales en 2022³. Pour la même année, la part des émissions de Suncor aurait été d'environ 0,06 % des émissions mondiales. Cependant, au moment même où Suncor générerait plus de 18 milliards de dollars en fonds

* Adebayo Majekolagbe est professeur adjoint à la faculté de droit de l'Université de l'Alberta. Il cumule plus d'une décennie d'expérience juridique et a comparu à tous les niveaux du système judiciaire nigérian. Il est titulaire d'une maîtrise en droit de l'Université de Lagos, au Nigeria, et de l'Université Dalhousie, au Canada. Il a également obtenu un doctorat de la Schulich School of Law de l'Université Dalhousie. Il est membre du Marine and Environmental Law Institute de l'Université Dalhousie et membre de l'International Association for Impact Assessment. Il a effectué des recherches et publié des articles sur des sujets liés à la transition équitable, à l'évaluation d'impact, à la durabilité, au droit relatif aux changements climatiques et aux droits de la personne. En outre, il enseigne à la faculté de droit de l'Université de l'Alberta, notamment dans les domaines du droit relatif aux changements climatiques, du droit environnemental et du droit constitutionnel.

¹ Commission européenne, *GHG Emissions of All World Countries*, (Emissions Database for Global Atmospheric Research, 2023), en ligne : <edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2023> [Commission européenne].

² Open Sustainability Index, « Suncor Energy » (2022), en ligne : <opensustainabilityindex.org/company/suncor-energy>.

³ Commission européenne, *supra* note 1.

d'adaptation et distribuait près de 8 milliards de dollars à ses investisseurs en 2022⁴, le Vanuatu déclarait une urgence climatique et intensifiait les efforts diplomatiques pour que l'Assemblée générale des Nations Unies (« AGNU »), demande l'avis consultatif de la Cour internationale de justice (« CIJ ») sur les obligations des États en matière de climat⁵.

Au Vanuatu, l'urgence climatique a été et demeure un danger grave et permanent. En 2015, l'île a été frappée par le cyclone tropical de catégorie 5 Pam, qui a détruit ou endommagé 90 % des bâtiments, compromis 80 % des moyens de subsistance des collectivités autochtones et coûté au pays environ 65 % de son produit intérieur brut (« PIB »)⁶. En 2023, en moins de 48 heures, le Vanuatu a été frappé par deux cyclones (les cyclones tropicaux Judy et Kevin) et un tremblement de terre. Celles-ci ont touché 80 % de la population, et plus d'un tiers des bâtiments du pays ont été endommagés ou détruits⁷. Bien que le changement climatique n'ait pas directement ni exclusivement causé Pam, Judy ou Kevin, il a rendu ces cyclones et d'autres similaires plus fréquents, plus intenses et plus dévastateurs⁸. Les émissions anthropiques ont contribué à un réchauffement plus rapide des températures terrestres et ont entraîné des effets catastrophiques. Pire encore, ce sont les pays qui ont le moins contribué au réchauffement de la planète, comme le Vanuatu, qui en paye le prix le plus élevé.

L'avis consultatif de la CIJ pour 2025 est établi en fonction du contexte qui précède⁹. Le Vanuatu et d'autres États-nations ont sollicité l'interprétation de la CIJ du droit international sur les obligations des États de protéger le système climatique et d'autres éléments de l'environnement contre les émissions de gaz à effet de serre, et des conséquences juridiques pour les États qui ont causé des dommages environnementaux importants¹⁰. La CIJ a été établie après la Seconde Guerre mondiale en tant que principal organe judiciaire des Nations Unies (« ONU »). Les États-nations ont accordé à la cour le pouvoir de résoudre des conflits juridiques et de fournir des avis consultatifs sur des questions de droit international. Le droit international, tel qu'il est interprété par la CIJ, comprend principalement des traités et des normes et pratiques exécutoires qui sont largement acceptées et reconnues en droit (droit international coutumier)¹¹. Bien que toutes les parties qui ont ratifié un traité doivent s'y conformer, le droit international coutumier s'applique à toutes les nations. Par exemple, la torture est reconnue à l'échelle internationale comme étant répréhensible, peu importe qu'un pays ait signé ou non le traité contre la torture, tout comme la règle internationale contre la pollution qui cause du tort dans d'autres pays¹².

Dans cette affaire, l'avis consultatif de la CIJ portait sur les obligations en vertu des traités et du droit international coutumier. Bien que les avis consultatifs ne soient pas

⁴ Suncor, rapport annuel (Suncor, 2022) 2, en ligne (pdf) : <[suncor.com/fr-ca](https://www.suncor.com/fr-ca)>.

⁵ Gouvernement du Vanuatu, Department of Climate Change, « Declaration of Climate Emergency Approved Unanimously by the Parliament of Vanuatu » (2022), en ligne : <docc.gov.vu/index.php/resources/news-events/news/s/120-declaration-of-climate-emergency-approved-unanimous-by-parliament-of-vanuatu>.

⁶ « Cyclone Pam destroyed 90% of buildings in Vanuatu, says president - video », The Guardian (16 mars 2015), en ligne : <[theguardian.com/world/video/2015/mar/16/cyclone-pam-vanuatu-president-video](https://www.theguardian.com/world/video/2015/mar/16/cyclone-pam-vanuatu-president-video)>; Julie Webb et coll., « Does Gender Responsive Disaster Risk Reduction Make a Difference? : A Comparative Study of Category Five Tropical Cyclone Pam in Vanuatu » (2017) Care, en ligne (pdf) : <sistalibrary.com.vu/wp-content/uploads/2020/09/CARE_Vanuatu_DRR_Impact_Study.pdf>.

⁷ Gouvernement d'Australie, « A Triple Disaster Event Series in Vanuatu: Cascading and Compounding Impacts of Climate Change » (2023) <unfccc.int/sites/default/files/resource/casestudy_australia_vanuatu_cascadingcompounding.pdf>.

⁸ Roz Pidcock, « Cyclone Pam: Untangling the Complex Science on Tropical Storms and Climate Change » (16 mars 2015), en ligne : <carbonbrief.org/cyclone-pam-untangling-the-complex-science-on-tropical-storms-and-climate-change>; Sanjay Srivastava & Sudip Ranjan Basu, « Vanuatu Twin Cyclones Underscore Pacific's Vulnerability to Climate Risks » (16 mars 2023) en ligne : <sdg.iisd.org/commentary/guest-articles/vanuatu-twin-cyclones-underscore-pacifics-vulnerability-to-climate-risks>.

⁹ *Obligations des États en matière de changement climatique*, avis consultatif, [2025] CIJ, no 187.

¹⁰ *Vanuatu ICJ Initiative*, AGNU, 22^e session, UN Doc A/70 (2023) GA Rés 77/276.

¹¹ *Statut de la Cour internationale de justice*, 26 juin 1945, Recueil des traités, 1945, no 7 (entré en vigueur le 24 octobre 1945), art 38.

¹² *Le Procureur c Anto Furundzija*, IT-95-17/1-t101, jugement de la Chambre de première instance (10 décembre 1998) (Tribunal international chargé de poursuivre les personnes présumées responsables de violations graves du droit international humanitaire commises sur le territoire de l'ex-Yougoslavie), en ligne (pdf) : <icty.org/x/cases/furundzija/tjug/fr/fur-tj981210f.pdf>.

juridiquement contraignants en eux-mêmes, ils servent de sources d'interprétation faisant autorité des traités et du droit coutumier¹³. Les avis consultatifs devraient guider la façon dont les gouvernements et les tribunaux nationaux interprètent et appliquent le droit international. L'avis en question fournit donc une orientation faisant autorité sur les engagements du Canada en matière d'atténuation des changements climatiques et d'adaptation à ceux-ci, sur son devoir de réglementer les activités des entreprises, et sur son obligation de coopérer avec d'autres pays pour soutenir les pays vulnérables en vertu des accords internationaux sur le climat et du droit coutumier. Le présent article traite des obligations telles qu'elles sont interprétées par la CIJ et de leurs répercussions particulières pour le Canada. Le non-respect de ces obligations pourrait rendre le Canada responsable de faits internationalement illicites. En outre, le non-respect par le Canada de ses obligations en matière de changements climatiques peut être extrêmement coûteux, car le pays pourrait devenir légalement responsable du paiement de réparations aux nations touchées négativement par les changements climatiques.

2. OBLIGATIONS CLIMATIQUES DANS L'AVIS CONSULTATIF

Les obligations des États en matière de climat proviennent de sources multiples, y compris de traités portant spécifiquement sur les changements climatiques, de traités ayant d'autres objets et du droit international coutumier. La Convention-cadre

des Nations Unies sur les changements climatiques (« CCNUCC ») de 1992, le Protocole de Kyoto de 1997 et l'Accord de Paris de 2015 sont les principaux accords internationaux sur les changements climatiques. Un avis antérieur du Tribunal international du droit de la mer portait sur les obligations climatiques des États en vertu de la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer de 1982¹⁴. Les décisions prises par les Parties lors de diverses conférences sur le climat pourraient également créer des obligations juridiques dans certains cas¹⁵. Le Protocole de Kyoto, qui exige que les pays développés atteignent des cibles d'émissions précises, n'est actuellement pas en vigueur, car les pays ne se sont pas engagés à respecter une autre période d'engagement. Néanmoins, la CIJ a conclu que le Protocole demeure pertinent en tant qu'outil d'interprétation et pour déterminer si les pays ont atteint les cibles des périodes d'engagement précédentes¹⁶. En revanche, la CCNUCC de 1992 demeure en vigueur et les États parties à la Convention demeurent. Le maintien de la pertinence substantielle de la Convention est essentiel, car elle recentre les obligations fondées sur les annexes, dont l'Accord de Paris s'est prétendument éloigné¹⁷. Elle est également importante, car elle continue d'être une source juridique indépendante d'obligations climatiques pour les pays, comme les États-Unis, qui se sont retirés de l'Accord de Paris.

La CIJ a également clarifié les obligations déjà vaguement définies que les gouvernements ont utilisées pour justifier l'inaction à l'égard

¹³ « Contrairement aux arrêts, et sauf les cas rares où il est expressément prévu qu'ils auront force obligatoire [...] les avis consultatifs de la Cour n'ont pas d'effet contraignant. Il appartient aux institutions ou organes internationaux qui les ont demandés de décider, par les moyens qui leur sont propres, de la suite à réserver à ces avis. Dénués d'effet obligatoire, les avis consultatifs de la Cour n'en possèdent pas moins une haute valeur juridique ainsi qu'une grande autorité morale. [...] [ils] contribuent également, à leur manière, à l'éclaircissement et au développement du droit international et, par ce biais, au renforcement des relations pacifiques entre les États. » (Cour internationale de justice, « Compétence en matière consultative » (dernière consultation le 6 octobre 2025), en ligne : <icj-cij.org/fr/competence-en-matiere-consultatives>).

¹⁴ *Demande d'avis consultatif soumise par la Commission des petits États insulaires sur le changement climatique et le droit international* (2024), avis consultatif no 31, *Tribunal international du droit de la mer*.

¹⁵ « La Cour relève que, dans certaines circonstances, les décisions de ces organes produisent certains effets juridiques. Premièrement, lorsque les dispositions du traité le prévoient, les décisions des COP peuvent créer des obligations juridiquement contraignantes pour les parties. [...] Deuxièmement, les décisions de ces organes [...] et, partant, elles [peuvent] être prises en considération pour interpréter les traités relatifs aux changements climatiques » (*ibid* au para 184).

¹⁶ *Ibid* au para 221.

¹⁷ En vertu de la CCNUCC, les pays visés à l'annexe I sont des pays développés qui ont l'obligation d'adopter des politiques nationales et de prendre des mesures correspondantes d'atténuation des changements climatiques (voir l'alinéa 4(2)a) de la CCNUCC), tandis que les pays visés à l'annexe II doivent aller plus loin pour fournir un soutien aux pays en développement (voir le paragraphe 4(3) de la CCNUCC). Le Canada est un pays visé aux annexes I et II (voir la CCNUCC, les annexes I et II). Voir aussi *ibid* au para 199.

des changements climatiques. Les obligations du Canada en matière de climat vont au-delà de l'Accord de Paris et englobent celles découlant du droit international coutumier et de divers traités internationaux qu'il a ratifiés, notamment la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques de 1992 et la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer (« UNCLOS ») de 1982.

L'Accord de Paris demeure néanmoins le principal traité international sur le climat. La cour a notamment rejeté l'argument selon lequel l'Accord de Paris a remplacé la CCNUCC et le Protocole de Kyoto¹⁸. La CCNUCC fournit les objectifs et le cadre généraux de la lutte contre les changements climatiques, lesquels sont précisés dans des instruments ultérieurs¹⁹. Ces instruments ne sont pas incompatibles et imposent des obligations semblables à divers degrés de détail. Les obligations sont classées par catégories (atténuation, adaptation, réglementation et coopération) et brièvement abordées ci-dessous.

L'obligation d'atténuer

En 2015, des pays du monde entier, dont le Canada, se sont réunis à Paris, en France, et se sont engagés collectivement à maintenir la température mondiale en deçà de 2 °C, tout en s'efforçant de la limiter à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels²⁰. Dans les années qui ont suivi l'accord de Paris, il est devenu évident que si une hausse de 1,5 °C entraîne une augmentation des inondations, des sécheresses, des vagues de chaleur et que certains pays et certaines collectivités sont submergés, une hausse de 2 °C entraînerait des conséquences encore plus désastreuses²¹. Un consensus s'est

donc dégagé parmi les pays qui se sont engagés à respecter l'Accord de Paris de viser une cible de 1,5 °C. Dans son avis consultatif, la CIJ a soutenu sur des bases juridiques la cible de 1,5 °C en tant qu'objectif collectif pour les nations²². De l'avis de la cour, cette cible doit guider les engagements et les ambitions des États en matière de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre²³.

Les conclusions de la CIJ sur les obligations d'atténuation des États ont été fortement influencées par les définitions et la portée des concepts clés, y compris les obligations en matière de conduite et de résultat, les répercussions juridiques de verbes tels que « doit », « devrait », « est tenu de » et la norme de diligence raisonnable. Les obligations de résultat obligent les États à obtenir les résultats requis en vertu de l'obligation, tandis que l'obligation de conduite exige seulement que l'État utilise tous les moyens à sa disposition pour atteindre un objectif visé par l'obligation²⁴. Toutefois, la distinction entre les deux obligations n'est pas stricte, car elles coexistent souvent et cherchent à atteindre des objectifs semblables par des moyens différents²⁵. La distinction devient encore plus floue, car l'obligation de conduite comporte une obligation d'agir avec diligence raisonnable, c'est-à-dire l'obligation d'utiliser tous les moyens dont dispose un État pour remplir ses obligations internationales²⁶. La norme de diligence raisonnable, bien qu'elle soit rigoureuse compte tenu de la gravité des changements climatiques, diffère d'un pays à l'autre. Le principe des responsabilités communes mais différenciées (« RCMD »), qui exige que les obligations, droits et privilèges en matière de climat soient fondés sur des considérations de responsabilité historique,

¹⁸ *Supra* note 14 au para 189.

¹⁹ *Ibid* au para 195.

²⁰ *Accord de Paris*, étant une annexe au *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, UN Doc FCCC/CP/2015/10/Add.1, 55 ILM 740 (entré en vigueur le 5 octobre 2016, puis adopté par le Canada le 4 novembre 2016), 2(1)(a) [*Accord de Paris*].

²¹ Masson-Delmotte, V. et coll., *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5°C Above Pre-Industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty* (Cambridge: Cambridge University Press, 2018).

²² *Supra* note 14 au para 224.

²³ *Ibid* au para 242.

²⁴ *Ibid* au para 208.

²⁵ *Ibid* au para 175.

²⁶ *Ibid* au para 176.

de capacité et de circonstances nationales, est essentiel pour déterminer le niveau de diligence raisonnable attendu d'un pays²⁷.

L'obligation des États parties d'atténuer les effets comprend l'obligation légale de présenter une contribution déterminée au niveau national (« CDN ») conforme à la cible de 1,5 °C énonçant leurs objectifs d'atténuation des changements climatiques (réduction des émissions) tous les cinq ans (une obligation de résultat) ainsi que l'obligation de faire tous les efforts possibles pour atteindre ces objectifs climatiques (une obligation de conduite)²⁸. Chaque pays, développé ou en développement, est tenu de soumettre une CDN en vertu de l'Accord de Paris. La CIJ a fait remarquer que les pays ne disposent pas d'une liberté illimitée pour déterminer et communiquer des cibles de réduction des émissions (atténuation des changements climatiques) qui sont progressives et représentent leur « ambition la plus élevée possible »²⁹. Le pouvoir discrétionnaire des pays dans la détermination de leurs CDN est limité et atténué par les exigences fondamentales que les CDN doivent satisfaire. Les CDN doivent devenir plus ambitieuses au fil du temps, contribuer de manière appropriée au respect de la cible de 1,5 °C et être présentées d'une manière qui favorise l'intégrité environnementale, la transparence, l'exactitude, l'exhaustivité, la comparabilité, la cohérence et l'évitement des pratiques comptables douteuses³⁰.

Bien que chaque pays doive fournir des efforts pour présenter des CDN ambitieuses, les CDN de pays développés comme le Canada,

compte tenu de leurs émissions historiques et de leurs capacités financières et technologiques actuelles, seront assujettis à une application rigoureuse des exigences établies par la CIJ³¹. Il est peu probable que l'engagement actuel du Canada de réduire ses émissions de 45 à 50 % d'ici 2035, par rapport aux niveaux de 2005, respecte les normes de la CIJ³². C'est particulièrement vrai, car des pays comparables comme le Royaume-Uni (81 % d'ici 2035 par rapport à 1990) et la Norvège (70 % à 75 % d'ici 2035 par rapport à 1990) se sont engagés à atteindre des cibles de réduction des émissions plus ambitieuses³³. Toutefois, même si l'engagement du Canada à réduire ses émissions de 45 % à 50 % était accepté, il reste un écart important entre son engagement et ses plans stratégiques pour l'atteindre. La dernière CDN soumise en 2025 est la troisième CDN soumise par le Canada. Toutefois, le pays n'a pas atteint les cibles qu'il s'était engagé à atteindre dans les CDN soumises en 2015 et en 2020³⁴. Les CDN ambitieuses à elles seules ne remplissent pas les obligations légales d'atténuation des changements climatiques des États. Chaque pays doit adopter et mettre en œuvre des mesures nationales adéquates pour respecter ses engagements. Bien que les pays n'aient qu'une obligation de conduite — et non de résultat — à l'égard des cibles qu'ils se sont engagés à atteindre, ils doivent exercer la diligence raisonnable pour s'acquitter de cette obligation³⁵. Autrement dit, bien qu'il n'y ait aucune obligation d'atteindre ces cibles, les pays doivent déployer toutes les mesures et pratiques exemplaires appropriées pour les atteindre³⁶.

²⁷ *Ibid* au para 247.

²⁸ *Accord de Paris*, *supra* note 20 au para 4(2).

²⁹ *Supra* note 14, aux paras 245–46.

³⁰ *Ibid* aux paras 241–44.

³¹ *Ibid* au para 247.

³² Gouvernement du Canada, « Contribution déterminée au niveau national du Canada pour 2035 » (juin 2025), en ligne (pdf) : <unfccc.int/sites/default/files/2025-02/Soumission%20officielle%20de%20la%20CDN%20du%20Canada%20-%20CCNUCC%20v2fr.pdf>.

³³ Gouvernement du Royaume-Uni, « United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland's 2035 Nationally Determined Contribution » (janvier 2025), en ligne (pdf) : <assets.publishing.service.gov.uk/media/679b5ee8413ef177de146c1e/uk-2035-nationally-determined-contribution.pdf>; Gouvernement de la Norvège, « Norway's Nationally Determined Contribution 2035 » (juin 2025), en ligne (pdf) : <unfccc.int/sites/default/files/2025-06/Norways%20NDC%20for%202035..pdf>.

³⁴ Bureau du vérificateur général du Canada, « *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité – Plan de réduction des émissions pour 2030* » (2023) Rapports 6 – rapports du commissaire à l'environnement et au développement durable, en ligne (pdf) : <www.oag-bvg.gc.ca/internet/docs/parl_cesd_202311_06_f.pdf>.

³⁵ *Supra* note 14 au para 251.

³⁶ *Ibid* aux paras 252–53.

Les mesures d'atténuation des changements climatiques varieront d'un pays à l'autre. L'Accord de Paris permet de faire en sorte que les CDN et les instruments connexes de refléter la situation de chaque pays. Cependant, chaque pays devrait avoir des mécanismes législatifs, administratifs et d'application de la loi qui lui permettent effectivement de respecter ses CDN. Les principaux outils législatifs du Canada en matière de climat, la *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité* (« LRC ») et la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (« LTPCGES »), ne respectent sans doute pas ces normes élevées³⁷. La LRC ne force pas l'action, et la LTPCGES s'est affaiblie au fil du temps. Le Canada doit maintenant revoir ses lois et mesures climatiques pour s'assurer qu'elles sont conformes aux exigences établies par la CIJ. À l'instar des CDN du Canada qui doivent être ambitieuses et progressives, les mesures de mise en œuvre devraient aussi être tournées vers l'avenir et audacieuses.

La *Loi sur l'unité de l'économie canadienne* risque également de contrevenir aux engagements du Canada en matière d'atténuation des changements climatiques si elle favorise le développement d'infrastructures favorisant l'exploration, la production, les subventions et l'utilisation accrues des combustibles fossiles³⁸. Comme l'a précisé la cour, l'émission de GES n'est pas intrinsèquement un fait internationalement illicite. Toutefois, le fait de ne pas prendre des mesures de protection du climat relativement aux activités liées aux combustibles fossiles pourrait indiquer que le Canada n'a pas respecté ses obligations en matière de changements climatiques. Les émissions provenant des combustibles fossiles sont le principal facteur responsable des changements climatiques. Le Canada ne peut pas respecter ses engagements climatiques sans s'attaquer sérieusement à cette réalité. À tout le moins, le Canada doit avoir et mettre en œuvre

un plan qui garantit que les projets dans les secteurs utilisant des combustibles fossiles sont compatibles avec ses cibles de réduction des émissions, lesquelles doivent être ambitieuses et progressives.

L'obligation d'adaptation

Les changements climatiques ne sont plus une menace lointaine, ils sont la réalité actuelle. Un arrêt soudain des émissions mondiales aujourd'hui apporterait d'importants avantages aux générations futures. Néanmoins, cela ne protégerait pas la génération actuelle contre les effets négatifs des changements climatiques qui se font déjà sentir. Par exemple, le tiers des habitants de Tuvalu a demandé à déménager en Australie, car l'île s'enfoncé graduellement dans le Pacifique³⁹. Les pays d'Afrique subsaharienne subissent actuellement certains des effets les plus graves des changements climatiques⁴⁰. Ici au pays, le pergélisol du Nord canadien continue de fondre rapidement, ce qui met en danger les collectivités et les résidents autochtones⁴¹.

La réalité des effets négatifs des changements climatiques fait de l'adaptation au climat un élément crucial du droit international sur le climat. Les mesures d'adaptation aux changements climatiques aident les personnes et les collectivités à se préparer et à s'adapter aux effets actuels et prévus des changements climatiques. Bien qu'elles reçoivent moins d'attention que l'atténuation des changements climatiques dans les accords internationaux sur le climat, la CIJ a réaffirmé d'importantes obligations en matière d'adaptation aux changements climatiques que le Canada et d'autres pays doivent respecter⁴². Il n'y a aucune obligation de s'engager à atteindre des objectifs d'adaptation précis ou quantitatifs en vertu du droit international. Cependant, les États doivent prendre des mesures appropriées pour renforcer la résilience de leurs populations, de leurs

³⁷ *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, LC 2021, c 22; *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, LC 2018, c 12.

³⁸ *Loi sur l'unité de l'économie canadienne*, LC 2025, c 2; *Supra* note 14 au para 427.

³⁹ Angus Watson, « More than a third of this country's population has applied to relocate » (27 juin 2025) CNN World, en ligne : <edition.cnn.com/2025/06/27/australia/tuvalu-relocation-visa-australia-climate-intl-hnk>.

⁴⁰ World Meteorological Organization, « Africa faces disproportionate burden from climate change and adaptation costs » (2 septembre 2024) en ligne : <wmo.int/news/media-centre/africa-faces-disproportionate-burden-from-climate-change-and-adaptation-costs>.

⁴¹ Firelight Research Inc. & Canadian Climate Institute, *The Impacts of Permafrost Thaw on Northern Indigenous Communities* (Vancouver, Canadian Climate Institute, 2022).

⁴² *Supra* note 14 au para 255.

collectivités et de leurs infrastructures, réduire leur vulnérabilité aux changements climatiques et améliorer leur capacité d'adaptation⁴³. La CIJ a souligné que le pays devrait faire de son mieux pour atteindre ces objectifs à la hauteur que le permettent les connaissances scientifiques actuelles⁴⁴. Bien qu'il n'y ait pas de liste obligatoire de mesure à prendre, on peut soutenir que la liste indicative figurant dans l'Accord de Paris — comme l'établissement de plans nationaux d'adaptation et l'évaluation des impacts et des vulnérabilités liés aux changements climatiques avant l'approbation des projets — est une exigence minimale.

La stratégie d'adaptation du Canada a été critiquée comme étant inadéquate⁴⁵. Elle ne prévoit qu'une intégration ténue de mesures d'adaptation aux changements climatiques dans son cadre d'étude d'impact de la réglementation. Le Canada n'en fait pas non plus assez par rapport à d'autres mesures mises en évidence par la CIJ, notamment des systèmes d'alerte précoce, la restauration des écosystèmes et une infrastructure résiliente face au climat. Le niveau de connaissance et de sensibilisation du public à l'égard des répercussions climatiques propres à un lieu. Il n'y a pas non plus de système concerté pour éduquer et informer activement les Canadiens sur la vulnérabilité de certaines collectivités et de certaines régions aux changements climatiques.

Le Canada n'a pas de carte ni de base de données sur la vulnérabilité climatique à l'échelle du pays, comparables à celles de la *Climate Mapping for Resilience and Adaptation* (« CMRA ») de la *National Oceanic and Atmospheric Administration*⁴⁶. L'équivalent le plus proche est un site Web du gouvernement du Canada qui héberge une base de données sur le climat au Québec avec un avertissement

indiquant : « [c]es ressources ne sont pas contrôlées par le gouvernement du Canada »⁴⁷. L'Atlas climatique du Prairie Climate Center de l'Université du Manitoba est un outil très utile⁴⁸. Toutefois, la sensibilisation du public à l'égard de cette plateforme demeure limitée. Son exhaustivité, son accessibilité et sa convivialité sont également discutables. Les provinces, en particulier dans la région de l'Atlantique, ainsi que plusieurs instances autochtones, ont élaboré des plans et des stratégies d'adaptation⁴⁹. Néanmoins, il n'y a pas de coordination significative entre les plans et stratégies d'adaptation aux échelles provinciale et fédérale. Le cadre juridique pour l'adaptation aux changements climatiques, tant au niveau fédéral que provincial, est encore fortement fragmenté et surtout pertinent de façon implicite seulement en ce qui a trait à l'adaptation aux changements climatiques et à la résilience.

Les obligations de réglementation et de coopération

L'omission de réglementer adéquatement les activités des entreprises qui contribuent aux changements climatiques pourrait rendre le Canada responsable d'un fait internationalement illicite. À travers l'histoire, le droit international a mis l'accent sur les obligations et les actions des États. Par conséquent, les entreprises sont généralement considérées comme n'ayant aucune obligation en vertu du droit international. Cependant, la tendance au Canada et dans d'autres pays a changé. À titre d'exemple, la Cour suprême du Canada a déterminé qu'une entreprise pouvait être tenue responsable de violations des droits de la personne en vertu du droit international coutumier⁵⁰. Dans d'autres pays, les tribunaux ont eu recours à des accords internationaux sur le climat pour établir les responsabilités

⁴³ *Ibid* au para 256.

⁴⁴ *Ibid* au para 258.

⁴⁵ Bureau du vérificateur général du Canada, *La stratégie d'adaptation aux changements climatiques du Canada est dépourvue d'éléments clés et progresse lentement* (Ottawa, commissaire à l'environnement et au développement durable au Parlement du Canada, 2025).

⁴⁶ U.S. Climate Resilience Toolkit, « Climate Mapping for Resilience and Adaptation », en ligne : <resilience.climate.gov>.

⁴⁷ Gouvernement du Canada, « Vulnérabilité aux changements climatiques » (31 juillet 2017), en ligne : <ouvert.canada.ca/data/fr/dataset/3603f75a-1963-4130-9fc5-ab3e7272211a>.

⁴⁸ Atlas climatique du Canada (dernière consultation le 15 octobre 2025), en ligne : <atlasclimatique.ca>.

⁴⁹ David L. VanderZwaag et coll., « Canada and Ocean Climate Adaptation: Tracking Law and Policy Responses, Charting future Directions » (2023) 10:1 *Frontiers in Marine Science* 1.

⁵⁰ *Nevsun Resources Ltd. c Araya*, 2020 CSC 5 [*Nevsun*].

des entreprises en matière de changements climatiques⁵¹.

Même si la CIJ n'a pas statué que les sociétés ont des obligations directes en matière de climat en vertu du droit international, elle a déclaré que le fait de ne pas réglementer leurs activités pourrait indiquer qu'un État ne respecte pas ses engagements climatiques⁵². Cela peut également laisser entendre qu'un État ne s'acquitte pas de son devoir, en vertu du droit international coutumier, de prévenir des dommages environnementaux importants⁵³. Par conséquent, les États doivent établir des mécanismes de réglementation qui lient les entités publiques et privées sous leur contrôle afin d'obtenir des réductions profondes, rapides et soutenues des émissions et de réduire au minimum les risques liés au climat. De plus, les systèmes de surveillance et d'application de la loi sont essentiels. Bien que le Canada ait des lois et des politiques aux échelles fédérale, provinciale et municipale qui réglementent les émissions des entreprises, il ne dispose pas du cadre réglementaire exhaustif de diligence raisonnable en matière de changements climatiques qui existe dans d'autres pays⁵⁴. L'évaluation des répercussions est également importante dans ce contexte. De l'avis de la CIJ, les États devraient fournir et réaliser des évaluations d'impact permettant de déterminer comment les projets relevant de leur compétence ou qu'ils contrôlent contribuent aux émissions de gaz à effet de serre, en utilisant les meilleures données scientifiques disponibles⁵⁵. L'évaluation d'impact est un indicateur qu'un pays redouble d'efforts pour respecter ses obligations en matière de climat en vertu du droit coutumier international.

Les efforts d'un seul pays ne peuvent pas régler le problème des changements climatiques, même s'ils sont ambitieux. Les émissions mondiales contribuent collectivement aux

changements climatiques, et leurs répercussions ne respectent pas les frontières. La CIJ décrit le système climatique comme une ressource partagée appartenant à tous les États⁵⁶. C'est une préoccupation commune pour l'humanité qui exige la coopération internationale. Les accords sur le climat, y compris l'Accord de Paris, reconnaissent l'importance vitale de la collaboration des pays pour lutter contre les changements climatiques.

Le besoin de coopération devient essentiel, d'autant plus que l'industrialisation à forte intensité d'émissions dans des pays comme le Canada a largement contribué aux changements climatiques, dont les pires effets ont été ressentis de façon disproportionnée par les pays qui émettent le moins d'émissions⁵⁷. Voilà pourquoi le soutien des efforts de réduction des émissions et d'adaptation dans les pays en développement est un élément essentiel de tout accord international sur le climat. Toutefois, l'obligation de coopérer va au-delà des accords internationaux, puisqu'il s'agit également d'une norme du droit international coutumier. Même si un pays n'est pas signataire d'un traité international sur le climat, il a tout de même le devoir de déployer des efforts de bonne foi pour collaborer avec les autres nations dans la lutte contre les changements climatiques⁵⁸.

La bonne foi et la compréhension sont essentielles au devoir de coopération. Elles reconnaissent l'interdépendance des États et l'importance pour chaque nation de réellement contribuer à sa juste part. Le partage équitable du fardeau et la responsabilité sont essentiels. La CIJ estime que l'obligation de coopérer et de prévenir des dommages environnementaux importants est une norme juridique utilisée pour évaluer si les accords internationaux et leur mise en œuvre atteignent leurs objectifs et s'il faut prendre d'autres mesures collectives⁵⁹.

⁵¹ *Civiel recht, Rechtbank Den Haag [Tribunal du district de La Haye, Division des affaires civiles], 26 mai 2021, Milieudéfensie et al v Royal Dutch Shell plc, no C/09/571932 / HA ZA 19-379 (Pays-Bas).*

⁵² *Supra* note 14, au para 428.

⁵³ *Ibid* au para 282.

⁵⁴ Voir par exemple, loi relative au devoir de vigilance des sociétés (2017).

⁵⁵ *Supra* note 14 au para 298.

⁵⁶ *Ibid* au para 302.

⁵⁷ Ruma Bhargava and Megha Bhargava, « The climate crisis disproportionately hits the poor. How can we protect them? » (13 janvier 2023), en ligne : <www.forum.org/stories/2023/01/climate-crisis-poor-davos2023>.

⁵⁸ *Supra* note 14 au para 304.

⁵⁹ *Ibid* au para 307.

Compte tenu de ses émissions historiques, de ses capacités actuelles et de ses circonstances propres, le Canada a l'obligation de s'engager à atteindre des cibles d'émissions qui reflètent équitablement son fardeau. On a estimé que la juste contribution du Canada à l'objectif de température mondiale devrait être une réduction de 140 % d'ici 2030, y compris une réduction d'au moins 60 % des émissions nationales et le reste grâce à un soutien aux pays en développement⁶⁰.

Bien que les pays puissent choisir leur mode de coopération, le refus de coopérer n'est pas une option. La cour a également reconnu que l'aide financière, le transfert de technologie et le renforcement des capacités sont les principales formes de collaboration⁶¹. En tant que pays développé, le Canada a le devoir de fournir une aide financière aux pays en développement et d'appuyer le transfert de technologie et le renforcement de leurs capacités dans l'optique d'atteindre la cible de 1,5 °C. Le Canada accuse un retard dans la prestation de l'aide internationale aux pays en développement, ses contributions au financement de la lutte contre les changements climatiques étant actuellement considérées comme nettement insuffisantes⁶².

3. RÉPERCUSSIONS DE L'AVIS CONSULTATIF SUR LES LITIGES EN MATIÈRE DE CLIMAT AU CANADA

L'avis consultatif de la CIJ n'est pas contraignant pour les tribunaux canadiens, mais un tel avis pourrait être « convaincant » pour ceux-ci⁶³, particulièrement dans leur détermination de la portée des obligations du gouvernement fédéral, des provinces, des municipalités et des acteurs privés en vertu du droit international. L'avis actuel de la CIJ ne modifie pas nécessairement la trajectoire des décisions judiciaires de façon radicale. Son incidence la plus importante pourrait s'observer dans les effets de ses composantes pour des questions distinctes. À

certain égard, les parties pourraient avoir plus d'influence que leur tout.

L'une des conclusions de la CIJ, qui est à la fois sous-estimée et lourde de conséquences, est qu'elle a entièrement ancré dans le droit international coutumier les obligations des États en matière de changement climatique. Cela est important non seulement parce qu'il s'agit de la première fois que l'argument a reçu une approbation judiciaire, mais aussi parce que de tels fondements étendent les obligations en matière de climat au-delà des États qui sont parties à des traités sur le climat. Les pays qui se retirent des accords internationaux sur le climat demeurent assujettis au droit international coutumier. L'argument peut toutefois aller encore plus loin, en s'appuyant sur l'universalité du droit international coutumier. La CIJ n'a pas abordé les obligations des unités infranationales et des acteurs privés en matière de climat.

Bien que la règle générale en droit international soit que l'État est responsable des actes répréhensibles de ses unités infranationales et de ses acteurs privés, la décision de la Cour Suprême du Canada ("CSC") dans l'arrêt *Nevsun Resources Ltd. c Araya* ouvre la voie à tenir les entités non étatiques directement responsables en vertu du droit international coutumier. Après avoir examiné une longue série d'affaires, la cour a conclu que « le Canada a suivi [...] la voie conventionnelle de l'incorporation automatique du droit international coutumier au droit interne par application de la doctrine de l'adoption, faisant de celui-ci une partie de la common law législative contraire »⁶⁴. Ce raisonnement a permis à la cour de conclure qu'un acteur privé peut être tenu responsable en vertu du droit international coutumier. De même, les acteurs privés et les unités infranationales au Canada ont l'obligation, en vertu du droit international coutumier, de prévenir les dommages importants à l'environnement, y compris le système climatique. Jusqu'à présent

⁶⁰ Réseau action climat, « Canada's Climate Fair Share » (2019), en ligne (pdf) : <climateactionnetwork.ca/wp-content/uploads/2019/12/Canada-Fair-Share-Infographic.pdf>.

⁶¹ *Supra* note 14 au para 306.

⁶² Climate Action Tracker, « Canada: Country summary » (dernière consultation le 15 octobre 2025), en ligne : <climateactiontracker.org/countries/canada/#:-:text=Canada's%20international%20public%20climate%20finance,land%20use%20&%20forestry%20source%20&%20sink>.

⁶³ *Pushpanathan c Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)* [1998] 1 RCS 982 au para 67. [« [d]e même, d'autres sources du droit international peuvent influencer sur la décision du tribunal appelé à préciser si des agissements sont visés par la section F(c) de l'article premier. Par exemple, les décisions de la Cour internationale de justice peuvent s'imposer »].

⁶⁴ *Nevsun*, *supra* note 49 au para 90.

au Canada, les litiges en matière de climat concernant directement des acteurs privés ont été rares, et la plupart des poursuites contre les gouvernements fédéral et provinciaux étaient fondées sur la Charte. Il y a maintenant une réelle possibilité qu'une revendication viable en vertu du droit international coutumier puisse être présentée contre des acteurs privés et des unités infranationales.

L'avis consultatif est également pertinent pour un renvoi plus récent intenté par l'Alberta contre la *Loi sur l'évaluation d'impact*⁶⁵. Dans le premier *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*, la majorité des juges de la Cour suprême du Canada a conclu que la *LEI* fédérale outrepassait les pouvoirs législatifs du Parlement parce que la Loi n'était pas suffisamment axée sur les domaines de compétence fédérale⁶⁶. En partie, la CSC a conclu qu'en utilisant des considérations générales comme les effets de projets sur les engagements climatiques du Canada pour étayer une décision défavorable sur l'intérêt public, la loi n'est plus axée sur la réglementation des impacts fédéraux⁶⁷. Le Canada a par la suite modifié la Loi, mais l'Alberta n'était pas satisfaite de ces modifications et a renvoyé la Loi modifiée à un autre renvoi devant la Cour d'appel de l'Alberta.

En ce qui concerne plus particulièrement les dommages environnementaux transfrontaliers, la CSC, dans le premier *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*, a limité les précédents à l'établissement d'une compétence fédérale relativement à la pollution marine, à la pollution des rivières interprovinciales et aux normes nationales de tarification du carbone, et non à la pollution atmosphérique transfrontalière *en soi*⁶⁸. La CIJ a toutefois souligné que l'évaluation d'impact est une exigence d'exercice de la diligence raisonnable pour remplir le devoir du Canada de prévenir les dommages importants au système climatique⁶⁹. Bien qu'un avis de la CIJ ne modifie pas la répartition des pouvoirs établie par la Constitution au Canada, il semble

certainement plus clair maintenant que le Canada a une obligation internationale d'évaluer les émissions de gaz à effet de serre des projets que les gouvernements fédéral et provinciaux devront respecter.

L'avis de la CIJ, voulant que les changements climatiques puissent avoir une incidence sur des droits comme la vie, la santé et la vie privée en vertu des traités internationaux sur les droits de la personne, dont le Canada est signataire, peut certainement inspirer les tribunaux canadiens dans leur interprétation des droits en matière de climat en vertu de la Charte canadienne des droits et libertés⁷⁰. Les tribunaux du monde entier, y compris ceux des États-Unis, ont, à divers degrés, tiré des conclusions positives sur l'existence et la violation des droits en matière de climat en vertu de leur constitution ou du droit de la responsabilité délictuelle⁷¹. Jusqu'à présent, aucun tribunal canadien ne l'a fait. L'affaire la plus prometteuse sur les droits en matière de climat au Canada, au moment de la rédaction du présent article, *Mathur c Ontario*, est revenue devant la Cour supérieure de justice de l'Ontario après que la Cour d'appel eut infirmé la décision d'une cour de première instance rejetant les réclamations des parties en vertu des articles 7 (droit à la vie, à la liberté et à la sécurité) et 15 (droits à l'égalité) de la *Charte*⁷². La cour de première instance a eu peine à reconnaître des droits en matière de climat dans la portée traditionnelle des articles 7 et 15⁷³.

La décision de la CIJ selon laquelle les traités fondamentaux en matière de droits de la personne, comme le Pacte international relatif aux droits civils et politiques (« PIRDCP »), le Pacte international relatif aux droits économiques, sociaux et culturels (« PIDESC ») et les droits en vertu du droit coutumier international, font partie du droit la plus directement applicable dans le contexte climatique⁷⁴, devrait inviter les tribunaux canadiens à redéfinir en conséquence les portées des droits garantis par la Charte.

⁶⁵ *Reference re Impact Assessment Act (Canada)*, 2022 CanLII 165 (ABCA).

⁶⁶ *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*, 2023 CSC 23.

⁶⁷ *Ibid* au para 178.

⁶⁸ *Supra* note 14 aux paras 182–89.

⁶⁹ *Ibid* aux paras 295–98.

⁷⁰ *Ibid* aux paras 376–93.

⁷¹ *Supra* note 51; *Held v State of Montana*, 312 MT MT 312 (Mont S Ct 2024) DA 23-0575; *Bundesverfassungsgericht [Federal Constitutional Court]*, 24 mars 2021, *Neubauer et al v Germany*, No 2656/18 (Germany).

⁷² *Mathur v Ontario*, 2024 CanLII 762 (ONCA).

⁷³ *Mathur v His Majesty the King in Right of Ontario*, 2023 CanLII 2316 (ONSC).

⁷⁴ *Supra* note 14 au para 145.

Cet argument est conforme au principe d'interprétation solidement établi selon lequel « la Charte est présumée accorder une protection à tout le moins aussi grande que celle qu'offrent les dispositions similaires des instruments internationaux que le Canada a ratifiés »⁷⁵. Il convient de souligner que le Canada a ratifié le PIRDCIP, le PIDESC et d'autres traités pertinents sur les droits de la personne comme la Convention relative aux droits des enfants, des traités qui, selon la CIJ, incluent la protection des droits en matière de climat.

De plus, l'argument commun selon lequel les gouvernements ou les acteurs privés ne peuvent être légalement responsables des changements climatiques parce que les dommages causés par le climat ne peuvent pas être directement liés à leurs actions a été affaibli par la CIJ. La cour a précisé que l'attribution — la responsabilité du non-respect des obligations climatiques — diffère de la causalité, qui se rapporte à la responsabilité pour les dommages causés par les changements climatiques⁷⁶. L'attribution suffit à elle seule à établir la responsabilité d'un fait internationalement illicite en vertu des traités et du droit coutumier international. Des conséquences juridiques, y compris les obligations d'exécution, la cessation et les garanties de non-répétition, peuvent se présenter si l'attribution est démontrée, sans autre argument. Le lien de causalité n'est pertinent que si la réparation (y compris l'indemnisation, le dédommagement et la satisfaction) est réclamée. La cour a notamment rejeté l'idée selon laquelle les États ne peuvent être tenus responsables des dommages liés au climat exigeant des réparations, même si la preuve de la causalité demeure difficile⁷⁷. Cette constatation pourrait ouvrir une nouvelle frontière aux demandes en réparation contre le Canada, les provinces et peut-être des acteurs privés par des personnes et des collectivités qui subissent les pires effets des changements climatiques, y compris les communautés autochtones canadiennes, comme l'a confirmé la CSC dans *Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* et des pays vulnérables comme le Vanuatu⁷⁸.

4. CONCLUSION

Pour le réaliste, le droit international est la loi des puissants par les puissants pour les puissants. Les pays puissants l'ignorent librement, tandis que les nations plus faibles peuvent être contraintes à obéir. Dans un monde idéal, chaque pays devrait tenir compte de l'opinion de la CIJ pour examiner la situation, établir des ambitions plus élevées et mettre en œuvre ses lois et politiques climatiques de bonne foi. Chaque pays, qu'il soit ou non partie à un accord international sur le climat, devrait adopter des lois, des politiques et des mesures pour protéger un climat qui se détériore. Il en va ainsi parce que le devoir de protéger le climat est enraciné non seulement dans des traités, mais aussi dans des pratiques et des normes fondamentales qui sont censées lier chaque pays. Ces normes comprennent la responsabilité de veiller à ce que les activités menées dans un pays ne nuisent pas à un autre, de coopérer pour protéger les espaces mondiaux sur lesquels aucun État n'a compétence exclusive et d'assurer la protection de l'intégrité du système climatique.

Le monde est loin d'être idéal et, comme la CIJ l'a reconnu, il y a des limites au droit international⁷⁹. À mesure que les répercussions des changements climatiques s'aggravent au Canada et dans des pays comme le Vanuatu, sous forme de feux de forêt, de cyclones, de vagues de chaleur et d'inondations qui causent des pertes de vie, de moyens de subsistance et d'écosystèmes, les ordres de gouvernement au Canada se sont engagés dans des conflits de compétence inutiles et ont constamment affaibli des politiques et des lois en matière de climat qui en font déjà trop peu. L'avis de la CIJ n'est pas une panacée, mais il marque un pas important en avant. Son efficacité dépend de la volonté et de la sagesse humaines, comme l'a souligné la cour, pour faire des choix difficiles en vue de protéger notre planète et les générations futures. Il reste à espérer que le Canada et sa population verront cette décision, prise par 15 personnes venues de partout dans le monde, comme un appel à unir notre détermination et notre sagesse collectives pour stopper notre dégringolade rapide vers une catastrophe. ■

⁷⁵ *Renvoi relatif à la Public Service Employee Relations Act (Alb.)*, [1987] 1 RCS 313 au para 59; *Québec (Procureure générale) c 9147-0732 Québec inc.*, 2020 CSC 32 au para 31.

⁷⁶ *Supra* note 14 au para 422.

⁷⁷ *Ibid* aux paras 433–38.

⁷⁸ *Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, 2021 CSC 11 aux paras 11–12.

⁷⁹ *Supra* note 14 au para 456.

LE RÉSEAU DE L'ALBERTA EN TRANSITION : VUE D'ENSEMBLE DE *L'INITIATIVE RESTRUCTURED ENERGY MARKET*

*Ruppa Louissaint**

INTRODUCTION

L'*Alberta Electric System Operator* (« AESO ») entreprendra la plus importante restructuration de son marché de l'électricité depuis des décennies. Ce projet s'échelonne sur les prochaines années et s'accompagnera d'importantes modifications aux politiques de transmission d'énergie de la province. Ces initiatives visent à faire en sorte que le réseau électrique de la province demeure fiable et abordable et tienne compte d'un paysage énergétique qui évolue rapidement. Le présent article se veut un résumé général de la conception de l'initiative *Restructured Energy Market* (« REM ») et d'autres changements de politique adoptés en Alberta et traite des principaux éléments, des objectifs et du plan de mise en œuvre à ce sujet.

CE QUE L'INITIATIVE REM CHERCHE À RÉSOUDRE

Le cadre d'approvisionnement en électricité de l'Alberta est confronté à des défis croissants qui exigent une refonte complète pour veiller à ce que le réseau demeure fiable, abordable et attrayant pour les investisseurs. L'initiative REM a été instaurée pour faire face à ces problèmes cruciaux, qui découlent d'une combinaison de facteurs, à savoir, des changements touchant les sources d'approvisionnement en électricité, des pressions politiques et des besoins en matière d'infrastructure en mouvance.

1. TRANSITION VERS UNE NOUVELLE PANOPLIE DE RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES

L'Alberta a délaissé les centrales traditionnelles alimentées au charbon pour se tourner vers une nouvelle panoplie de ressources renouvelables (dont l'énergie éolienne et l'énergie solaire) et de moyens de production d'électricité à partir

* Ruppa Louissaint est directrice du secteur des marchés à l'Alberta Electric System Operator (AESO), où elle dirige les équipes responsables de la conception des mécanismes qui amélioreront le marché de demain et de la mise en œuvre des changements dans le marché existant. Cumulant plus de 20 années d'expérience dans le secteur de l'électricité, Mme Louissaint joue un rôle essentiel pour faire évoluer le marché de l'électricité en Alberta. Plus récemment, elle a dirigé la conception de l'initiative *Restructured Energy Market* (« REM »). Depuis qu'elle a rallié les rangs de l'AESO en 2003, elle a progressivement occupé divers postes de responsabilités croissantes, mettant son expertise au service de l'évolution stratégique du marché de l'électricité de l'Alberta. Son leadership est essentiel à l'établissement d'un cadre de marché fiable et efficace qui appuie l'avenir énergétique en évolution de l'Alberta.

du gaz naturel. Bien que cette transition soit le résultat de la politique de décarbonisation et de dynamiques économiques fondées sur l'offre, elle est confrontée à des défis opérationnels en raison de la nature intermittente de l'énergie renouvelable¹. L'initiative REM s'appuie sur la conception fondée uniquement sur l'énergie existante pour envoyer des signaux d'investissement plus forts afin de doter le réseau albertain des moyens fiables dont il a besoin, particulièrement de sources de production disponibles améliorant la fiabilité du réseau. L'initiative REM soutient donc l'intégration des énergies renouvelables variables, tout en maintenant la stabilité du réseau grâce à une production souple et répartissable.

2. COMPOSER AVEC L'INCERTITUDE LIÉE AUX POLITIQUES ET À L'INVESTISSEMENT

La confiance des investisseurs dans le fonctionnement à long terme du marché repose sur des cadres clairs et des paramètres de conception bien définis, lesquels sont essentiels pour créer un environnement d'investissement stable et attrayant. L'initiative REM vise à fournir des signaux de prix plus forts, en veillant à ce que l'Alberta attire les investissements nécessaires pour appuyer l'intégration d'une panoplie de sources d'approvisionnement diversifiées et renforcer la stabilité du système.

3. RÉPONDRE À LA HAUSSE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

La croissance de la demande du secteur industriel, par exemple des centres de données et des installations de transformation d'énergie, accroît le besoin de nouvelles infrastructures de production et de transmission². L'initiative REM cherche à harmoniser les mesures incitatives du marché avec cette croissance rapide de la

demande, en veillant au développement adéquat de l'infrastructure nécessaire pour répondre aux besoins énergétiques en évolution de l'Alberta.

4. EXPANSION ET FINANCEMENT DES RÉSEAUX DE TRANSMISSION

La pénétration croissante de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire, en particulier dans le Sud de l'Alberta, accélère le besoin d'expansion du réseau de transmission³. Historiquement, le cadre de recouvrement des coûts imposait tout le fardeau aux consommateurs, mais la situation est en train de changer. L'Alberta s'éloigne d'une politique de transmission sans contrainte pour amorcer sa transition vers un cadre de planification optimale de la transmission (« CPOT »), où certains coûts seront maintenant attribués aux fournisseurs selon les principes de la causalité des coûts⁴. Ces changements, découlant du CPOT et d'autres modifications des politiques de transmission, visent à créer une approche plus équilibrée et durable pour développer le secteur de la transmission.

5. S'ADAPTER AU PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE UNIQUE DE L'ALBERTA

Contrairement à d'autres régions, les ressources hydroélectriques ou nucléaires de l'Alberta sont insuffisantes, et ses interconnexions avec les réseaux voisins sont limitées. Cette situation force la province à dépendre fortement de la production interne, en grande partie la production à partir du gaz naturel, tandis que des secteurs énergivores comme le secteur des sables bitumineux et le secteur manufacturier stimulent la demande⁵. L'initiative REM vise à refléter le profil énergétique unique de l'Alberta, en veillant à ce que la structure du marché soutienne un réseau qui peut répondre aux besoins particuliers de la province avec fiabilité.

¹ Pour une discussion analytique sur la façon dont le réseau de l'Alberta est touché par les ressources fondées sur un onduleur, comme l'énergie éolienne et l'énergie solaire, voir Alberta Electric System Operator, « 2025 Reliability Requirements Roadmap » (août 2025), en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/Uploads/future-of-electricity/AESO-2025-Reliability-Requirements-Roadmap.pdf>.

² Alberta Electric System Operator, *2024 Long-Term Outlook Report* (Calgary: Alberta Electric System Operator, 2024), en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/Uploads/grid/ltot/2024/2024-LTO-Report-Final.pdf>.

³ AESO, *2025 Long-term Transmission Plan* (janvier 2025), en ligne (pdf) : <aesoengage.aeso.ca/34607/widgets/151628/documents/146968>.

⁴ Alberta Government, ministre de l'Abordabilité et des Services publics, *Direction Letter to the AESO on REM technical design, transmission planning and ISO tariff design* (juillet 2024), en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/direction-letters/Direction-Ltr-from-Minister_REM_Tariff_Tx-Policy_03juillet2024.pdf>.

⁵ Pour un aperçu de la composition historique de la production d'électricité en Alberta, voir AESO, *2024 Annual Market Statistics Report* (mars 2025), en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/Uploads/market-and-system-reporting/Annual-Market-Stats-2024.pdf>.

6. APPRENDRE DES AUTRES ADMINISTRATIONS

L'Alberta n'est pas la seule administration à devoir relever ces défis. Le Texas a dû faire face à des problèmes de fiabilité pendant des conditions météorologiques extrêmes, et la Californie a du mal à trouver un équilibre entre l'intégration des énergies renouvelables et la stabilité du réseau. L'initiative REM s'inspire des leçons tirées de ces marchés pour mettre en œuvre des solutions qui améliorent la résilience et permettent de mieux gérer les complexités d'un réseau en train de se décarboniser.

Grâce à l'initiative REM, l'Alberta crée un marché qui établit un équilibre entre la fiabilité, l'abordabilité et l'attrait de l'investissement, en veillant à ce que le réseau d'électricité de la province soit prêt pour l'avenir.

COMMENT LES COMPOSANTES DE L'INITIATIVE REM RÉPONDENT AUX DÉFIS LIÉS AU RÉSEAU DE L'ALBERTA

L'initiative REM apporte des changements fondamentaux à la conception technique du marché de l'électricité en Alberta. Le document décrivant la conception finale, publié en août 2025, contient plusieurs éléments essentiels qui transformeront la façon dont l'électricité est distribuée, la façon dont sa tarification est déterminée et à qui la facture est refilée⁶.

La transition vers l'initiative REM entraînera de vastes répercussions sur tous les acteurs du marché, des producteurs jusqu'à la demande au détail, en passant par les consommateurs industriels. La nouvelle conception vise à créer un marché de l'électricité plus efficace, réactif et résilient, capable de s'adapter à la transition énergétique.

1. GESTION DE LA CONGESTION, COMPENSATION DU MARCHÉ ET MÉCANISMES DE TARIFICATION

Problème en cours de résolution : Le réseau électrique de l'Alberta est confronté à une congestion accrue, ce qui rend la répartition de la production de plus en plus difficile et inefficace. Ce défi, conjugué à l'évolution du bouquet énergétique, met en évidence le

besoin d'encourager des ressources souples et distribuables et d'attirer les importations pendant les périodes de rareté depuis les administrations voisines. Pour régler ces problèmes, l'Alberta modernise les outils de gestion de la congestion du réseau, revoit les processus de répartition et met à jour le cadre de tarification afin de créer une structure de marché qui soutient mieux la fiabilité du réseau.

Solution : L'initiative REM s'accompagne d'une tarification au coût marginal en fonction de l'endroit (« TCME ») pour gérer la congestion dans le réseau en veillant à ce que les prix de l'électricité varient selon l'emplacement en fonction de l'état du réseau en temps réel, y compris des pertes sur les lignes de transmission du réseau. La TCME s'appliquera aux ressources d'approvisionnement, tandis que la plupart des consommateurs continueront de payer un prix unique à la grandeur de l'Alberta. Les grands clients admissibles auront une option unique de choisir de payer plutôt le prix établi pour leur emplacement particulier.

La répartition du nouveau marché reposera sur un mécanisme de régulation économique à contraintes de sécurité (« MRECS »), utilisé dans de nombreux marchés nord-américains, pour compenser le marché toutes les cinq minutes. Ce mécanisme optimise à la fois les offres d'énergie et un nouveau mécanisme de constitution d'une réserve disponible en 30 minutes (« R30 »), tout en tenant compte des limites physiques du réseau de transmission ainsi que des contraintes opérationnelles de chaque producteur.

L'initiative REM comprend également une révision des paramètres de prix sur le marché afin d'encourager l'investissement. Le plafond de l'offre du marché de l'énergie passera de 999,99 \$/MWh à 1 500 \$/MWh au départ, puis augmentera à 2 000 \$/MWh d'ici 2032. Lorsque l'approvisionnement du réseau est en situation de rareté, les prix pourraient être fixés au plafond de prix, qui passera de 1 000 \$/MWh à 3 000 \$/MWh. Une courbe de tarification de la rareté fixera les prix entre le plafond de l'offre et le plafond des prix, ce qui fournira des signaux d'investissement plus forts pour les ressources disponibles, tout en fixant les prix à leur plafond en période de rareté. Le

⁶ AESO, *Restructured Energy Market Final Design* (août 2025), en ligne (pdf) : <aeso.ca/assets/REM/Restructured-Energy-Market-Final-Design.pdf>.

plancher de prix sera également rajusté pour encourager la production et la réponse à la demande flexibles en le faisant passer de 0 \$/MWh à -100 \$/MWh en 2032.

Effet prospectif : Avec la tarification au coût marginal en fonction de l'endroit (« TCME »), les prix de l'électricité varieront selon le lieu, ce qui fournira des signaux économiques clairs indiquant où de nouvelles mises à niveau de la production et de la transmission sont nécessaires. Le MRECS, la R30 et le nouveau cadre de tarification encourageront la souplesse dans la production et la réponse à la demande, ce qui améliorera l'efficacité du réseau, optimisera l'affectation des ressources et encouragera l'investissement dans les infrastructures essentielles.

2. NOUVEAUX SERVICES AUXILIAIRES ET OUTILS DE FIABILITÉ

Problème en cours de résolution : L'intégration croissante de la production d'énergie renouvelable intermittente crée des défis en ce qui concerne la stabilité du réseau, ce qui exige de nouveaux mécanismes pour garantir un approvisionnement suffisant et gérer les fluctuations.

Solution : Pour régler ce problème, l'initiative REM s'accompagne de deux mécanismes de fiabilité clés : la R30 et la mobilisation de ressources de production supplémentaires (« MRPS »). La R30 garantit que le système dispose d'une capacité souple pour réagir aux variations soudaines de la demande ou de la production renouvelable, tandis que la MRPS permet aux exploitants du réseau de l'AESO de mobiliser des ressources de production supplémentaires en cas de pénurie prévue. Les fournisseurs assurant la R30 et la MRPS seront compensés pour leur rôle dans le maintien de la fiabilité du réseau.

Effet prospectif : En récompensant ces services assurant la fiabilité, on encourage l'investissement dans des technologies et une infrastructure habilitant la disponibilité de l'énergie qui renforcent leur prévisibilité ou leur souplesse. Cela rehaussera la souplesse et la résilience globales du réseau, ce qui favorisera une transition en douceur vers un réseau d'énergie durable en garantissant une distribution constante de l'électricité, même avec l'augmentation des sources d'énergie renouvelable.

3. ATTÉNUATION DU POUVOIR SUR LE MARCHÉ

Problème en cours de résolution : Le marché conserve le concept de l'offre stratégique comme mécanisme pour encourager l'investissement. Il faut trouver un équilibre entre ce concept et la mise en place des garde-fous appropriés qui protègent les consommateurs contre l'exercice excessif du pouvoir sur le marché, surtout pendant les périodes où la concurrence est limitée. L'initiative REM permet d'équilibrer les règles d'atténuation du pouvoir sur le marché qui protègent l'abordabilité pour les consommateurs, tout en permettant le recouvrement des coûts pour attirer des investissements qui amélioreront la fiabilité du réseau.

Solution : L'initiative REM établit un cadre d'atténuation de la force sur le marché qui comprend des mesures générales d'atténuation du pouvoir sur le marché (« APM ») des grands acteurs du marché et des règles locales d'APM afin de gérer les situations où les contraintes de transmission créent une force sur le marché dans des régions géographiques précises. L'adoption d'un plafond de l'offre secondaire, conçu pour limiter la possibilité que le pouvoir sur le marché serve à maintenir les prix au-dessus des niveaux équitables pendant une période prolongée, constitue un élément clé du cadre général d'APM.

Effet prospectif : Ce cadre protège les consommateurs contre des coûts excessifs en limitant la capacité des fournisseurs influents dans le marché et en générant des unités d'énergie dans les secteurs où la disponibilité est limitée pour empêcher une influence induite sur les prix. Bien que les plafonds d'offre plus élevés créent un risque de hausse des prix en période de rareté, la conception globale vise à stimuler l'investissement à long terme dans une offre fiable et diversifiée. En fin de compte, cela favorisera la concurrence et permettra de distribuer l'électricité à moindre coût sur le long terme.

4. RÉGULATION ET RÉPARTITION DES COÛTS

Problème en cours de résolution : L'intervalle de régulation actuel toutes les 60 minutes n'est pas aligné sur la dynamique du réseau en temps réel, ce qui entraîne des signaux de prix moins précis et des réponses opérationnelles moins efficaces. En outre, les méthodes existantes de répartition des coûts peuvent ne pas refléter

avec exactitude qui profite de certains coûts du réseau ou les détermine.

Solution : Un élément clé de l'initiative REM est la transition vers un intervalle de régulation aux cinq minutes, en harmonisant les régulations des coûts avec la distribution et la tarification. On adoptera également de nouveaux principes de répartition des coûts.

Effet prospectif : Les régulations aux cinq minutes fourniront des signaux de prix plus précis et récompenseront les ressources qui peuvent répondre rapidement aux besoins du réseau et promouvoir l'efficacité opérationnelle. La nouvelle répartition des coûts créera des incitations économiques pour les ressources intermittentes afin d'améliorer la fiabilité du réseau (p. ex. en jumelant les énergies éolienne et solaire avec les batteries), ce qui garantira une répartition plus équitable des coûts fondée sur la causalité réelle.

CADRE DE PLANIFICATION OPTIMALE DE LA TRANSMISSION

Le cadre de planification optimale de la transmission (« CPOT »)⁷. Élaboré par l'AESO, selon les directives du ministre de l'Abordabilité et des Services publics en juillet 2024, le CPOT remplace l'ancien modèle « congestion zéro »⁸.

Le CPOT repose sur plusieurs principes : la transparence, la prévisibilité, l'équilibre et la mise en œuvre pratique. Le cadre est fondé sur un horizon de planification de 20 ans dans le cycle régulier de planification à long terme de l'AESO.

Le CPOT permet d'évaluer les nouveaux projets de transmission en fonction de trois critères : la contribution à la fiabilité du réseau, la réponse à une exigence législative ou la production d'un avantage net clair fondé

sur une analyse coûts-avantages. Dans le cas de ces derniers projets évalués en fonction du critère économique, on s'appuie sur une méthode structurée de détermination des coûts-avantages. Les autres projets qui s'inscrivent dans le cadre des volets de contribution à la fiabilité et de réponse à des exigences législatives sont évalués à l'aide des principes du moindre coût.

Le CPOT fait partie de l'ensemble des changements apportés sur le marché de l'électricité en Alberta, et son mécanisme a été élaboré parallèlement à l'initiative REM. Ces mesures visent à améliorer les décisions d'investissement et à faire en sorte que le développement du réseau est aligné sur ses besoins et sur les priorités du gouvernement.

La conception du CPOT sera finalisée d'ici la fin de 2025, et sa mise en œuvre est prévue pour la prochaine mouture du plan de transport à long terme de l'AESO.

CALENDRIER DE MISE EN ŒUVRE ET CADRE RÉGLEMENTAIRE

À l'automne 2025, l'AESO consultera les intervenants au sujet des règles détaillées de l'exploitant de réseau autonome (« ERA ») qui régissent le nouveau marché⁹. L'AESO a l'intention de soumettre les règles de l'ERA liées à l'initiative REM à l'approbation du ministre de l'Abordabilité et des Services publics de l'Alberta avant la fin de 2025¹⁰.

La mise en œuvre de l'initiative *Restructured Energy Market* débutera au milieu de 2027. Pour obtenir des mises à jour et des documents d'information techniques, veuillez consulter le site : www.aeso.ca/rem ■

⁷ AESO, *Optimal Transmission Planning Framework: Methodology and Process Recommendation* (septembre 2025), en ligne (pdf) : aesoengage.aeso.ca/45964/widgets/194012/documents/158689.

⁸ Gouvernement de l'Alberta, ministre de l'Abordabilité et des Services publics, *Direction Letter to the AESO on market and transmission policy* (décembre 2024), en ligne (pdf) : aeso.ca/assets/direction-letters/Direction-Ltr-from-Minister-REM_Tx-Policy_10Dec2024.pdf.

⁹ En tant qu'exploitant indépendant du réseau de l'Alberta, l'AESO a le pouvoir d'établir des règles de l'ERA. Voir la *Electric Utilities Act*, SA 2003, c E-5.1, art 20.

¹⁰ Le gouvernement de l'Alberta peut, par règlement, établir des règles de l'ERA liées à l'initiative REM pour le fonctionnement d'un marché de l'énergie restructuré et pour appuyer sa mise en œuvre, comme cela a été initialement décrit dans la lettre de la ministre de l'Abordabilité et des Services publics du gouvernement de l'Alberta intitulée *Direction Letter to the AESO on REM technical design, transmissions planning and ISO tariff design* (juillet 2024); voir aussi gouvernement de l'Alberta, *Transforming the Utilities System* (avril 2025), en ligne : alberta.ca/transforming-the-utilities-system.

LE PDG DE L'ALBERTA ENERGY REGULATOR NIE LE DROIT À UNE AUDIENCE PUBLIQUE EN REGARD D'UNE DEMANDE DE PROJET DE MINE DE CHARBON¹

*Nigel Bankes et Shaun Fluker**

Le présent article commente une récente procédure interlocutoire devant l'Alberta Energy Regulator (« AER » ou « l'organisme de réglementation ») concernant une requête présentée par Summit Coal Inc. (« Summit ») visant à annuler la tenue d'une audience publique prévue sur sa demande relative au projet de mine de charbon. La requête était fondée sur le fait que toutes les personnes directement et négativement touchées qui s'étaient opposées à la demande au départ avaient par la suite signifié le retrait de leur opposition. Par conséquent, Summit a soutenu qu'il n'était plus nécessaire de tenir une audience publique pour examiner la demande. Le 23 juillet, le comité de l'AER qui devait tenir l'audience a rejeté la requête de Summit, estimant que l'audience devait avoir lieu parce que deux organisations non gouvernementales

de l'environnement (« ONGE »), l'Alberta Wilderness Association (« AWA ») et la Société pour la nature et les parcs au Canada (Nord de l'Alberta) (« SNPC-NA »), avaient un droit de pleine participation à l'audience et demeuraient opposées à la demande. Le 21 août, le président-directeur général (PDG) de l'AER, Rob Morgan, a rendu une décision relative à un réexamen infirmant la décision du comité et annulant l'audience publique. Deux nouvelles questions de droit en vertu de la *Responsible Energy Development Act*² (« REDA ») découlent de ces décisions : (1) en droit, le PDG a-t-il le pouvoir de modifier ou d'infirmant une décision d'un comité de commissaires-auditeurs saisi d'une demande présentée à l'AER et (2) quelle est la signification juridique d'être « directement et négativement touché » aux fins d'une audience sur une demande devant l'AER.

¹ **Décisions commentées** : Alberta Energy Regulator, Summit Coal Inc., Mine 14 Underground Coal Mine (Summit) (23 juillet 2025), Proceeding 449, en ligne (pdf) : Alberta Energy Regulator <static.aer.ca/prd/documents/décisions/Participatory_Procedural/449-20250723.pdf>; Alberta Energy Regulator, Request for Reconsideration by Summit Coal (Summit) (21 août 2025), Reconsideration NO. : 1958898, en ligne (pdf) : Alberta Energy Regulator <static.aer.ca/prd/documents/décisions/Participatory_Procedural/449-20250723.pdf>.

* Nigel Bankes est professeur émérite à la faculté de droit de l'Université de Calgary. Cet article a déjà été publié dans un format différent sous la plume de Nigel Bankes et de Shaun Fluker, « CEO of the Alberta Energy Regulator Denies Public Hearing Rights on a Coal Application » (15 septembre 2025), en ligne (pdf) : <ablawg.ca/2025/09/15/ceo-of-the-alberta-energy-regulator-denies-public-hearing-rights-on-a-coal-application>.

² *Responsible Energy Development Act*, SA 2012, c R-17.3

Notre analyse porte principalement sur la décision prise par le comité de l'AER sur la qualité pour agir et d'exiger une audience publique relativement à la demande de Summit concernant le projet de mine de charbon et sur la décision du PDG Morgan d'infirmier la décision du comité. Les deux décisions ont pour objet la qualité pour agir pour déclencher une audience publique de l'AER. Il s'agit d'un contexte important, d'autant plus que l'AER ne tient plus d'audiences publiques pour les demandes de projets depuis l'adoption de la REDA. Pour les lecteurs qui ne connaissent pas déjà le droit sur ce sujet, nous avons inclus un guide et un aperçu en annexe à la fin de cette publication.

DÉCISION DU COMITÉ DE L'AER : REQUÊTE EN ANNULATION DE L'AUDIENCE REFUSÉE

Le comité de l'AER a reçu des observations de Summit, du DM de Greenview, de la SNPC-NA et de l'AWA au sujet de la requête visant l'annulation de l'audience. Nous remarquons avec un certain intérêt que le résumé de ces observations par le comité indique que Summit a soutenu que la SNPC-NA et l'AWA n'ont pas été « directement et négativement touchés » parce qu'elles n'ont pas établi que leurs droits avaient été lésés et qu'elles avaient une connexion insuffisante à la zone du projet (décision du comité de l'AER aux pp 2 et 3). Ces deux arguments semblent être fondés sur de mauvaises bases en droit concernant la détermination de la qualité pour agir parce qu'ils ne tiennent pas compte des changements apportés à la loi par la Cour d'appel de l'Alberta dans l'affaire *Normtek Radiation Services Ltd c Alberta Environmental Appeal Board*³, (voir l'annexe pour une analyse plus poussée de la façon dont *Normtek* a modifié le droit sur la qualité pour agir).

Le comité écarte l'argument « directement touché » en s'appuyant sur les articles 9 et 9.1 des *Rules of Practice de l'Alberta Energy Regulator*⁴, qui investissent le comité du pouvoir discrétionnaire d'accorder à toute personne le droit de participer pleinement à une audience si

cette participation l'aide sensiblement à rendre sa décision, même si cette personne n'est pas « touchée directement et négativement ». Le comité interprète ces articles comme signifiant qu'il n'y a pas de distinction en droit sur le statut de participation d'un participant « directement et négativement touché » et d'autres participants de plein droit, une fois l'audience convoquée. Le comité fait ensuite remarquer qu'il avait déjà attribué le statut de participant de plein droit à la SNPC-NA et à l'AWA au motif que leur participation à l'audience aiderait considérablement le comité (décision du comité de l'AER aux pp 3–4). Par conséquent, la requête de Summit a été rejetée.

Le comité de l'AER ne fait pas référence à des décisions judiciaires et ne semble pas autrement s'appuyer sur de telles décisions pour justifier sa décision de rejeter la requête de Summit. Cependant, nous sommes d'avis que les motifs du comité sont conformes à l'orientation donnée par la Cour d'appel dans ses décisions des 15 dernières années selon laquelle elle évite une lecture stricte et étroite du critère de la qualité pour agir de l'AER (voir l'annexe pour une discussion sur ces décisions de la Cour d'appel).

PRESSIONS POLITIQUES

À la suite de la décision du comité de rejeter la requête de Summit d'annuler les audiences, Summit, et le propriétaire de Summit, Valory Resources, ont agi en coulisse pour exercer des pressions politiques sur laquelle elle exerce en mesure d'infirmier cette décision.

Cette campagne a commencé par une lettre de Brian MacDonald⁵, président de Valory Resources, adressée au ministre Jean et aux membres du Conseil exécutif (c.à.d. le Cabinet, incluant donc la première ministre Smith) le 28 juillet 2025. MacDonald a envoyé une copie de sa lettre à Duncan Au, président du conseil d'administration de l'AER, et à Rob Morgan, PDG de l'AER. La lettre laissait entendre que le projet avait reçu l'appui de la collectivité locale et que ni l'AWA ni la SNPC-NA n'avaient de lien avec la collectivité et que le retard portait

³ *Normtek Radiation Services Ltd v Alberta Environmental Appeal Board*, 2020 CanLII 456 (ABCA).

⁴ Alta Reg 99/2013.

⁵ Voir la lettre du président de Valory Resources, Brian MacDonald, adressée au ministre de l'Énergie et des Minéraux, Biran Jean (28 juillet 2025), en ligne (pdf) : <albertawilderness.ca/wp-content/uploads/2025/08/20250729_it_valory_resources_summit_minister_energy_minerals_complaints_about_mine_14_public_hearing.pdf>.

préjudice à la collectivité. En même temps, la lettre soutenait que l'AWA et la SNPC-NA n'avaient aucune expertise dans le charbon métallurgique et aucune preuve utile à présenter : « L'AER émet des approbations tous les jours sans bénéficier de l'information de l'AWA ou de la SNPC » [traduction]⁶. Valory est même allée jusqu'à dire : « C'est ce que nous attendions du gouvernement fédéral précédent, et nous sommes consternés de voir une telle position adoptée par un organisme de réglementation de l'Alberta » [traduction]⁷. Nous remarquons qu'il semble s'agir des mêmes arguments qui avaient déjà été rejetés par le comité de l'AER.

Summit a donné suite à cette manigance le lendemain (le 29 juillet) par une requête d'ajournement⁸ des procédures, puis, le 6 août 2025, il a déposé une requête auprès du PDG de l'AER⁹ en vertu de l'article 42 de la *REDA* pour lui demander de réexaminer la décision du comité de rejeter la requête d'annulation de l'audience de Summit. Entre-temps, le comité d'audience, dans une décision rendue le 8 août¹⁰, a répondu lui-même à la requête d'ajournement de Summit datée du 29 juillet et a également consigné au dossier ses perceptions du comportement de Summit. Ces commentaires méritent d'être cités en entier :

En tant que comité d'audience de l'Alberta Energy Regulator (AER) présidant cette instance (le comité), nous vous écrivons pour vous faire part de notre décision sur la requête d'ajournement de Summit du 29 juillet 2025 (requête d'ajournement) [...] Nous savons que Summit a déposé une requête distincte de réexamen (requête de réexamen) qui fait actuellement l'objet d'un examen dans le cadre d'un processus distinct et qui ne sera pas versée au

dossier de la présente instance pour le moment [traduction].

Dans le cadre de notre examen des documents soumis par les parties en réponse à la requête d'ajournement, nous avons constaté que le président-directeur général (« PDG ») et le président du conseil d'administration de l'AER avaient reçu une copie conforme d'une observation, et qu'une lettre au ministre de l'Énergie de l'Alberta était jointe à un autre mémoire. Il semble nécessaire de clarifier pour les parties notre rôle dans cette instance.

Nous, les commissaires-auditeurs constituant ce comité d'audience, sommes des décideurs indépendants autorisés en vertu de l'article 12 de la *Responsible Energy Development Act* (« *REDA* ») à tenir des audiences sur les demandes et à rendre des décisions au nom et pour le compte de l'AER¹¹.

L'Assemblée législative de l'Alberta a délégué à l'AER le pouvoir, le devoir et la fonction d'examiner et de trancher les demandes présentées en vertu des lois sur les ressources énergétiques relativement aux mines pour la récupération et le traitement des ressources minérales, entre autres pouvoirs.

Lorsque l'AER doit tenir une audience à l'égard de demandes comme les demandes relatives à la mine 14, l'audience doit être tenue au nom et pour le compte de l'organisme de réglementation

⁶ *Ibid* à la p 2.

⁷ *Ibid*.

⁸ Alberta Energy Regulator, « Proceeding ID 449 » (29 juillet 2025), en ligne (pdf) : <view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2FAlbertawilderness.ca%2Fwp-content%2Fuploads%2F2025%2F07%2F20250729_It_Summit_Coal_Inc_Motion_for_Adjournment_of_Hearing_AER_Proceeding_449.docx&wdOrigin=BROWSELINK>.

⁹ Alberta Energy Regulator, « Proceeding ID 449 » (6 août 2025), en ligne (pdf) : <albertawilderness.ca/wp-content/uploads/2025/08/20250806_It_summit_motion_to_CEO.pdf>.

¹⁰ Alberta Energy Regulator, Summit Coal Inc., Mine 14 Underground Coal Mine (Summit) (8 août 2025), Proceeding 449, en ligne (pdf) : Alberta Energy Regulator <albertawilderness.ca/wp-content/uploads/2025/08/20250808_It_AER_to_parties_re_motion_decision_proceeding_449.pdf>.

¹¹ Dans cette affaire, le comité a fait référence à l'affaire *O'Brien and Young v AER Compliance and Liability Management*, 2021 CanLII 3 (ABAER), au para 27.

par un comité composé d'un ou de plusieurs commissaires-auditeurs, et la décision d'un comité de commissaires-auditeurs est réputée être celle de l'AER. Ni le PDG ni un administrateur de l'AER ne peuvent être nommés en tant que commissaire-auditeur, et le conseil d'administration de l'AER ne peut autoriser une personne à exercer un pouvoir ou à s'acquitter d'une attribution ou d'une fonction de l'organisme de réglementation qui est prescrite par les règlements — en particulier dans le cas qui nous occupe, la tenue d'audiences par des commissaires-auditeurs.

Par conséquent, nous, le comité des commissaires-auditeurs, avons été investis du pouvoir, de l'attribution et de la fonction de tenir cette audience des demandes. Les participants à cette audience sont Summit, en tant que demandeur, les participants de plein droit, à savoir la SNPC-NA, AWA et le DM de Greenview, ainsi que les participants à participation limitée indiqués dans l'annexe de la décision. Le comité rappelle à tous les participants que la correspondance et les observations soumises dans le cadre de cette instance doivent être adressées au comité et aux parties, et non à des personnes externes¹².

Le comité a ensuite accueilli la demande de Summit en partie, mais il a rejeté la suggestion selon laquelle les procédures devraient être ajournées pour une période indéterminée (*sine die*). Il semble que ce soit la dernière communication du comité aux parties.

La communication suivante a été envoyée par la coordonnatrice des appels règlementaires de l'AER, Aimée Hockenull, pour obtenir les commentaires des parties (SNPC-NA, AWA et le DM de Greenview) au sujet de la demande de réexamen de Summit. Dans sa lettre du 11 août¹³, Mme Hockenull citait l'article 42 de la *REDA* avec le commentaire suivant :

Comme l'indique l'article 42, l'AER a le pouvoir discrétionnaire exclusif de réexaminer une décision qu'il a prise. Cet article ne prévoit pas de mécanisme d'appel conçu pour être appliqué et utilisé par l'industrie ou les membres du public; d'autres dispositions offrent cette possibilité. L'AER n'exercera son pouvoir discrétionnaire de réexaminer une décision que dans des circonstances exceptionnelles, s'il est convaincu qu'il existe des motifs exceptionnels et impérieux de le faire¹⁴.

L'avocat d'AWA et de la SNPC-NA a répondu¹⁵ en faisant valoir, entre autres choses, que les règles pertinentes « n'autorisent pas un demandeur à choisir son décideur » [traduction]¹⁶ en adressant la demande de réexamen au PDG.¹⁷

DÉCISION DE RÉEXAMEN DE L'AER : DEMANDE D'ANNULATION DE L'AUDIENCE ACCORDÉE

Le 21 août 2025¹⁸, Rob Morgan, PDG de l'AER, a décidé de réexaminer la décision du comité datée du 23 juillet de ne pas annuler l'audience prévue et de renvoyer les demandes de Summit à la division des demandes règlementaires de l'AER pour examen et décision. Pour en arriver à cette conclusion, M. Morgan devait décider s'il avait le pouvoir légal de traiter la demande de réexamen de

¹² *Supra* note 10 aux pp 1 et 2 [notes omises].

¹³ Lettre d'Aimée Hockenull à Adam Bordignon et Tyler Olsen (11 août 2025), en ligne (pdf) : <albertawilderness.ca/wp-content/uploads/2025/08/20250729_lt_valory_resources_summit_minister_energy_minerals_complaints_about_mine_14_public_hearing.pdf>.

¹⁴ *Ibid* à la p 1.

¹⁵ Alberta Energy Regulator, « Proceeding ID 449 » (15 août 2025), en ligne (pdf) : <albertawilderness.ca/wp-content/uploads/2025/08/20250815_lt_awa_cpaws_reconsideration_reply_hearing_449.pdf>.

¹⁶ *Ibid* à la p 6.

¹⁷ *Ibid* à la p 15.

¹⁸ Alberta Energy Regulator, « Reconsideration No.: 1958898 » (21 août 2025), en ligne (pdf) : <static.aer.ca/prd/documents/decisions/Participatory_Procedural/1958898-20250821.pdf>.

Summit et, dans l'affirmative, si Summit avait démontré le bien-fondé de sa demande. Nous mettons l'accent ici sur la première question, à savoir si, en droit, M. Morgan, en tant que PDG, avait le pouvoir de prendre une décision de réexamen, ou si ce pouvoir ne pouvait être exercé que par les commissaires-auditeurs du comité chargé d'examiner les demandes présentées par Summit à l'audience prévue. Nous sommes d'avis que le PDG n'avait pas le pouvoir légal d'agir dans ce dossier.

LE POUVOIR DU PDG D'ACCUEILLIR LA REQUÊTE

M. Morgan a conclu qu'il avait le pouvoir d'accueillir la requête. Il l'a fait aux motifs suivants :

En tant que PDG, je suis responsable du déroulement quotidien des activités et des affaires de l'AER, conformément à l'alinéa 7(1)a) de la REDA. Cela comprend les procédures des commissaires-auditeurs, puisqu'elles font expressément partie des activités quotidiennes de l'AER : voir le paragraphe 13(1) de la REDA. En vertu du règlement administratif général de l'AER, j'exerce également le pouvoir et la surveillance générale des activités et des affaires de l'AER. Par voie d'une délégation officielle de pouvoirs en vertu du paragraphe 6(2) de la REDA, le conseil d'administration a autorisé le PDG à exercer tout pouvoir, toute attribution ou toute fonction de l'AER en vertu de la REDA et d'autres textes législatifs. Cela comprend le pouvoir de réexaminer une décision de l'AER et de modifier, confirmer, révoquer ou suspendre cette décision. Je suis convaincu d'avoir les pouvoirs nécessaires pour statuer sur la demande de réexamen de Summit, et cela relève de ma compétence et de mon pouvoir discrétionnaire¹⁹.

M. Morgan n'a pas expressément tenu compte des observations pertinentes présentées par

l'avocat d'AWA et de la SNPC-NA sur cette question déterminante.

La question de savoir si le PDG a ou non le pouvoir d'intervenir (pour utiliser un mot plutôt neutre) dans une instance qui est actuellement devant un comité d'audience de l'AER, et d'intercéder d'une manière qui s'assimile dans les faits à priver le comité de son pouvoir, est une question d'interprétation législative qui entraîne des répercussions importantes sur la conduite de toutes les futures demandes soumises à l'AER. M. Morgan était évidemment au courant des conséquences potentiellement importantes de sa décision et a fait de son mieux pour atténuer la possibilité qu'on recoure régulièrement à une intervention de sa part, à l'avenir, pour intercéder lorsqu'un promoteur s'oppose à une décision provisoire ou définitive d'un comité d'audience.

Je reconnais qu'il est sans précédent pour un décideur qui n'est pas commissaire-auditeur d'examiner une requête de réexamen d'une décision procédurale prise par les commissaires-auditeurs. Sauf dans les circonstances très particulières de cette affaire, je ne suis pas enclin à exercer mon pouvoir discrétionnaire de réexaminer les décisions des comités d'audience par respect pour le processus d'audience et l'autonomie et l'indépendance des comités d'audience. La certitude et le caractère définitif du processus décisionnel revêtent une importance fondamentale pour le système de réglementation de l'énergie de l'Alberta, pour les participants concernés et pour les Albertains en général. Ma décision ne doit pas être interprétée comme un moyen par lequel les parties peuvent contourner une audience ou d'autres décisions de l'AER avec lesquelles elles sont en désaccord²⁰.

Les règles d'interprétation des lois sont bien connues. Qui les interprète doit s'assurer du sens d'une disposition législative en utilisant ce que la Cour suprême du Canada appelle

¹⁹ *Ibid* à la p 2.

²⁰ *Ibid*.

le « principe moderne d'interprétation législative²¹. Le principe moderne enjoint aux tribunaux de tenir compte du texte, du contexte et de l'objet. Nous tirons ce résumé du jugement rendu récemment par le juge Feasby dans l'affaire *Chief Electoral Officer of Alberta v Sylvestre*²².

Le juge Feasby donne ensuite l'orientation suivante en ce qui concerne les trois différents éléments du texte, du contexte et de l'objet :

Le texte est le point de départ d'une interprétation législative parce qu'il « précise [...] les moyens choisis par le législateur pour atteindre ses objectifs » [...] L'attention au contexte est importante parce que les mots prennent leur sens dans leur contexte particulier. Le contexte doit être compris principalement comme étant le régime et la structure du texte législatif lui-même [...] L'objet d'une loi et celui d'une disposition particulière peuvent être différents. Par exemple, un législateur peut promulguer une loi visant à atteindre un but général, mais consigner dans le texte législatif certaines restrictions pour protéger des intérêts divergents. L'utilisation de l'objet principal d'une loi dans son interprétation ne peut pas écarter les fins secondaires qui peuvent façonner ou limiter la façon dont l'objet principal doit être réalisé [traduction]²³.

Le point de départ de l'analyse de M. Morgan est l'allégation selon laquelle, étant donné qu'il est responsable du « déroulement quotidien des activités et des affaires courantes de l'AER, conformément à l'alinéa 7(1) a) de la *REDA* » [traduction]²⁴ et que les procédures des commissaires-auditeurs font

partie des activités quotidiennes de l'AER, conformément à l'article 13, il doit avoir le « pouvoir de réexaminer une décision de l'AER et de la modifier, la confirmer, la révoquer ou la suspendre » [traduction]²⁵. Comme il s'agit d'un argument purement textuel, il est utile de situer les articles 7 et 13 dans la structure de la *REDA* (c.-à-d. le contexte) et de tenir compte de l'objet des différentes dispositions.

Les articles 7 et 13 se trouvent à la partie 1 de la *REDA*, sous la rubrique « Alberta Energy Regulator ». La partie 1 comporte cinq sections. L'article 7 se trouve à la section 1 sous le titre « Establishment and Governance of the Regulator ». L'article 13 se trouve à la section 2 sous le titre « Hearing Commissioners ». L'existence de deux sections distinctes dans la partie 1, une qui traite du conseil d'administration et du PDG et une autre qui traite des commissaires-auditeurs laisse entendre que le législateur a envisagé un rôle distinct pour les commissaires-auditeurs. En fait, nous remarquons que cette structure distincte était un ajout distinct à la nouvelle réglementation de l'énergie lorsque la *REDA* a été adoptée en 2013²⁶.

Les articles 5 et 6 de la *REDA* traitent de l'établissement du conseil d'administration de l'AER et précisent que le conseil est « responsable de la gestion générale des activités et des affaires de l'organisme de réglementation » [traduction]²⁷. En revanche, c'est le premier dirigeant, en vertu de l'article 7, qui est « responsable du déroulement quotidien des activités et des affaires de l'organisme de réglementation » [traduction]²⁸.

La partie 1, section 2, « Hearing Commissioners » comprend trois articles. L'article 11 indique que le lieutenant-gouverneur en conseil doit établir une liste de commissaires-auditeurs, tandis que le paragraphe 11(3) stipule que

²¹ *Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re)*, 1998 1 RCS au para 21; *Piekut c Canada (Revenu national)*, 2025 CSC 13 aux paras 42–50.

²² *Chief Electoral Officer of Alberta v Sylvestre*, 2025 CanLII 476 (ABKB) au para 50.

²³ *Ibid* au para 52.

²⁴ *Supra* note 18 à la p 2.

²⁵ *Ibid*.

²⁶ Voir Nickie Nikolaou, « An Overview of Bill 2: Responsible Energy Development Act – What are the changes and What are the issues? » (15 novembre 2012), en ligne (pdf) : <ablawg.ca/2012/11/15/an-overview-of-bill-2-responsible-energy-development-act-what-are-the-changes-and-are-the-issues>.

²⁷ *Supra* note 2 au para 6(1).

²⁸ *Ibid* à l'al 7(1)(a).

« ni un administrateur ni le PDG ne peuvent être nommés à la liste des commissaires » [traduction]²⁹. Cela confirme que le législateur avait l'intention de maintenir une séparation des fonctions et des pouvoirs entre le conseil d'administration et le PDG, d'une part, et les commissaires-auditeurs, d'autre part. Le paragraphe 12(1) indique que, lorsque l'organisme de réglementation tient une audience à l'égard d'une demande, y compris une demande de réexamen, cette audience « doit être menée au nom de l'organisme de réglementation par un comité composé d'un ou de plusieurs commissaires-auditeurs choisis par le commissaire-auditeur en chef à partir de la liste » [traduction]³⁰. Nous reviendrons à l'importance de cette question plus tard. Le paragraphe 12(3) établit que « la décision d'un comité constitué de commissaires-auditeurs [...] est une décision de l'organisme de réglementation » [traduction]³¹. En somme, les commissaires-auditeurs réunis par l'agent d'audience principal constituent l'organisme de réglementation aux fins des demandes qui ont été renvoyées à une audience.

La partie 2 de l'*Alberta Energy Regulator Rules of Practice*³², confirme cette interprétation.

L'article 13 de la REDA et son titre sont entièrement libellés comme suit :

Nature des procédures des commissaires-auditeurs

13(1) Les procédures des commissaires-auditeurs font partie des activités quotidiennes de l'organisme de réglementation.

(2) Sans limiter la généralité du paragraphe (1), les commissaires-auditeurs :

- a) peuvent participer à l'élaboration des pratiques, procédures

et règles de l'organisme de réglementation,

- b) ont le droit de recevoir du soutien professionnel, technique, administratif et opérationnel de l'organisme de réglementation pour les aider dans la conduite des audiences et des enquêtes [traduction]³³.

Le paragraphe 13(1) est éclairé par le libellé du paragraphe (2) et, lu dans son intégralité, l'article laisse entendre que la formulation « les activités quotidiennes »³⁴ de l'article n'est pas adoptée pour faire des commissaires-auditeurs des subalternes du PDG à l'égard des demandes qui leur ont été renvoyées, mais plutôt pour s'assurer qu'ils font partie de l'AER aux fins d'accès aux ressources et de l'élaboration des règles et pratiques de l'AER. Cette interprétation est renforcée par le libellé du paragraphe 11(3) mentionné ci-dessus. Si le législateur a stipulé que le PDG ne peut pas être un commissaire-auditeur, cela décourage toute interprétation d'une formulation générale, comme « activités quotidiennes »³⁵, comme autorisant le PDG à se substituer aux commissaires-auditeurs chargés d'entendre les demandes particulières dont ils sont saisis et à tenir sa propre audience (bien que dans ce cas-ci, il s'agisse d'une audience écrite).

De plus, lorsqu'on lit l'article 13 dans le contexte de l'ensemble de la section 2, il en ressort qu'il existe deux types de demandes : les demandes qui sont traitées de façon routinière par le personnel de l'AER sans qu'une audience ne soit nécessaire et les quelques demandes qui sont traitées par voie d'audience. Les demandes qui font l'objet d'une audience doivent être traitées par des commissaires-auditeurs, et ces commissaires-auditeurs constituent l'organisme de réglementation aux fins de ces demandes. Les autres sections de la REDA qui sont essentielles à la décision de M. Morgan sont les trois

²⁹ *Ibid* au para 11(3).

³⁰ *Ibid* à l'al 12(1)(c).

³¹ *Ibid* au para 12(3).

³² Alta Reg 99/2013.

³³ *Supra* note 2 à l'art 12.

³⁴ *Ibid*.

³⁵ *Ibid*.

articles de la partie 2, section 4 de la *REDA*, « Reconsideration by Regulator » (réexamen par l'organisme de réglementation. Ces articles prévoient ce qui suit :

Réexamen des décisions

42 L'organisme de réglementation peut, à sa seule discrétion, réexaminer une décision qu'il a prise et la confirmer, la modifier, la suspendre ou la révoquer [traduction]³⁶.

Audience de réexamen

43 Sous réserve des règlements, l'organisme de réglementation peut procéder à un réexamen en tenant ou non une audience [traduction]³⁷.

Décision de l'organisme de réglementation à l'issue du réexamen

44(1) Une fois le réexamen terminé, l'organisme de réglementation rend une décision écrite, motifs à l'appui, dans les délais prescrits.

(2) L'organisme de réglementation publie ou rend autrement sa décision, motifs à l'appui, accessible au public conformément aux règles [traduction]³⁸.

Nous avons déjà souligné qu'une audience relative à une demande de réexamen, comme d'autres audiences, doit également être tenue par des commissaires-auditeurs³⁹.

Nous avons établi ci-dessus que les décisions relatives aux demandes renvoyées à une audience doivent être prises par des commissaires-auditeurs. Nous avons également établi que les décisions des commissaires-auditeurs sont celles de l'organisme de réglementation. La question de l'interprétation des lois qui se pose est donc celle de savoir qui est l'organisme de réglementation aux fins des articles 42–44 de la *REDA* lorsque

la décision à réexaminer (soit sur demande, soit à l'initiative de l'organisme de réglementation) en est une des commissaires-auditeurs saisis de la demande à titre d'organisme de réglementation. Les commissaires-auditeurs sont-ils saisis de la demande ? Ou est-ce plutôt le PDG, comme le voudrait M. Morgan ?

M. Morgan ne traite pas directement de cette question. Il semble plutôt supposer qu'il est l'organisme de réglementation dans ces circonstances; voir ci-dessus où il indique que ses pouvoirs « au quotidien » comprennent « le pouvoir de réexaminer une décision de l'AER et de la modifier, la confirmer, la révoquer ou la suspendre. Je suis convaincu d'avoir les pouvoirs nécessaires pour statuer sur la demande de réexamen de Summit, et cela relève de ma compétence et de mon pouvoir discrétionnaire » [traduction]⁴⁰. Il ne tient pas compte de la possibilité qu'il n'a pas qualité pour agir en tant qu'organisme de réglementation pour les demandes qui ont été renvoyées aux commissaires-auditeurs.

M. Morgan réaffirme cette hypothèse lorsqu'il demande s'il (« je ») devrait réexaminer la décision. Dans la partie pertinente de sa décision, il commence par citer l'article 42, puis les motifs comme suit :

L'AER a le pouvoir discrétionnaire très large de décider de réexaminer toute décision qu'il prend. L'AER n'a pas besoin d'une « requête » pour exercer son pouvoir en vertu de l'article 42. Il peut agir de son propre chef, s'il prend connaissance, par quelque moyen que ce soit, de faits ou de circonstances qui l'amènent à décider de réexaminer une décision.

Bien que je sois d'avis que Summit a satisfait au critère traditionnellement imposé aux auteurs d'une requête pour justifier l'exercice par l'AER de ses pouvoirs de réexamen, je décide également de réexaminer la décision au titre de mon pouvoir discrétionnaire absolu de le faire,

³⁶ *Ibid* à l'art 42.

³⁷ *Ibid* à l'art 43.

³⁸ *Ibid* à l'art 44.

³⁹ Voir *Ibid* para 12(1).

⁴⁰ *Supra* note 18 à la p 2.

car j'estime qu'elle est suffisamment importante pour l'AER, compte tenu des enjeux uniques et sans précédent qui ont été soulevés [traduction]⁴¹.

Encore une fois, M. Morgan ne tient pas compte de la possibilité que les vastes pouvoirs discrétionnaires conférés par l'article 42 puissent être dévolus aux commissaires-auditeurs dans le cas des demandes qui leur ont été renvoyées.

Il ne tient pas compte non plus des décisions qui ont mené au renvoi des demandes de Summit à un comité. Nous discuterons de ces décisions dans les prochains paragraphes.

Dans une lettre datée du 3 octobre 2024⁴², signée par Sean Sexton, vice-président exécutif à la section du droit et avocat général, M. Sexton au nom de l'équipe de direction de l'AER, a informé Alex Bolton, alors commissaire-auditeur en chef, que l'AER avait « déterminé [que les demandes de Summit] doivent être traitées par un comité de commissaires-auditeurs » [traduction]⁴³. M. Bolton a communiqué cette décision à l'avocat de Summit le 7 octobre 2024⁴⁴, en faisant remarquer que :

Une audience sera tenue à moins que les questions ne soient réglées d'une autre façon, par exemple dans le cadre d'un processus de règlement extrajudiciaire des différends. Les audiences sont dirigées par des commissaires-auditeurs indépendants qui n'interviennent pas dans les activités quotidiennes de l'AER. J'assigne un ou plusieurs commissaires-auditeurs pour siéger à des comités d'audience afin de trancher les questions qui leur sont renvoyées par l'AER. Leurs décisions ne peuvent être réexaminées que par la Cour d'appel de l'Alberta [traduction]⁴⁵.

Nous remarquons également que M. Morgan prétend aussi qu'il peut trancher la question, ce qu'il a fait, à sa propre initiative ou à la demande de Summit, et qu'il peut et devrait le faire « sans tenir une audience ». La raison pour laquelle il formule cette dernière allégation est évidente, car s'il décide que l'affaire doit être réglée par voie d'audience, alors, comme il a été mentionné ci-dessus, le paragraphe 12(1) exige que l'affaire soit tranchée par des commissaires-auditeurs! L'une des grandes difficultés que pose l'allégation de M. Morgan, dans les faits, est qu'il a tenu une audience. Après tout, une audience peut être tenue « par écrit, par voie électronique ou oralement » [traduction]⁴⁶. Dans la mesure où M. Morgan avait devant lui une demande et qu'il a sollicité et reçu des commentaires sur cette demande, nous soutenons qu'il a déjà tenu une « audience » — bien que ce soit par écrit. En somme, non seulement M. Morgan a-t-il entrepris un réexamen qu'il n'avait pas le droit d'effectuer, mais il a aussi tenu illégalement une audience sur le réexamen, étant donné que le paragraphe 12(1) de la *REDA* attribue expressément la responsabilité de telles audiences à des commissaires-auditeurs.

Enfin, nous remarquons que M. Morgan ne donne pas suite aux raisons invoquées par le comité pour rejeter la requête de Summit ni même n'y fait référence. Bien que M. Morgan reproche à la SNPC-NA et à l'AWA de ne pas avoir fait valoir les fondements justifiant d'appuyer la position selon laquelle il ne devrait y avoir aucune distinction entre le statut participatif d'un participant « directement et négativement touché »⁴⁷ et celui des autres participants de plein droit, il s'abstient complètement de se prononcer sur les motifs réels et l'interprétation donnés par le comité de l'AER sur ce point de droit.

⁴¹ *Ibid.*

⁴² Voir la lettre du vice-président exécutif, section du droit et avocat général, Sean Sexton, au commissaire-auditeur en chef de l'AER, Alex Bolton (3 octobre 2024), en ligne (pdf) : <static.aer.ca/prd/2024-10/1945552-20241003.pdf>.

⁴³ *Ibid.*

⁴⁴ Alberta Energy Regulator, « AER Proceeding 449 » (7 octobre 2024), en ligne (pdf) : <static.aer.ca/prd/documents/decisions/Participatory_Procedural/1945552-20241007.pdf>.

⁴⁵ *Ibid* à la p 1 [emphasis ajoutée].

⁴⁶ *Supra* note 32 à l'art 18.

⁴⁷ *Supra* note 1 at 3.

QUELLES SONT LES RÉPERCUSSIONS DE LA DÉCISION DE M. MORGAN ?

Jusqu'à maintenant, nous avons fait valoir que M. Morgan a mal interprété la *REDA* et que le libellé général des articles 7 et 13 de la *REDA* ne lui permet pas de s'arroger le pouvoir de réexaminer une décision prise par les commissaires-auditeurs qui entendent une affaire en vertu de l'article 42. Mais supposons que nous ayons tort. Quelles sont les conséquences si M. Morgan a vu juste sur cette question de compétence ?

La principale conséquence doit être celle-ci. Chaque fois qu'un promoteur dont la demande a été déferée à des commissaires-auditeurs et qui est mécontent de toute décision prise par ces commissaires, qu'il s'agisse d'une décision finale ou interlocutoire, celui-ci peut, en plus de demander l'autorisation d'interjeter appel de cette décision devant la Cour d'appel,⁴⁸ rechercher également un autre recours. Ce recours comporte deux volets. Le premier volet consiste à exercer des pressions politiques sur l'AER et, plus précisément, sur le PDG pour que la question soit réexaminée. Le deuxième volet consiste à contourner les commissaires-auditeurs et à présenter une demande de réexamen directement au PDG, en espérant peut-être que le volet politique a contribué à rendre ce dernier réceptif à la demande.

Cela ne veut évidemment pas dire qu'une telle demande portera ses fruits. M. Morgan a donné l'assurance qu'il exercerait ce pouvoir avec parcimonie et seulement dans des circonstances exceptionnelles, mais le fait est qu'il prétend avoir ce pouvoir en droit, on peut s'attendre à ce que d'autres imitent la démarche de Summit. Si M. Morgan a raison, Benga aurait pu demander directement au PDG de l'AER d'alors de réexaminer les parties de la décision du comité d'examen conjoint concernant l'AER dans l'affaire Grassy Mountain⁴⁹. L'utilisation continue de ce processus reviendrait évidemment à ridiculiser les procédures menées par les commissaires-auditeurs et ferait en sorte

qu'il serait encore plus facile pour les critiques de l'AER d'affirmer et de soutenir que l'AER est un organisme de réglementation sous l'emprise de l'industrie.

M. Morgan le sait sûrement très bien en partie, car il écrit dans sa décision qu'il n'est généralement « pas enclin à exercer son pouvoir discrétionnaire de réexaminer les décisions des comités d'audience, par respect pour le processus d'audience et l'autonomie et l'indépendance des comités d'audience. La certitude et le caractère définitif du processus décisionnel revêtent une importance fondamentale pour le système de réglementation de l'énergie de l'Alberta, pour les participants concernés et pour les Albertains en général » [traduction]⁵⁰. Cependant, la question demeure : M. Morgan a maintenant ouvert une porte et d'autres tenteront sans aucun doute d'en franchir le seuil, à moins que nous puissions démontrer que la décision de M. Morgan est fautive en droit. Nous avons tenté de faire valoir ce point.

Post-scriptum

Après la publication de l'article original dans *ABlawg*, la *SNPC-NA* et l'*AWA* ont demandé à la Cour d'appel⁵¹ la permission d'en appeler de la décision du PDG. Les demandeurs ont énoncé trois motifs :

- a. La question de savoir si le PDG de l'AER a commis une erreur de droit en interprétant la *REDA* comme autorisant son directeur général à intervenir dans une instance en cours devant un comité des commissaires-auditeurs de l'AER et à réexaminer une décision procédurale du comité d'une manière qui mettrait fin à l'instance et rejetait le comité.
- b. La question de savoir si le PDG de l'AER a manqué à son pouvoir légal, y compris aux paragraphes 11(3) et 12(1) c) de la *REDA*, en tenant une audience écrite relativement à une demande de réexamen en vertu de l'article 42.

⁴⁸ *Alberta Wilderness Association v Alberta Energy Regulator*, 2025 CanLII 389 (ABCA).

⁴⁹ Benga Mining Limited, « Report of the Joint Review Panel » (17 juin 2021) Comité établi par le ministre fédéral de l'Environnement et du Changement climatique et l'Alberta Energy Regulator, en ligne (pdf) : Alberta Energy Regulator <static.aer.ca/prd/documents/decisions/2021/2021ABAER010.pdf>.

⁵⁰ *Supra* note 18 à la p. 2.

⁵¹ *Supra* note 48.

- c. La question de savoir si le PDG de l'AER a commis une erreur de droit ou s'il a agi déraisonnablement en interprétant erronément et en appliquant incorrectement le critère de réexamen de l'AER et en s'éloignant sans motif valable des modes d'interprétation et d'application établis par l'AER de l'article 42 de la *REDA*.

La demande devrait être entendue le 6 novembre 2025.

ANNEXE – QUALITÉ POUR AGIR POUR DÉCLENCHER UNE AUDIENCE PUBLIQUE DE L'AER

ABlawg a suivi de près les affaires mettant en cause le droit traitant de la qualité pour agir — le critère auquel doit satisfaire une personne qui cherche à déclencher une audience publique au sujet d'une demande de projet de valorisation des ressources énergétiques — et l'AER (et son prédécesseur, l'Energy Resources Conservation Board) depuis plusieurs années. Ces articles peuvent généralement être classés en trois catégories de commentaires, chacune située dans le temps : (1) le droit tel qu'il existait avant l'adoption de la *REDA* en 2013; (2) les changements apportés par la *REDA* en 2013; et (3) l'application de la *REDA* par l'AER depuis 2013.

La première catégorie des commentaires d'ABlawg portait sur le critère de la qualité pour agir avant 2013 et énoncé au paragraphe 26(2) de la *Energy Resources Conservation Act*⁵², maintenant abrogée. Une personne qui pouvait établir qu'une décision sur une demande porterait directement et négativement atteinte à ses droits avait droit à une audience publique. Ce critère fondé sur le

résultat « directement et négativement affecté » a fait l'objet de nombreux articles d'ABlawg, tels que *The problem of Locus Standi at the Energy Resources Conservation Board : A Diceyan solution*⁵³ and *Still More Questions about Standing before the ERCB*⁵⁴. L'un d'entre nous a également écrit sur l'historique et le développement de ce critère dans un article de l'*Alberta Law Review* de 2015 intitulé « *The Right to Public Participation in Resources and Environmental Decision-Making in Alberta* »⁵⁵. La conclusion des commentaires les plus critiques est que le critère de la qualité pour agir fondé sur le résultat « directement et négativement touché » a été appliqué de façon très étroite par l'Energy Resources Conservation Board, de sorte qu'il a presque éliminé la capacité de quiconque de déclencher une audience publique devant l'Energy Resources Conservation Board, si ce n'est d'un autre exploitant de l'industrie ou d'une personne qui pourrait établir que la décision relative à une demande porterait directement et négativement atteinte à son droit légal (habituellement en ce qui concerne l'utilisation des terres touchées).

La deuxième phase des commentaires d'ABlawg portait sur les changements apportés au critère de qualité pour agir mis en œuvre par l'adoption de la *REDA* en 2013. À l'automne 2012, le gouvernement de l'Alberta a proposé une nouvelle loi (qui est devenue la *REDA*) visant à remanier considérablement la réglementation de la mise en valeur des ressources en énergie non renouvelables et à créer un nouvel organisme de réglementation pour surveiller et appliquer cette réglementation — l'Alberta Energy Regulator. ABlawg a publié une série d'articles sur ces changements⁵⁶, y compris des commentaires sur les (alors) nouvelles règles relatives à la qualité pour agir de l'AER énoncées dans l'*Amended Rules of Practice for the Alberta Energy*

⁵² *Energy Resources Conservation Act*, RSA 2000, c E-10 [ERCA].

⁵³ Shaun Fluker, « *The problem of Locus Standi at the Energy Resources Conservation Board: A Diceyan solution* » (17 novembre 2009), en ligne (pdf) : <ablawg.ca/2009/11/17/the-problem-of-locus-standi-at-the-energy-resources-conservation-board-a-Diceyan-solution>.

⁵⁴ Nickie Nikolau, « *Still More Questions about Standing before the ERCB* » (16 juillet 2010), en ligne (blogue) : <ablawg.ca/2010/07/16/still-more-questions-about-standing-before-the-ercb>.

⁵⁵ Shaun Fluker « *The Right to Public Participation in Resources and Environmental Decision-Making in Alberta* », (2015) 52:3 *Alberta L R*.

⁵⁶ Voir Nickie Nikolau, « *An Overview of Bill 2: Responsible Energy Development Act – What are the changes and What are the issues?* » (15 novembre 2012), en ligne (blogue) : <ablawg.ca/2012/11/15/an-overview-of-bill-2-responsible-energy-development-act-what-are-the-changes-and-what-are-the-issues>.

Regulator : More Bad News for Landowners and Environmental Groups⁵⁷. Les principaux changements apportés à la qualité pour agir de l'AER par la REDA en 2013 étaient les suivants : (1) une personne qui sollicite une audience publique devrait déposer auprès de l'organisme de réglementation un exposé de préoccupation accepté par l'organisme; et (2) la décision de tenir une audience publique relève presque entièrement du pouvoir discrétionnaire de l'organisme de réglementation. Pour décrire le changement autrement : En vertu du régime précédent de l'ERCA, une personne qui établissait que ses droits légaux étaient directement et négativement touchés avait légalement droit à une audience publique relativement à une demande; cependant, en vertu de la REDA, il n'y a pas de droit légal à une audience : une personne directement et négativement touchée n'a pas qualité pour agir pour déclencher une audience de l'AER relativement à une demande. Si une audience est tenue, la personne directement et négativement touchée a le droit légal de participer à cette audience.

Ces modifications législatives ont été apportées en 2013 à la suite d'une décision importante de la Cour d'appel de l'Alberta dans l'affaire *Kelly c Alberta (Energy Resources Conservation Board)*⁵⁸, sur l'attribution des coûts de l'AER, qui a également mis l'accent sur la contribution importante qu'un processus d'audience réglementaire crédible apporte à l'obtention de l'acceptation sociale⁵⁹ d'exploiter ses activités :

Dans le processus de mise en valeur, l'ERCB s'emploie notamment à équilibrer les intérêts de la province dans son ensemble, des sociétés de l'industrie des ressources et des voisins qui sont lésés : *Re Suncor Energy Inc.*, Energy Cost Order 2007-001, pp 10-11. *L'octroi de la qualité pour agir et la tenue d'audiences est un élément important*

du processus qui mène à la mise en valeur des ressources de l'Alberta. L'ouverture, l'inclusivité, l'accessibilité et l'efficacité du processus d'audience sont une fin en soi. D'un point de vue réaliste, le coût de l'intervention dans les audiences réglementaires est une pression sur les ressources de la plupart des Albertains ordinaires, et l'adjudication des dépens pourrait bien être une nécessité pratique si l'ERCB doit s'acquitter de son mandat qui consiste à offrir aux gens une tribune où ils peuvent se faire entendre. Autrement dit, l'ERCB pourrait fort bien être « entravé » dans l'exécution de son mandat si la politique sur les coûts est appliquée de façon trop restrictive. Il n'est pas déraisonnable que les coûts de l'intervention soient assumés par les sociétés de l'industrie des ressources qui récolteront les fruits de la mise en valeur des ressources [traduction]⁶⁰.

Au moment de la promulgation de la REDA en 2013, il semblait que le législateur réagissait à la décision *Kelly* en allant dans le sens contraire et en compliquant la tâche du public pour obtenir une audience sur une demande de projet de valorisation des ressources énergétiques. Par conséquent, la troisième catégorie des commentaires d'ABlawg portait sur l'évaluation de l'incidence réelle des modifications aux règles relatives à la qualité pour agir. Dans l'article intitulé « Directly and Adversely Affected: The Actual Practice of the Alberta Energy Regulator »⁶¹, l'un d'entre nous a examiné un certain nombre de décisions écrites de l'AER prises à l'égard de deux demandes, ce qui démontre qu'en fait l'AER appliquait rigoureusement les règles relatives à la qualité pour agir de la REDA pour refuser des audiences. L'organisme de réglementation a établi un seuil très élevé pour ce qui est du critère « directement et négativement touché »

⁵⁷ Shaun Fluker, « Amended Rules of Practice for the Alberta Energy Regulator: More Bad News for Landowners and Environmental Groups » (11 décembre 2013), en ligne (blogue) : <ablawg.ca/2013/12/11/amended-rules-of-practice-for-the-alberta-energy-regulator-more-bad-news-for-landowners-and-environmental-groups>.

⁵⁸ *Kelly v Alberta (Energy Resources Conservation Board)*, 2012 CanLII 19 (ABCA).

⁵⁹ Nigel Bankes, « The Social Licence to Operate: Mind the Gap » (24 juin 2015), en ligne (blogue) : <ablawg.ca/2015/06/24/the-social-licence-to-operate-mind-the-gap>.

⁶⁰ *Supra* note 57 au para 34.

⁶¹ Nigel Bankes, « Directly and Adversely Affected: The Actual Practice of the Alberta Energy Regulator » (3 juin 2014), en ligne (blogue) : <ablawg.ca/2014/06/03/4447>.

à satisfaire, c'est-à-dire essentiellement l'utilisation réelle des terres dans la zone du projet proposé.

En 2020, la Cour d'appel de l'Alberta a fondamentalement modifié la loi sur la façon d'interpréter le terme « directement touché » dans les lois sur l'énergie et l'environnement de l'Alberta dans l'affaire *Normtek Radiation Services Ltd c Alberta Environmental Appeal Board*⁶². Dans l'affaire *Normtek*, la Cour d'appel a rejeté une interprétation formaliste et rigide de « directement touché » et a statué que même si l'expression évoque une certaine forme d'effet préjudiciable « de manière directe », l'expression doit également être interprétée et appliquée d'une manière qui tient compte du large éventail de préoccupations pouvant découler d'une décision relative à l'énergie, aux ressources ou à l'environnement, y compris les facteurs environnementaux, sociaux, économiques, culturels, immobiliers, liés à la santé humaine, à la sécurité et à la réglementation (la Public Interest Law Clinic⁶³ de la faculté était le conseiller juridique de l'appelant dans l'affaire *Normtek*). La décision rendue dans l'affaire *Normtek* a infirmé près de deux décennies de jurisprudence en Alberta sur la façon d'interpréter l'expression « directement touché » et pourrait élargir considérablement le droit du public à participer aux décisions relatives à l'environnement et à la mise en valeur des ressources, y compris dans le contexte des décisions relatives à la qualité pour agir de l'AER⁶⁴.

Un sujet connexe de commentaire dans les premiers temps de l'entrée en vigueur de la *REDA* était que l'organisme de réglementation n'avait pas fait preuve de transparence en publiant ses lettres de décision adressées aux auteurs d'exposés de préoccupation,

dont la grande majorité rejetait l'exposé de préoccupation et refusait donc la tenue d'une audience. La situation a changé en 2015, comme l'indique le document intitulé « The Alberta Energy Regulator Announces that It will Publish a Wider Range of Decisions »⁶⁵, de sorte qu'il est maintenant possible de constater soi-même la fréquence à laquelle l'AER refuse des audiences sur les demandes de projet de valorisation des ressources énergétiques (voir les décisions participatives et procédurales sur le site Web de l'AER)⁶⁶.

Comme on pouvait s'y attendre, le nombre d'audiences publiques tenues par l'AER a considérablement diminué comparativement à la période qui a précédé la *REDA* où une personne directement et négativement touchée jouissait d'un droit légal à une audience. Une consultation du site Web de l'AER pour s'enquérir des décisions⁶⁷ d'audience sur le bien-fondé d'une demande de projet permet de constater que seulement trois décisions ont été rendues en 2021, une décision en 2022, une décision en 2023, trois décisions en 2024 et deux décisions jusqu'à présent en 2025. L'AER reçoit environ 40 000 demandes par année et, essentiellement,⁶⁸ l'organisme de réglementation ne tient plus d'audiences publiques sur aucune d'entre elles. ■

⁶² *Normtek Radiation Services Ltd v Alberta Environmental Appeal Board*, 2020 CanLII 456 (ABCA) [*Normtek*].

⁶³ University of Calgary, Public Interest Law Clinic, « Surface Disposal of Radioactive Waste », (dernière consultation le 18 novembre 2025), en ligne : <aw.ucalgary.ca/clinics/public-interest-law/our-projects/radioactive-waste>.

⁶⁴ Voir *Fort McMurray Métis Local Council 1935 v Alberta Energy Regulator*, 2022 CanLII 179 (ABCA).

⁶⁵ Nigel Bankes, « The Alberta Energy Regulator Announces that It will Publish a Broader Range of Decisions » (29 septembre 2015), en ligne (blogue) : <ablawg.ca/2015/09/29/the-alberta-energy-regulator-announces-that-it-will-publish-a-broader-range-of-decisions>.

⁶⁶ Alberta Energy Regulator, « Participatory and Procedural Decisions » (dernière consultation le 25 novembre 2025), en ligne : <aer.ca/applications-and-notices/application-status-and-notices/decisions/participatory-and-procedural-decisions>.

⁶⁷ Alberta Energy Regulator, « Hearing Decisions » (dernière consultation le 18 novembre 2025), en ligne : <aer.ca/applications-and-notices/application-status-and-notices/decisions/hearing-decisions?page=0>.

⁶⁸ Alberta Energy Regulator, « Application Processes » (dernière consultation le 18 novembre 2025), en ligne : <aer.ca/applications-and-notices/application-processes>.