PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 9, NUMÉRO 2 2021

DIRECTEURS DE RÉDACTION

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

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

SUPPORTERS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEURS 2021

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

M. Martin Olszynski, BSc, LLB, LLM, professeur agrégé, Faculté de droit, University of Calgary

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

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

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

ÉNONCÉ DE MISSION

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

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

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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

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

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

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

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

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

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 5

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

ARTICLES

Les organismes canadiens de réglementation de l'énergie et les nouvelles technologies : La transition vers une économie à faible émission de carbone 7

Gordon E. Kaiser

Les luttes d'idées à propos de la facturation nette de l'énergie 28

Ahmad Faruqui, Agustin J. Ros et Gordon E. Kaiser

Commentaires par: David Morton, David Stevens et Bob Heggie

Que pouvons-nous apprendre des innovations dans le milieu de la réglementation de l'énergie? Études de cas d'accords réglementaires formels et de processus de participation publique 47

Patricia Larkin

Le rôle élargi des dirigeants politiques dans l'examen des projets de pipelines fédéraux proposés : *Une étude de cas* *53*

Rowland J. Harrison, c.r.

COMMENTAIRE

La Cour suprême du Canada réécrit le critère de l'intérêt national et confirme la constitutionnalité des lois fédérales sur les gaz à effet de serre 64

Nigel Bankes, Andrew Leach et Martin Z. Olszynski

ÉDITORIAL

Directeurs de rédaction

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

La poursuite de l'objectif primordial de nombreux gouvernements, à savoir la transition vers une économie à faible émission de carbone, dépend fortement de l'innovation, soit l'innovation technologique, l'innovation dans le traitement réglementaire des développements technologiques et l'innovation par les responsables de la réglementation eux-mêmes dans leur approche face à de nouveaux défis. Ce numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* porte sur ce thème.

Dans « Les organismes canadiens de réglementation de l'énergie et les nouvelles technologies », Gordon Kaiser observe que les organismes canadiens de réglementation de l'énergie ont été réticents à financer au moyen de tarifs des projets expérimentaux ou de recherche, citant comme exemple le refus de demandes de financement pour la recharge des véhicules électriques. En 2020 cependant, les organismes de réglementation de la Colombie-Britannique, de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse ont pris des mesures pour promouvoir de nouvelles technologies à l'aide de projets pilotes. M. Kaiser passe en revue ces développements. Il note que les gouvernements se tournent vers leurs organismes de réglementation de l'énergie pour « montrer la voie », soulignant la récente modification de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* pour inclure parmi les objectifs de la Commission celui de « [f]aciliter l'innovation dans le secteur de l'électricité[1] ».

L'innovation technologique sous la forme d'installations toujours plus nombreuses de panneaux solaires sur les toits par les consommateurs est également à l'origine des défis réglementaires abordés par Ahmad Faruqui *et al.* dans « Les luttes d'idées à propos de la facturation nette de l'énergie ». Bien que le corps de l'article traite du sujet dans le contexte de la mise en œuvre généralisée de la FNE aux États-Unis, on y aborde aussi les perspectives notables de l'Ontario, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

En plus des défis réglementaires que posent les développements technologiques, il faudra également innover dans les approches des organismes de réglementation pour relever ces défis. La recherche en cours dans le cadre du projet Énergie positive de l'Université d'Ottawa vise à aider les organismes de réglementation, et d'autres organismes, à relever ces défis. En particulier, Énergie positive a entrepris un projet de recherche en collaboration avec l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT), dans le cadre duquel plusieurs innovations réussies et possibilités « pour favoriser davantage l'innovation dans la prise de décisions réglementaires visant le secteur de l'énergie » ont été dégagées. Deux études de cas réalisées au cours de ce projet sont abordées dans l'ouvrage de Patricia Larkin intitulé « Que pouvons-nous apprendre des innovations dans le milieu de la réglementation de l'énergie? Études de cas d'accords réglementaires formels et de processus de participation publique ».

Les défis présentés par ces innovations technologiques et réglementaires s'inscrivent dans un cadre politique/juridique plus large — la recherche d'un juste équilibre entre les rôles respectifs des décideurs politiques et des organismes de réglementation continue de représenter un défi permanent. Dans « Le rôle élargi des dirigeants politiques dans l'examen des projets de pipelines fédéraux proposés : une étude de cas », Rowland Harrison examine une procédure récente dans laquelle le Cabinet fédéral a ajouté à son approbation d'un projet une condition qui avait été expressément rejetée par la Régie de l'énergie du Canada (REC) dans

[1] LO 1998, c 15, annexe B, art 1(1).

sa recommandation au Cabinet. Le Cabinet a conclu qu'il pouvait améliorer et renforcer les recommandations de la REC sur une question qui ne semblait pas être une question d'intérêt national primordial et qui relevait sans doute de l'expertise de la REC.

Le récent avis de renvoi de la Cour suprême du Canada sur les contestations de la constitutionnalité de la loi du gouvernement fédéral sur la taxe sur le carbone a des implications fondamentales évidentes pour le développement continu des initiatives politiques et législatives visant la transition vers une économie à faible émission de carbone. Dans leur analyse exhaustive de l'avis intitulée « La Cour suprême du Canada réécrit le critère de l'intérêt national et confirme la constitutionalité des lois fédérales sur les gaz à effet de serre », Nigel Bankes *et al.* concluent que l'avis est « particulièrement importante dans la mesure où elle reconnaît une nouvelle matière d'intérêt national dans le contexte de l'élaboration de mesures législatives appropriées au sein de la fédération canadienne face à une menace existentielle — les changements climatiques mondiaux. » L'avis confirme que « le Parlement fédéral ne se limite pas aux instruments grossiers du pouvoir en matière de droit pénal et du pouvoir d'imposition et qu'il peut également élaborer des lois moins intrusives, en l'occurrence sous forme de redevances réglementaires appliquées de façon sélective. » ■

LES ORGANISMES CANADIENS DE RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE ET LES NOUVELLES TECHNOLOGIES : LA TRANSITION VERS UNE ÉCONOMIE À FAIBLE ÉMISSION DE CARBONE

Gordon E. Kaiser

INTRODUCTION

Dans le passé, les organismes canadiens de réglementation de l'énergie se sont montrés réticents à financer de nouvelles technologies par le biais des tarifs parce qu'elles étaient de nature expérimentale ou liées à la recherche. Par exemple, les demandes présentées aux organismes de réglementation de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse pour financer la recharge des véhicules électriques (VE) ont été refusées[1]. Les choses ont changé. En 2020, les organismes de réglementation de l'énergie de la Colombie-Britannique, de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse ont pour la première fois pris des mesures pour promouvoir les nouvelles technologies à l'aide de projets pilotes technologiques.

Il s'agit d'un nouveau domaine d'activité pour les organismes de réglementation de l'énergie au Canada. L'introduction de nouvelles technologies dans le réseau est importante, surtout dans le contexte actuel où la réduction du carbone est un objectif majeur de tous les gouvernements. Le réseau électrique est très réglementé et cette réglementation peut faire obstacle aux nouvelles technologies. Les organismes de réglementation de l'énergie sont dans une position unique pour résoudre ce problème. Cela nécessitera toutefois de nouvelles procédures réglementaires. Le présent article passe en revue les décisions réglementaires pertinentes qui ont été prises en 2020 concernant les nouvelles technologies.

[1] *Re Toronto Hydro-Electric System Limited* (22 février 2012), EB-2010-0142, en ligne: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/329716/File/document> [*Toronto Hydro-Electric*]; *Re Nova Scotia Power Incorporated* (4 janvier 2018), 2018 NSUARB 1, en ligne : Nova Scotia Utility and Review Board <www.canlii.org/en/ns/nsuarb/doc/2018/2018nsuarb1/2018nsuarb1.html>.

CONTEXTE

Le 11 décembre 2020, le gouvernement canadien a annoncé une nouvelle loi intitulée *Un environnement sain et une économie saine*, afin d'accélérer les initiatives de lutte contre le changement climatique dans tout le pays[2]. Le plan de décembre 2020 comprenait 64 programmes différents pour réduire la pollution et bâtir une économie propre, pour un coût de 15 milliards de dollars. Ces investissements comprennent 2,5 milliards de dollars pour des projets d'énergie propre sur trois ans, 1,5 milliard de dollars pour développer des carburants à faible teneur en carbone, 287 millions de dollars sur deux ans pour promouvoir les véhicules à émission zéro, 3 milliards de dollars sur cinq ans pour décarboniser les grands émetteurs, 2,6 milliards de dollars sur sept ans pour améliorer l'efficacité énergétique des foyers et 3 milliards de dollars sur dix ans pour planter 2 milliards d'arbres. En avril 2021, l'administration Biden a annoncé qu'elle consacrerait 2 000 milliards de dollars aux investissements dans les énergies propres au cours des quatre prochaines années.

Le 22 avril 2021, lors d'un sommet international sur le climat, le Canada s'est engagé à réduire d'ici 2030 ses émissions de carbone de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005. L'objectif canadien précédent, fixé lors des négociations climatiques de Paris en 2015, était de 30 % d'ici 2030. Lors de la même réunion, l'administration Biden s'est engagée à réduire les émissions américaines de 50 à 52 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, soit le double du niveau auquel le président Barack Obama s'était engagé pour la même période.

L'investissement mondial dans les énergies renouvelables atteindra un niveau record en 2021 et culminera à 16 000 milliards de dollars d'ici 2030.

L'année 2020 a également vu un changement important sur les marchés financiers. Les énergies renouvelables dominent désormais les marchés financiers, tant au Canada qu'aux États-Unis. Next Era Energy, le plus grand fournisseur d'énergie éolienne au monde, a remplacé Exxon Mobil et Chevron Corporation pour devenir l'entreprise énergétique la plus importante au monde. En août 2020, Exxon Mobil a disparu de l'indice Dow Jones. Elle en faisait partie depuis la création de l'entreprise Standard Oil of New Jersey en 1928.

Les sociétés privées ont également pénétré le marché des énergies renouvelables de manière significative. En avril 2020, BlackRock, l'une des plus grandes sociétés de capital-risque américaines, a réuni 5 milliards de dollars pour son fonds Global Energy Infrastructure. En janvier 2020, Microsoft a lancé un nouveau fonds d'innovation climatique pour investir 1 milliard de dollars au cours des quatre prochaines années, tandis qu'en juin 2020, Amazon a promis un financement initial de 2 millions de dollars pour son programme d'investissement en capital de risque.

Les régimes de retraite canadiens ont également été très actifs. Au 30 septembre 2020, la Commission d'investissement du Régime de pensions du Canada avait engagé un investissement de 9 milliards de dollars dans les énergies renouvelables à l'échelle mondiale. En 2020, le fonds a conclu la transaction d'acquisition de tous les actifs renouvelables de Pattern Energy pour 6 milliards de dollars, qui comprenait un portefeuille de 28 projets d'énergie renouvelable avec une capacité d'exploitation de plus de 4 GW aux États-Unis, au Canada et au Japon.

LE NOUVEAU PAYSAGE RÉGLEMENTAIRE

En 2020, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) a entendu deux demandes de financement de nouvelles technologies par les contribuables. La nature exacte de la technologie était laissée à l'appréciation de l'entreprise de services publics. Une demande a été approuvée. La seconde a été rejetée.

La même année, l'organisme de réglementation de l'Ontario a approuvé trois projets pilotes portant sur deux technologies spécifiques. Le premier concernait le mélange d'hydrogène au gaz naturel, tandis que le second

[2] Le très honorable Justin Trudeau, « Le premier ministre annonce le plan climatique renforcé du Canada pour protéger l'environnement, créer des emplois et soutenir les communautés » (11 décembre 2020), en ligne: <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiques/2020/12/11/premier-ministre-annonce-plan-climatique-renforce-du-canada>.

concernait le mélange de bio-méthane au gaz naturel. L'organisme de réglementation de la Nouvelle-Écosse a approuvé un projet pilote de technologie pour un logiciel de réseau intelligent.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a également introduit un nouveau service appelé l'Espace innovation. Ce service fournit des avis du personnel de la Commission sous forme de bulletins de la CEO pour aborder les zones d'incertitude réglementaire qui peuvent empêcher l'introduction de nouveaux services énergétiques qui pourraient améliorer l'efficacité énergétique et/ou décarboniser le réseau. Au cours de la première année, 33 demandes ont été reçues de la part de services publics et non publics. Ces demandes ont donné lieu à un bulletin qui autorisait le stockage d'énergie derrière le compteur[3].

En juin 2020, la BCUC a rendu une décision en réponse à une demande de FortisBC visant à établir un *Clean Growth Innovation Fund*[4] (fonds d'innovation pour la croissance propre). Les preuves déposées par le demandeur comprenaient un article publié dans la présente publication il y a un an[5]. La compagnie a en fait proposé deux fonds, l'un pour un service de gaz et l'autre pour un service d'électricité. La demande de la société d'électricité a échoué mais celle de la société gazière a réussi.

Le service public a proposé une redevance de 0,30 $ par client par mois pour le service d'électricité et de 0,40 $ par client par mois pour le service de gaz. Le financement annuel prévu en fonction du nombre de clients prévu était de 4,9 millions de dollars pour le service de gaz et de 0,5 million de dollars pour le service d'électricité.

La BCUC a approuvé le fonds d'innovation pour le service public de gaz parce qu'il a « démontré qu'il doit d'accélérer ses activités d'innovation…à la lumière des politiques climatiques gouvernementales croissantes visant la décarbonisation et l'électrification» [traduction]. La province de la Colombie-Britannique qui avait légiféré une réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) au cours de la prochaine décennie[6].

Cette décision représente une étape clé pour le financement de l'innovation. Les demandes antérieures concernaient des projets spécifiques. Cette nouvelle demande a cependant donné lieu à la création d'un fonds pour des projets qui seraient considérés de temps à autre. La demande proposait également un modèle de gouvernance pour garantir que les fonds soient appliqués aux innovations qui profiteraient aux clients. La décision portait également sur la responsabilité et les rapports annuels du service public.

Le point de départ de l'analyse de la Commission consistait à déterminer quelle était la demande ou le besoin de financement. La Commission s'est appuyée sur les éléments de preuve fournis par le service public qui soulignaient l'engagement du Canada à réduire les émissions de GES de 30 % entre 2005 et 2030 et l'engagement de la Colombie-Britannique à réduire ses émissions de 40 % d'ici 2030 et de 80 % d'ici 2050. À cela se sont ajoutés les engagements de la Ville de Vancouver. Le comité a conclu que le service public avait démontré la nécessité d'accélérer ses activités d'innovation à la lumière des politiques climatiques gouvernementales en matière de décarbonisation et d'électrification.

Trois projets pilotes technologiques

L'organisme de réglementation de la Colombie-Britannique n'était pas le seul à financer les nouvelles technologies en 2020. En décembre 2019, Nova Scotia Power (NS Power) a soumis une demande à la Commission des services publics et d'examen de la

[3] Commission de l'énergie de l'Ontario, Bulletin, « Ownership and Operation of Behind-the-Meter Storage Assets for Remediating Reliability of Service » (6 août 2020), en ligne (pdf): <www.oeb.ca/sites/default/files/OEB-Staff-Bulletin-ownership-of-BTM-storage-20200806.pdf>.

[4] *Re FortisBC Energy Inc. and FortisBC Inc.* (22 juin 2020), G-165-20, G-166-20 aux pp 148, 154, en ligne: British Columbia Utilities Commission <www.bcuc.com/Documents/Decisions/2020/DOC_58466_2020-06-22-FortisBC-MRP-2020-2024-Decision.pdf> [*FortisBC*].

[5] James Coyne et al, « Les contribuables devraient-ils financer l'innovation? » (2018), 6:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 49.

[6] *Supra* note 4 à la 154 (L'innovation pour les services publics d'électricité a été rejetée en raison de l'absence d'un plan d'affaires montrant les avantages aux contribuables).

Nouvelle-Écosse pour approuver des dépenses en capital de 7 millions de dollars pour un projet pilote de réseau intelligent. L'objectif du projet pilote était de déterminer si un nouveau logiciel développé par Siemens pouvait surveiller et gérer les ressources énergétiques décentralisées (RED) de manière à en augmenter la fiabilité et à en réduire les coûts.

Le projet a été motivé par l'importance croissante des RED dans les activités des services publics d'électricité canadiens. Les RED utilisées dans ce projet étaient la production solaire, le stockage sur batterie et la recharge de véhicules électriques.

Le coût global du projet pilote s'élevait à 19 millions de dollars. Sur ce montant, près de 12 millions de dollars provenaient de fonds externes, laissant un tiers à financer par les clients de NS Power. Le critère appliqué par la Commission pour déterminer si cet investissement en capital était justifié s'appelle le critère de justification de l'innovation (CJI). Le CJI était le suivant : peut-on raisonnablement s'attendre à ce que le projet produise des données et des leçons précieuses en vue de l'élaboration d'une analyse de rentabilité avant le développement à grande échelle?

L'une des questions auxquelles la Commission a dû faire face était une préoccupation des intervenants concernant l'absence d'appel d'offres concurrentiel dans la mise en place du projet. En particulier, on s'est beaucoup fié à Siemens en ce qui concerne les logiciels. Cette crainte a été écartée lorsqu'il a été expliqué que Siemens était en grande partie responsable de l'obtention du financement fédéral à l'appui du projet. On s'est également inquiété des dépassements de coûts potentiels. La Commission a clairement indiqué que sa décision d'approuver le projet pilote était limitée à la dépense de 7 millions de dollars et que le recouvrement de tout dépassement de coûts nécessiterait l'approbation de la Commission.

Cette décision de la Commission de la Nouvelle-Écosse[7] est un exemple rare mais important de financement d'une nouvelle technologie par le contribuable. La décision de la Commission a été clairement influencée par l'important financement provenant de sources externes, de sorte que seul un tiers du coût total du capital était assumé par le contribuable, tout comme la condition selon laquelle le service public devait assumer le risque de tout dépassement de coût. La Commission a également établi une structure de conformité et de rapport significative qui sera instructive pour les autres organismes de réglementation qui devront examiner des projets similaires. Les nombreux témoignages d'experts externes indépendants fournissent également des leçons utiles pour les futurs candidats.

Le 30 octobre 2020, la CEO a rendu une décision[8] approuvant une demande d'Enbridge Gas pour la construction d'un projet pilote qui mélange de l'hydrogène au gaz naturel classique et qui sera distribué dans une zone située au nord de Toronto. La Commission a approuvé la demande et a permis à Enbridge de construire les installations nécessaires et de fixer les tarifs liés au projet. Les tarifs ont été conçus pour faire en sorte que les contribuables qui reçoivent le gaz mélangé ne paient pas plus que les autres clients d'Enbridge Gas.

L'objectif du projet pilote est de réduire les émissions de GES liées à la vente de gaz naturel. L'hydrogène ne produit aucune émission de carbone lorsqu'il est brûlé. Par conséquent, la combinaison de l'hydrogène et du gaz naturel réduit l'empreinte carbone globale.

Dans ce projet pilote, deux pour cent du produit total sera de l'hydrogène. L'hydrogène ayant un pouvoir calorifique inférieur à celui du gaz naturel classique, il faut un plus grand volume d'hydrogène pour obtenir le même contenu énergétique. Il en résulte que les clients recevant du gaz mélangé doivent consommer un volume plus élevé que les clients recevant du gaz naturel conventionnel. Cela nécessite un rajustement de prix que la Commission a approuvé pour compenser les clients dans la zone du gaz mélangé pour le coût du gaz supplémentaire.

---

[7] *Re Nova Scotia Power Incorporated* (7 mai 2020), 2020 NSUARB 63, en ligne: Nova Scotia Utility and Review Board <www.canlii.org/en/ns/nsuarb/doc/2020/2020nsuarb63/2020nsuarb63.html> [*Nova Scotia Power*].

[8] *Re Enbridge Gas Inc.* (29 octobre 2020), EB-2019-0294, en ligne: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/691859/File/document>.

Le projet pilote permettra de livrer du gaz mélangé à environ 3 600 clients sur une période de cinq ans. À la fin de cette période, Enbridge est tenue de déposer un rapport détaillé auprès de l'organisme de réglementation qui évaluera les coûts et les avantages du projet. Enbridge a indiqué qu'elle prévoit faire une demande pour des projets similaires dans d'autres marchés gaziers qu'elle dessert actuellement au Canada.

Le 31 mars 2020, Enbridge Gas Inc. a demandé à la CEO, en vertu de l'article 36 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, l'autorisation de mettre en œuvre un programme pilote qui injecterait du bio-méthane dans le gaz naturel. Elle approvisionnera les clients qui se porteront volontaires pour le projet. Dans la demande, on souhaite que la Commission approuve une surcharge de 2 $ par mois sur les tarifs des clients qui se portent volontaires.

L'objectif du projet est de réduire la teneur en carbone du gaz naturel ordinaire. Le bio-méthane a une teneur en carbone plus faible que le gaz naturel ordinaire et l'injection réduit donc les émissions de GES. Enbridge a proposé de financer le projet par le biais de ses coûts d'exploitation habituels, ce qui signifie qu'il n'y aura pas d'augmentation de tarif pour les clients non participants.

Le 24 septembre 2020, la CEO a publié une décision approuvant le projet pilote[9]. L'une des questions en litige est de savoir si tous les clients doivent payer. La CEO a convenu avec Enbridge que tous les clients contribueraient à l'augmentation des coûts d'exploitation, mais que seuls les clients qui se porteraient volontaires paieraient les 2 $ par mois. La Commission a ordonné à Enbridge de déposer un rapport d'étape au moment de sa prochaine demande de révision tarifaire.

Nouvelles directives réglementaires

Le 16 janvier 2019, la CEO a lancé un nouveau service de consultation qui permet aux services publics et aux services non publics d'obtenir des conseils du personnel de la Commission sur les questions réglementaires relatives aux nouveaux services énergétiques qui ont « un potentiel évident d'avantages pour les consommateurs » [traduction]. Le nouveau service appelé « l'Espace innovation » est conçu pour lever les obstacles réglementaires à l'introduction de nouvelles technologies. Il y a toutefois des limites à cette aide. L'Espace innovation ne peut pas :

a. proposer un changement de politique à long terme;

b. fournir un financement pour les projets;

c. approuver une technologie spécifique;

d. fournir une aide qui ne relève pas de sa compétence;

e. soutenir des projets qui déplacent les coûts entre les clients.

Bien que la CEO étudie les propositions de services publics et d'entreprises non réglementées, elle a déclaré que les entreprises non réglementées devraient « garder à l'esprit que dans la plupart des cas, un partenaire du service public sera considéré comme essentiel à la réalisation d'un essai en Ontario » [traduction].

En juin 2020, la CEO avait reçu 33 propositions d'entreprises de services publics et d'autres entreprises. L'une de ces propositions a donné lieu au bulletin publié le 6 août 2020[10], qui figure à l'annexe A. Ce bulletin a statué qu'une entreprise de distribution locale peut posséder et exploiter un système de stockage d'énergie derrière le compteur et traiter les actifs comme faisant partie des opérations réglementées si le but est de remédier à une mauvaise fiabilité du service.

Le bulletin prévient qu'il n'exprime que l'opinion du personnel de la Commission et qu'il n'est pas contraignant pour les membres de la Commission ou les commissaires qui décideront en fin de compte des questions contestées. Il indique que l'opinion est une réponse à une proposition dans l'Espace innovation d'un distributeur d'électricité réglementé qui voulait utiliser des actifs de stockage derrière le compteur pour améliorer la fiabilité du service. Le bulletin ne révèle

[9] *Re Enbridge Gas Inc.* (24 septembre 2020), EB-2020-0066, en ligne: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/687754/File/document>.

[10] Commission de l'énergie de l'Ontario, *supra* note 3.

pas qui était le demandeur, mais beaucoup spéculent qu'il s'agissait de Toronto Hydro. Cette entreprise de services publics avait déjà demandé à la Commission ce type d'allègement, qui lui avait été refusé[11].

Il n'est pas inhabituel pour les organismes de réglementation de l'énergie de publier des bulletins de temps à autre. À ce jour, la CEO a publié près de 50 bulletins. Parmi ceux-ci, 29 étaient appelés bulletins de conformité, 9 étaient appelés bulletins d'information et les 8 derniers étaient simplement appelés bulletins.

En général, les bulletins publiés par les organismes de réglementation concernent leurs politiques d'application et reflètent souvent des opinions sur ce que l'organisme de réglementation peut et ne peut pas faire en vertu de sa loi habilitante. Les commissions des valeurs mobilières de l'Ontario et de l'Alberta font un usage intensif de bulletins, tout comme le Bureau de la concurrence fédéral.

Le Bureau de la concurrence publie des bulletins depuis 20 ans[12]. L'objectif est de mettre à jour le marché sur les politiques d'application du Bureau. Comme les bulletins de la CEO, les bulletins du Bureau de la concurrence ne lient pas le commissaire de la concurrence. Cependant, dans tous les cas, ils reflètent la politique du commissaire et sont modifiés avant que ce dernier ne s'en écarte. Si ce n'était pas le cas, les bulletins ne seraient pas très utiles.

Les bulletins peuvent être un instrument politique important. Ils offrent une réglementation en temps réel qui peut empêcher la réglementation de devenir un obstacle à l'introduction de nouvelles technologies.

Les bulletins d'orientation réglementaire deviendront plus importants à mesure que les organismes de réglementation de l'énergie s'impliqueront davantage dans la promotion des nouvelles technologies. Un bulletin antérieur du 7 juillet 2016[13] entre dans cette catégorie, bien qu'il soit antérieur à l'introduction de l'Espace innovation. Ce bulletin présente une conclusion du personnel de la CEO selon laquelle la propriété et l'exploitation d'une station de recharge de VE et la vente de services de recharge de VE à partir de cette installation ne constituent pas une distribution ou une vente au détail d'électricité. En d'autres termes, ces activités ne seraient pas réglementées par la CEO.

Le bulletin sur la recharge des VE indique que ce service n'est pas assujetti à la réglementation de la CEO parce que les services de recharge des VE, y compris les stations de recharge, doivent être traités comme des produits et services concurrentiels pour lesquels aucune licence de la CEO n'est requise. Le personnel de la CEO a également fait remarquer que les distributeurs d'électricité pourraient être autorisés à posséder et à exploiter des stations de recharge de VE, car il s'agit de services qui aident le gouvernement à atteindre son objectif de conservation de l'électricité.

Le bulletin sur la recharge des VE a apparemment été publié en réponse à un certain nombre de demandes de renseignements. Comme l'a fait remarquer le personnel de la CEO, l'intérêt pour la recharge des VE augmente en raison des parties du Plan d'action ontarien contre le changement climatique qui prévoient une augmentation importante du nombre de VE au cours des prochaines années.

Le bulletin sur le chargement des VE est un bon exemple de directive réglementaire qui favorisera le développement d'une nouvelle technologie de réduction du carbone. La BCUC est arrivée à une conclusion similaire, mais elle l'a fait après une consultation et un rapport[14] approfondis qui ont conduit à des changements dans la réglementation.

---

[11] *Re Toronto Hydro-Electric System Limited* (19 décembre 2019), EB-2018-0165, en ligne: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/663131/File/document> [*Toronto Hydro-Electric 2019*].

[12] Tous les bulletins courants sont présentés dans Brian A. Facey et Cassandra Brown, *Competition Act: Commentary and Annotation, 2021*, Lexis Nexis Canada, 2021 aux pp 339–57.

[13] Commission de l'énergie de l'Ontario, Bulletin, « Electric Vehicle Charging » (7 juillet 2016), en ligne (pdf): <www.oeb.ca/oeb/_Documents/Documents/OEB_Bulletin_EV_Charging_20160707.pdf>.

[14] British Columbia Utilities Commission, Rapport, « Inquiry into the Regulation of the Electric Vehicle Charging Service » (26 novembre 2018), en ligne (pdf): <www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2018/DOC_52916_2018-11-26-PhaseOne-Report.pdf>.

Le bulletin sur le chargement des VE est également un bon exemple d'une situation où l'ambiguïté réglementaire peut créer une barrière à l'entrée. La Commission a noté que la politique des gouvernements provinciaux en matière de promotion des VE et de réduction des émissions de carbone exigeait une telle clarification parce que la réglementation de cette activité particulière pourrait décourager les investisseurs privés dans ce secteur.

Ce ne sera pas le dernier cas où les services publics, les promoteurs et les investisseurs de l'Ontario auront besoin d'éclaircissements concernant la compétence ou la politique de la CEO à l'égard d'une activité particulière liée à la technologie de réduction du carbone. Ces bulletins, quel que soit leur nom, deviendront un important instrument de politique dans le cadre de cette initiative.

La décision de l'État du Michigan

L'Ontario et la Nouvelle-Écosse ne sont pas les seuls territoires de compétence à avoir maille à partir avec les projets pilotes technologiques. Le 17 octobre 2019, la Commission des services publics du Michigan a lancé une enquête pour examiner les projets pilotes passés et actuels du Michigan, les meilleures pratiques dans le domaine et les problèmes que ces projets pourraient poser dans le futur. Un rapport de 95 pages a été publié le 30 septembre 2020[15].

La Commission a ordonné qu'à l'avenir, tout candidat cherchant à obtenir un financement pour un projet pilote technologique devra se conformer à la définition d'un projet pilote technologique et aux critères énoncés à la page 12 de la décision[16]. Cette conclusion est reproduite dans la pièce A de la décision. Un lien vers la pièce A est fourni à l'annexe B.

La définition d'un projet pilote technologique et les critères sur lesquels il serait évalué ne seront pas les mêmes dans tous les territoires de compétence. La décision du Michigan n'est qu'un exemple. Tous les organismes de réglementation des provinces et des États devront se pencher sur la question. L'important est de bien faire les choses en fonction du territoire de compétence dans lequel on doit évoluer.

LES QUESTIONS RÉGLEMENTAIRES

Le présent article examine trois nouveaux instruments de politique qui deviendront essentiels pour les organismes de réglementation de l'énergie alors qu'ils tentent d'accroître l'accès aux nouvelles technologies qui aideront le Canada à atteindre ses objectifs de réduction du carbone. Il s'agit d'un exercice important qui deviendra rapidement la responsabilité de tous les organismes canadiens de réglementation de l'énergie.

Ces trois instruments de politique sont tout nouveaux. Ils sont entrés en scène en 2020. Le présent article passe en revue les trois premières décisions et la première année d'utilisation des nouveaux bulletins d'orientation réglementaire de la CEO. Ces trois instruments seront probablement mis en œuvre par des organismes canadiens de réglementation de l'énergie dans un avenir proche.

Il se peut que certains organismes de réglementation de l'énergie décident de ne pas créer de fonds d'innovation, mais ils organiseront certainement des audiences pour les projets pilotes technologiques. Ces projets pilotes nécessitent une participation active de la compagnie d'électricité desservant ce secteur. Il est probable que tous les organismes de réglementation canadiens commencent à publier des bulletins d'orientation réglementaire. Les règlements peuvent constituer une barrière à l'entrée, en particulier dans le cas d'une nouvelle technologie. Les audiences interminables avec appels ne sont pas la meilleure façon d'aborder l'incertitude réglementaire.

L'objectif du présent article n'est pas seulement d'examiner ce qui s'est passé en 2020. Il tente également de définir les meilleures pratiques. La section suivante examine les différentes questions réglementaires qui se sont posées lors des premières audiences de projets pilotes technologiques.

---

[15] Michigan Public Service Commission, Rapport, « Utility Pilot Best Practices and Future Pilot Areas » (30 septembre 2020), en ligne (pdf): <www.michigan.gov/documents/mpsc_old/MPG_Pilots_Report_Draft073120_698001_7.pdf>.

[16] *In the Matter of The Commission's Own Motion to Establish MI Power Grid* (4 février 2021), U-20645, en ligne: Michigan Public Service Commission <mi-psc.force.com/sfc/servlet.shepherd/version/download/068t000000J90K1AAJ>.

Le critère préliminaire

Parmi les trois décisions relatives aux projets pilotes technologiques examinées dans le présent article, celle de la Nouvelle-Écosse constitue un examen exemplaire de la nécessité d'établir dès le départ des critères significatifs concernant l'objet et le but du projet pilote technologique en question. Dans l'affaire de la Nouvelle-Écosse[17], NS Power a demandé l'approbation d'un projet pilote de quatre ans au coût de 7 millions de dollars. L'objectif du projet pilote était de mieux comprendre comment les nouveaux logiciels peuvent être utilisés pour surveiller et gérer les RED afin d'obtenir des avantages pour les clients, comme le maintien de la fiabilité et de la stabilité du réseau et la réduction des coûts. La Commission de la Nouvelle-Écosse a établi des critères de planification d'immobilisations et de justification des dépenses d'immobilisation. Les projets élaborés pour répondre à des questions émergentes ont été élaborés en vertu des critères de justification de l'innovation, critères qui sont énoncés comme suit :

> [Traduction]
>
> [5] Avant de commencer son analyse de la demande, la Commission estime qu'il est utile de présenter la base d'examen de ces projets d'immobilisation, qui s'effectue selon les critères de planification d'immobilisations et de justification des dépenses d'immobilisation (CJDI). Plus précisément, les projets élaborés pour répondre à des questions émergentes sont évalués selon les critères de justification de l'innovation des CJDI. Les critères de justification de l'innovation prévoient, en partie, ce qui suit :
>
> > 17.2 Innovation
> >
> > …*Critères de justification*
> >
> > Les projets d'investissement dans l'innovation sont justifiés par le fait que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'ils apportent une valeur pour le client dans certains domaines ou tous les domaines de la réduction de la pression à la hausse sur les besoins en revenus, de la fiabilité et de la stabilité du réseau, de la conformité aux politiques gouvernementales et de l'expérience du client, grâce au déploiement de technologies éprouvées de manière innovante. <u>En outre, les investissements en capital d'innovation peuvent être justifiés par le fait que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'ils permettent d'effectuer des tests avant le déploiement à grande échelle, qu'ils fournissent des données et des apprentissages précieux ou qu'ils aident à l'élaboration d'analyses de rentabilité, le cas échéant.</u>
> >
> > *Sous-critères de justification*
> >
> > Les projets d'investissement dans l'innovation peuvent être justifiés par un ou plusieurs des sous-critères suivants :
> >
> > - la réduction de la pression à la hausse sur les besoins en revenus
> > - la fiabilité et la stabilité du réseau
> > - la conformité environnementale et autre
> > - l'amélioration de l'expérience client [c'est moi qui souligne].

[17] *Nova Scotia Power*, *supra* note 7.

La Commission de la Nouvelle-Écosse a retenu les services d'un expert pour évaluer la demande et déterminer si elle répondait aux critères nécessaires. Sur la base du témoignage de son expert, la Commission a conclu que ce n'était pas le cas, en déclarant ce qui suit :

> [Traduction]
>
> [6] Dans sa demande, NS Power a affirmé que le projet pilote proposé est justifié en vertu du deuxième volet des critères de justification de l'innovation. Le projet est le premier projet d'investissement soumis en vertu des critères de justification de l'innovation des CEJC.
>
> [7] Un projet relevant des critères de justification de l'innovation diffère de l'approbation d'ordres de travaux d'immobilisations courants pour des projets habituellement entrepris par un service public. Dans la plupart des cas, dans le cadre de ce dernier type de demandes, l'approbation est demandée sur la base d'une analyse de rentabilité pour répondre à une exigence opérationnelle normale du service public. Les projets de nature innovante se situent généralement en dehors de ce qui se passe normalement dans les opérations quotidiennes.
>
> [8] Cependant, pour les projets relevant des critères de justification de l'innovation, la Commission exige toujours que la rigueur soit appliquée aux documents justificatifs déposés avec la demande. Dans ce cas, la Commission n'était pas satisfaite de la demande initiale déposée à l'appui de l'ordre de travaux d'immobilisations. La Commission s'attendait à ce que la demande soit plus détaillée. Étant donné que les demandes au titre des critères de justification de l'innovation sont quelque peu nouvelles, la Commission fournit les conseils suivants pour les demandes futures.
>
> [9] En l'espèce, la demande initiale déposée auprès de la Commission manquait de documents justificatifs, notamment en ce qui concerne les avantages du projet. Comme nous le verrons plus en détail plus loin dans la présente décision, Synapse a déclaré que la proposition initiale ne fournissait pas un plan d'étude pilote complet parce qu'elle omettait de faire ce qui suit :
>
> - décrire clairement les lacunes en matière de connaissances que la recherche proposée vise à combler
> - déterminer si une autre conception d'étude pilote, moins coûteuse, pourrait atteindre les mêmes objectifs
> - décrire comment la méthodologie proposée est le meilleur moyen d'atteindre les objectifs
> - montrer de manière adéquate comment les critères de justification de l'innovation sont remplis
>
> [10] De plus, Synapse a suggéré qu'il n'était pas clair si le projet pilote fournira l'information nécessaire pour décider s'il faut procéder à un déploiement complet de la plateforme de système énergétique (PSE). Elle a noté qu'il n'était pas clair que NS Power ait présenté un cas qui transmettait correctement un plan qui comparerait les coûts et les avantages avec et sans la PSE, ajoutant que NS Power était encore en train de considérer les paramètres à suivre pendant le projet pilote et que divers éléments du projet étaient encore en développement.
>
> [11] La Commission partage les préoccupations de Synapse quant à la qualité de la demande initiale. Une grande partie du dépôt initial était de nature très générale, contenait peu de détails sur le projet proposé et s'appuyait davantage sur l'expérience d'autres territoires de compétence (la plupart sous forme d'études ou de rapports génériques) plutôt que sur une analyse de ce qui était prévu sur le terrain en Nouvelle-Écosse et avec les autres partenaires de NS Power. Il peut être tentant, dans certains cas, d'adopter des projets entrepris dans d'autres territoires de compétence ou par d'autres services publics pour tester les technologies

émergentes, notamment les ressources énergétiques décentralisées et leur intégration dans une filière énergétique. Cependant, des ressources et du temps utiles pourraient être gaspillés si des résultats mesurables et des facteurs de réussite spécifiques ne sont pas clairement définis pour le contexte de la Nouvelle-Écosse. En ce qui concerne les projets à prendre en compte dans le cadre des critères de justification de l'innovation, la Commission s'attend à ce que NS Power décrive de manière suffisamment détaillée la portée et la conception du projet, ainsi que les données spécifiques, les leçons apprises et les mesures de réussite qui seront adoptées pour évaluer le projet. En outre, la Commission met en garde NS Power qu'il ne suffira pas d'extrapoler de manière générale certains résultats isolés d'un projet pilote pour justifier son déploiement ultérieur à grande échelle. Toute demande de dépenses d'immobilisation courante pour un déploiement complet devra être détaillée à tous égards en ce qui concerne la conception, l'approvisionnement, la mise en œuvre et les avantages pour les clients, au moindre coût.

[12] Dans le cas présent, diverses préoccupations des Intervenants ont été abordées par NS Power lorsqu'elle a déposé ses réponses aux demandes de renseignements (DR) et sa preuve en réponse. Cependant, le moment de la réception de ces renseignements signifie que les Intervenants, le personnel de la Commission et les consultants de l'avocat de la Commission n'ont pas pu examiner ce projet et s'engager de manière significative avec NS Power. De l'avis des consultants, ces lacunes compromettaient clairement l'approbation de cette demande. L'engagement des représentants des clients de NS Power et de la Commission est aussi important pour les projets novateurs que pour les ordres de travaux d'immobilisations courants. Comme il est indiqué plus loin dans la présente décision, les travaux en cours de NS Power sur ce projet entraîneront probablement des retards dans la mise en œuvre de certains éléments de la proposition et pourraient aboutir à des données ou des enseignements incomplets à son achèvement.

[13] La Commission espère que les futures demandes au titre des critères de justification de l'innovation seront plus complètes et mieux éclairées par les directives ci-dessus.

La Commission de la Nouvelle-Écosse a demandé à NS Power de modifier et de déposer à nouveau sa demande, ce qui est finalement prouvé par la déclaration : « La Commission espère que les futures demandes au titre des critères de justification de l'innovation seront plus complètes et mieux éclairées par les directives ci-dessus.»

Il ressort de cette brève analyse que, sans une norme et des critères exhaustifs dès le départ, un projet pilote technologique a toutes les chances d'échouer. Nous devons également nous rappeler que pour la plupart des services publics, une demande de financement d'un projet pilote technologique est probablement une nouvelle entreprise; il est important que le service public ait des indications sur ce que la demande devrait contenir et sur la norme que l'organisme de réglementation appliquera pour évaluer une demande.

Recours à des experts

Il n'y a rien d'inhabituel à ce que des experts témoignent dans le cadre de procédures réglementaires. Concernant les deux projets pilotes technologiques qui nous occupent, différentes approches ont été utilisées, le recours à de très nombreux experts dans l'affaire de la Nouvelle-Écosse et à presqu'aucun expert dans l'affaire de l'Ontario, malgré le fait qu'il s'agisse de toutes nouvelles technologies dans les deux cas.

Cependant, la raison principale en est que la Nouvelle-Écosse avait un critère préliminaire beaucoup plus élevé — la demande remplie au titre de ce critère est résolue sur la preuve de l'expert. Dans le cas de l'Ontario, l'organisme de réglementation a adopté un point de vue différent et a estimé qu'il était prématuré de se lancer dans un examen détaillé de la technologie ou même de la façon dont cette technologie se compare à une autre. Le sentiment était que le projet pilote technologique était limité et qu'il était basé sur l'hypothèse que si l'examen

préliminaire de la technologie le voulait, il y aurait d'autres projets pilotes concernant la même technologie sur une base plus étendue.

Le cas de la Nouvelle-Écosse souligne également l'importance pour les organismes de réglementation de retenir les services d'experts pour les aider à évaluer la faisabilité des projets pilotes technologiques. Comme l'indique la Commission de la Nouvelle-Écosse au paragraphe 30 de la décision, l'analyse d'une demande de projet pilote peut souvent être plus compliquée qu'une demande ordinaire :

> [Traduction]
>
> [30] Bien que la Commission reconnaisse que la mesure des avantages des projets pilotes en vertu des critères de justification de l'innovation puisse être plus difficile que les projets de dépenses en capital entrepris dans le cadre des activités normales d'un service public, on pourrait soutenir que l'évaluation d'une initiative novatrice est encore plus critique. Étant donné que de nombreux projets relevant des critères de justification de l'innovation sont probablement destinés à un déploiement à grande échelle, il est essentiel que NS Power, les Intervenants et la Commission comprennent les implications de cette entreprise. Il est donc important que NS Power soit en mesure de définir les données qu'elle cherche à recueillir, les leçons qu'elle souhaite apprendre et la manière spécifique dont le succès sera mesuré. Sans ces spécificités et une comparaison de base claire par rapport aux résultats du projet pilote, les avantages anticipés du passage à un déploiement à grande échelle ne sont rien d'autre que de simples spéculations.
>
> [31] De l'avis de la Commission, les réponses de NS Power aux NSUARB DR-25 à 29 de la Commission des services publics et d'examen de la Nouvelle-Écosse ne fournissent pas suffisamment de détails pour déterminer comment le succès sera déterminé. Dans sa preuve en réponse, NS Power a élaboré sur ces réponses aux DR et a fourni quelques renseignements supplémentaires :
>
>> Enfin, NS Power recueillera des données de base dans le cadre du projet afin de les comparer aux résultats obtenus grâce à la surveillance et à la gestion de la plateforme de système énergétique (PSE). Les renseignements sur le profil de charge et la qualité de l'énergie sont actuellement recueillis sur les sites de clients commerciaux potentiels pour les installations solaires en toiture; les renseignements disponibles sur la charge seront recueillis à partir de l'historique de compteurs d'autres sites clients au fur et à mesure qu'ils seront identifiés par le processus de recrutement. De plus, une fois les RED installés sur les sites des clients, des mesures seront prises avant l'application du contrôle des RED par le service public, en fonction des cas d'utilisation testés et des capacités de chaque RED. Des mesures de comparaison seront également effectuées en parallèle pendant le projet avec une RED de contrôle et une RED de la PSE au même moment et dans les mêmes conditions.
>
> [32] Tout projet pilote semblable à celui de la présente demande devrait contenir suffisamment de données de base qui pourront être utilisées ultérieurement pour comparer les résultats du projet pilote au statu quo. De l'avis de la Commission, de tels renseignements seraient précieux pour établir une analyse de rentabilité à l'appui d'un déploiement à grande échelle. Cependant, la Commission ne sait pas clairement si les données de référence de ce projet seront suffisamment complètes en termes de durée ou de robustesse

> pour permettre une comparaison significative avec les résultats du projet pilote. Cela devrait être expliqué plus clairement dans un dépôt de conformité.

Une demande de projet pilote technologique est importante. Une décision concernant un projet pilote peut entraîner des dépenses en capital très importantes. Il est important de prendre la bonne décision. Pour ce faire, les organismes de réglementation de l'énergie ont besoin à la fois des données et de critères soigneusement rédigés. La décision de la Nouvelle-Écosse est un bon modèle.

Le motif de la demande

Le présent article passe en revue quatre décisions. La première porte sur une demande de financement de l'innovation en général. Trois décisions concernent des demandes de financement de technologies spécifiques, appelées « projets pilotes technologiques ».

Dans chaque cas, la première question de l'organisme de réglementation qui entend la demande est la suivante : Quelle est la justification de cette dépense? Dans tous les cas, la réponse est la même. Nous devons promouvoir l'énergie propre. Ce projet n'est pas financé de manière adéquate. Et par conséquent, le Canada ainsi que la province et les municipalités que nous desservons n'atteindront pas leurs objectifs de réduction des émissions de carbone.

Le cas de la Colombie-Britannique est une demande concernant l'établissement d'un fonds d'innovation[18]. Aucune technologie spécifique n'a été désignée, bien que la catégorie générale ait été décrite comme suit à la page 145 de la décision :

> [Traduction]
>
> ...le fonds est conçu pour combler les lacunes perçues dans les activités d'innovation actuelles de FortisBC. Ce fonds financera les activités de réduction des GES qui :
>
> - couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur des services publics;
> - sont en dehors de la GAD;
> - concernent des activités pré-commerciales et commerciales (les premières étant susceptibles de constituer la majorité);
> - sont soutenus par des niveaux de financement prévisibles.
>
> FortisBC prévoit qu'étant donné l'objectif ambitieux concernant le gaz renouvelable dans le plan *CleanBC*, les mélanges d'hydrogène et de gaz renouvelable seront des priorités en matière de financement.

La technologie serait désignée par un comité spécial établi à cette fin. Le demandeur FortisBC a décrit la raison d'être du nouveau fonds comme suit à la page 145 de la décision :

> [Traduction]
>
> Le Fonds d'innovation est nécessaire pour accélérer le rythme de l'innovation dans le domaine de l'énergie propre, réaliser des percées en matière de performance et de réduction des coûts, et fournir des solutions rentables, sûres et fiables aux clients. Le Fonds d'innovation aidera FortisBC à répondre aux attentes en matière de réduction des émissions et fait partie de la stratégie proactive de FortisBC visant à soutenir la transition vers une économie à plus faible émission de carbone, tout en maximisant l'utilisation de ses réseaux de distribution d'énergie pour ses clients... Le Fonds d'innovation vient compléter et accroître les activités novatrices actuelles de FortisBC et est en définitive nécessaire pour atteindre les objectifs énergétiques de la Colombie-Britannique.

FortisBC a élaboré sur la nécessité du fonds à la page 148 de la décision :

> [Traduction]
>
> FortisBC note que, à l'échelle provinciale, le plan *CleanBC* vise une réduction de 25 millions de tonnes de GES d'ici 2030, dont 15 % doivent provenir de gaz renouvelable.

[18] *FortisBC*, *supra* note 4.

> Toutefois, selon le débit moyen récent du réseau de FortisBC Energy Inc. (FEI), 15 % de gaz renouvelable nécessiterait un approvisionnement d'environ 30 pétajoules (PJ). FortisBC affirme que l'offre renouvelable actuelle dans le système de FEI ne totalise que 0,03 PJ, ce qui nécessitera une multiplication par 100 de l'offre de gaz renouvelable pour atteindre l'objectif du plan *CleanBC* de 2030. Pour atteindre l'objectif de la province, FEI devra rapidement faire progresser l'innovation et développer de nouvelles sources de gaz renouvelable.

Le raisonnement de l'Ontario était similaire, tel qu'il est énoncé à la page 7 de la décision[19] :

> [Traduction]
>
> Toutefois, les parties ont également reconnu de façon générale que la réduction des émissions de carbone visée par le gouvernement provincial ne peut être atteinte sans explorer diverses approches pour y parvenir. Enbridge Gas a proposé un projet pilote visant à injecter une quantité contrôlée d'hydrogène dans son réseau de gaz naturel pour un petit nombre de clients. Ce Projet devrait fournir des informations détaillées sur l'impact du mélange d'hydrogène sur le niveau de réduction du carbone, le risque pour le réseau de distribution et l'équipement des clients, le potentiel d'expansion du mélange d'hydrogène dans d'autres zones de son réseau de distribution, et des détails sur le processus de gazéification de l'hydrogène. La CEO convient que, malgré le potentiel apparemment limité du mélange d'hydrogène, les leçons tirées du Projet proposé seraient bénéfiques et que le Projet devrait aller de l'avant.

Les organismes de réglementation de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse ont entendu des demandes visant à autoriser le financement de technologies spécifiques. NS Power a décrit la raison de son investissement comme suit :

> [Traduction]
>
> [1] Nova Scotia Power Incorporated a demandé l'approbation d'un projet d'immobilisations intitulé *Smart Grid Nova Scotia Project* d'un montant de 7 053 622 $. Le but de ce projet pilote de quatre ans est de mieux comprendre comment un logiciel centralisé de PSE peut être utilisé pour surveiller et gérer les RED afin d'obtenir des avantages pour les clients, comme le maintien de la fiabilité et de la stabilité du réseau, et la réduction des coûts.
>
> [2] Les RED à utiliser dans le projet comprennent une variété de technologies plus récentes telles que la production d'énergie solaire photovoltaïque à partir d'un jardin solaire communautaire et d'installations commerciales en toiture, le stockage décentralisé sur batteries à domicile ou en entreprise, et la recharge intelligente de VE à domicile ou en entreprise. La PSE permettra de voir, de contrôler et de répartir les RED.

Dans le cadre du projet pilote technologique de l'Ontario, Enbridge Gas a offert un raisonnement similaire à celui présenté par NS Power à l'organisme de réglementation de la Nouvelle-Écosse, tel qu'il est indiqué à la page 1 de la décision :

> [Traduction]
>
> Cette première phase est une entreprise pilote conçue pour être de portée limitée afin de déterminer si le mélange d'hydrogène doit être poursuivi à grande échelle. Enbridge Gas a également demandé à la CEO, en vertu de l'article 97 de la Loi sur la CEO, d'approuver la forme d'un contrat temporaire d'utilisation des terres et, en vertu de l'article 36 de la Loi sur la CEO, d'approuver des avenants tarifaires afin d'indemniser

[19] *Enbridge Gas Inc.*, *supra* note 8.

> les clients touchés par les coûts associés à la consommation accrue de carburant dans la zone de gaz mélangé (ZGM).
>
> Lorsqu'il est brûlé, l'hydrogène est une source de carburant à zéro émission de carbone. Par conséquent, l'utilisation de gaz mélangé produirait moins d'émissions de GES par rapport à la combustion de gaz naturel standard. Enbridge Gas estime que les réductions de GES associées à l'utilisation de gaz mélangé contenant 2 % d'hydrogène par volume dans la ZGM se situeraient entre 97 et 120 tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone (t éq. CO_2) par an. Le Projet pourrait éventuellement aider Enbridge Gas à se conformer aux exigences de la norme sur les carburants propres (NCP) du gouvernement fédéral, qui est en instance.
>
> Le Projet permettrait à Enbridge Gas d'étudier les effets du gaz mélangé sur son réseau de distribution existant et sur l'équipement d'utilisation finale des consommateurs. En fonction des résultats du Projet, Enbridge Gas pourrait demander à la CEO l'autorisation d'interrompre, de poursuivre ou d'étendre sa distribution de gaz mélangé.

Ce qui est intéressant, c'est qu'en un an, en 2020, nous avons vu pour la première fois trois organismes de réglementation provinciaux au Canada approuver le financement par les contribuables d'une nouvelle technologie qui aiderait la province à respecter ses engagements en matière de réduction du carbone. Nous pouvons nous attendre à d'autres demandes de ce genre.

Partage des coûts

Une caractéristique de ces cas est que les organismes de réglementation ont un intérêt à s'assurer que quelqu'un d'autre que les contribuables aient de l'argent sur la table. La Commission de la Nouvelle-Écosse a trouvé un certain réconfort dans le fait que le financement provenait d'organismes gouvernementaux déclarant que :

> [Traduction]
>
> [40] Enfin, la Commission a pris en compte le fait que ce projet a été obtenu par NS Power à un coût considérablement réduit pour les contribuables grâce au soutien du gouvernement et à la coopération avec divers partenariats privés et gouvernementaux. Ces contributions financières signifient effectivement que les contribuables ne paieront environ qu'un tiers du coût total du projet.

Dans le cas du mélange d'hydrogène en Ontario, l'organisme de réglementation a trouvé un certain réconfort dans le fait qu'une subvention de 221 000 $ de Technologies du développement durable Canada couvrirait une partie du coût total du projet de 5,23 millions de dollars. Il ne sera pas surprenant qu'un principe s'établisse dans ces cas pour exiger que certaines contributions financières proviennent de parties extérieures. Les organismes de réglementation aiment voir que des investisseurs extérieurs bien informés voient également un certain intérêt dans l'exercice.

Qui paie?

Comme dans toutes les audiences réglementaires, la question se pose de savoir qui paie. Est-ce les contribuables ou l'actionnaire? Quel client devrait payer? Dans le cas de la Colombie-Britannique, certains ont estimé que l'actionnaire devrait payer. L'organisme de réglementation a rejeté cette proposition mais l'actionnaire était tenu de payer si le montant des dépenses dépassait le montant du fonds que la BCUC avait approuvé. Dans le cas de la Colombie-Britannique, tous les contribuables ont payé comme dans la décision de l'Ontario.

Droits de propriété intellectuelle

Comme on pouvait s'y attendre, certains intervenants ont soulevé la question de savoir qui devrait bénéficier de toute nouvelle propriété intellectuelle développée à la suite de l'approbation de l'investissement par l'organisme de réglementation. Dans la décision

sur le mélange d'hydrogène d'Enbridge, la Commission a déclaré ce qui suit à la page 12 :

> [Traduction]
>
> La question du potentiel en termes de propriété intellectuelle et du titre de celle-ci a été soulevée par certains intervenants. Enbridge Gas a indiqué que si des avantages se matérialisent à partir de la propriété intellectuelle recueillie, la CEO pourrait juger approprié que les clients en partagent les bénéfices. La CEO s'attend à ce qu'Enbridge Gas l'avise si des avantages découlent de la propriété intellectuelle dans le cadre du projet, afin que la CEO détermine, lors de sa demande de remise à niveau, comment ces avantages seront traités. On s'attend également à ce qu'Enbridge Gas commente le partage proposé des avantages découlant de la propriété intellectuelle lorsqu'elle demandera des modifications ou une expansion du projet.

La Commission a toutefois assorti sa décision de la condition suivante à l'annexe B, section 5, comme suit :

> [Traduction]
>
> 5. Enbridge Gas doit aviser la CEO si des avantages découlent de la propriété intellectuelle dans le cadre du projet, afin que la CEO détermine, lors de sa demande de remise à niveau, comment ces avantages seront traités. On s'attend également à ce qu'Enbridge Gas commente le partage proposé des avantages découlant de la propriété intellectuelle lorsqu'elle demandera des modifications ou une expansion du projet.

Options technologiques

Dans les deux décisions rendues en Ontario, la Commission a fait face à des arguments à savoir que le demandeur n'avait peut-être pas choisi la meilleure technologie et qu'une autre technologie pouvait être meilleure en termes de réduction du carbone. La Commission a adopté, à juste titre, comme elle le fait dans les cas de fusion et d'acquisition[20], la position selon laquelle la Commission allait examiner la proposition que le demandeur avait présentée et ne pas étudier d'autres technologies qu'il n'avait pas proposées.

La Commission a expliqué qu'il s'agissait de l'approche appropriée dans le cadre d'un projet pilote technologique qui constitue une demande unique car le demandeur n'est pas tout à fait sûr des mérites de la technologie au départ.

Exigences en matière de rapports

Dans les trois décisions, l'organisme de réglementation de l'énergie a accordé la demande sous réserve de conditions. L'une de ces conditions porte sur les exigences en matière de rapports. Dans le cas de l'Ontario — après un certain débat entre la compagnie d'électricité et les intervenants — l'organisme de réglementation a convenu qu'un rapport au bout de cinq ans serait satisfaisant.

La Commission de l'Ontario a accepté un rapport au bout de cinq ans, bien que les parties aient convenu qu'il y aurait un examen du projet lors de la prochaine audience sur les tarifs. La Commission a également insisté sur un rapport régulier concernant les communications avec les intervenants, y compris les clients. Enbridge a convenu que la production de rapports concernant les clients était appropriée afin que la Commission ait une compréhension exacte de l'expérience des clients concernant le nouveau produit.

Le rapport à la fin de la période de cinq ans devait inclure une comptabilité du coût du projet par rapport au budget, toute preuve d'impacts négatifs sur le réseau de distribution, toute communication avec les clients et une recommandation si Enbridge devait interrompre le projet ou en accroître la portée. Il y a également eu une discussion sur la confidentialité et Enbridge a averti les parties et la Commission qu'elle pourrait prétendre que certaines parties du rapport final sont confidentielles car elles représentent des informations très précieuses pour lesquelles des tiers pourraient être prêts à payer.

La période de cinq ans n'était pas satisfaisante pour l'organisme de réglementation de la Colombie-Britannique. Il a donc insisté sur un rapport annuel.

---

[20] Voir *Re Greater Sudbury Hydro* (31 août 2005), EB-2005-0234 à la p 6, en ligne: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.oeb.ca/documents/cases/RP-2005-0018/decision_310805.pdf>.

Communication avec les clients

Les décisions rendues à ce jour imposent souvent une exigence qui implique des communications avec les clients. C'était particulièrement le cas dans les deux affaires Enbridge qui impliquaient la participation des clients au projet pilote technologique. Dans l'affaire Enbridge concernant le mélange d'hydrogène, la Commission a fait la déclaration suivante à la page 14 :

> [Traduction]
>
> Enbridge Gas est d'accord avec les exigences en matière de rapports proposées par le personnel de la CEO. Enbridge Gas a convenu que certains rapports seront appropriés dans le contexte de la prochaine procédure de changement de base, fournissant à la CEO et aux parties des renseignements provisoires sur le projet avant que des rapports complets soient fournis. Un rapport sur la communication continue avec les clients est requis pour s'assurer que les clients rendent compte de leur expérience avec le gaz mélangé et de la performance de leur équipement. La CEO fait de ces engagements en matière de rapports une condition pour aller de l'avant avec le projet.

Dans la décision sur le bio-méthane d'Enbridge, la communication avec les clients était particulièrement importante car certains clients s'étaient portés volontaires et payaient une surcharge de 2 $ par mois. La Commission a déclaré à la page 17 :

> [Traduction]
>
> Enbridge Gas a déclaré qu'elle prévoyait fournir des communications annuelles aux clients participants présentant des renseignements tels que la quantité totale de gaz naturel renouvelable (GNR) achetée, les réductions d'émissions de GES connexes, les prévisions futures, la participation au programme et/ou d'autres paramètres pertinents. Un certain nombre de parties ont exprimé leurs attentes à savoir que les communications avec les clients soient exactes et complètes, et qu'elles fournissent aux clients des renseignements suffisants pour prendre une décision éclairée sur l'opportunité de s'inscrire au programme.

La Commission a également fait des commentaires à la page 18 :

> [Traduction]
>
> Il s'agit d'un programme pilote et les leçons tirées sur la meilleure façon de communiquer avec les clients restent à la disposition de la compagnie d'électricité, qui pourra les prendre en compte dans toute proposition de modification du programme. La CEO ordonne à Enbridge Gas de fournir annuellement à ses clients des renseignements exacts et suffisants, comme le propose Enbridge Gas, qui faciliteront la prise de décisions éclairées par les clients. Enbridge Gas doit rappeler aux clients, dans ces communications annuelles, qu'ils peuvent mettre fin à leur participation au programme ou y adhérer en tout temps.

Fardeau de la preuve

Le fardeau de la preuve varie selon l'organisme de réglementation. Dans l'affaire du mélange d'hydrogène en Ontario, la Commission a accordé à Enbridge une latitude considérable parce que le projet était expérimental, déclarant à la page 6 de la décision :

> [Traduction]
>
> La CEO estime qu'Enbridge Gas s'est acquittée du fardeau de la preuve en ce qui concerne la valeur de la réalisation de ce projet en tant que projet pilote de première phase. Le projet proposé est une occasion à portée limitée de déterminer si le mélange d'hydrogène devrait être poursuivi à plus grande échelle. La CEO soutient l'innovation et reconnaît que certaines initiatives pourraient ne pas produire les résultats escomptés, mais elle admet que ce projet permettra d'accroître les connaissances sur le mélange de carburant à l'hydrogène, et qu'il devrait aller de l'avant.

Compétence réglementaire

La British Columbia Utility Commission s'est heurtée à un obstacle majeur lorsque l'un des intervenants a fait valoir que la Commission n'avait pas la compétence d'ordonner des augmentations de tarifs pour financer une nouvelle technologie. Cet argument n'est pas unique. Par le passé, les organismes canadiens de réglementation de l'énergie ont souvent dû faire face à des objections concernant de nouvelles catégories de tarifs, y compris, tout récemment, des tarifs spéciaux pour les clients autochtones[21] et, auparavant, des tarifs pour les consommateurs à faible revenu[22].

L'organisme de réglementation de la Colombie-Britannique a conclu que les taux du fonds d'innovation ne contrevenait pas aux principes du coût du service en s'appuyant sur l'article 59 de la *Utilities Commission Act*[23] qui donne à la BCUC un large pouvoir discrétionnaire pour utiliser tout mécanisme ou méthode de fixation d'un tarif qu'elle juge utile. La Commission a conclu qu'un ajout de tarif fixe pour soutenir le fonds d'innovation constituait un tel mécanisme. Les décisions de l'Ontario — dans les affaires *Natural Resource Gas*[24] et *Waterfront Toronto*[25] — appuient une conclusion selon laquelle si le financement fait partie des activités de fixation des tarifs de la Commission, il relève de la compétence de cette dernière.

En fin de compte, tant que les demandes de financement du projet pilote technologique sont liées à des demandes tarifaires, il ne devrait pas y avoir de difficulté. L'Ontario a un avantage supplémentaire. En octobre 2020, les objectifs de la CEO en matière d'électricité ont été modifiés par des amendements à l'article 1 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* qui ont ajouté l'objectif de « faciliter l'innovation dans le secteur de l'électricité[26] ». Cela aidera en cas de conflit de compétence.

PRATIQUES EXEMPLAIRES

L'augmentation des objectifs fédéraux et provinciaux de réduction des émissions de carbone a créé de nouveaux défis pour les organismes canadiens de réglementation de l'énergie. Le nombre de projets pilotes technologiques va augmenter dans les années à venir. Tous les organismes canadiens de réglementation de l'énergie devront élaborer de nouvelles pratiques et procédures qui s'appliqueront à ce type de demande unique.

L'importance des organismes de réglementation

Certains affirment que l'organisme de réglementation ne devrait pas choisir les gagnants et les perdants en matière de technologie[27]. Cette proposition a un certain mérite. Mais nous devons reconnaître que dans le cas des *projets pilotes technologiques*, l'organisme de réglementation ne choisit pas le gagnant ou le perdant. L'organisme de réglementation essaie simplement de créer un processus qui permettra une évaluation significative de la nouvelle technologie au sein du réseau électrique.

Les mots « réseau électrique » sont essentiels. Si une nouvelle technologie permet de réduire les émissions de carbone, elle doit fonctionner dans le réseau électrique. Le réseau électrique est hautement réglementé. La partie qui contrôle cette réglementation est l'organisme de réglementation de l'énergie. L'acteur principal du réseau électrique est le service public réglementé. Le service public réglementé est réglementé par l'organisme de réglementation de l'énergie. Une liaison étroite entre le service public et l'organisme de réglementation de l'énergie est essentielle à l'introduction de tout changement technologique important.

---

[21] *Manitoba Hydro Electric Board v Manitoba Public Utilities Board*, 2020 MBCA 60.

[22] *Dalhousie Legal Aid Service v Nova Scotia Power*, 2006 NSCA 74.

[23] *Utilities Commission Act*, RSBC 1996, c 473, art 459.

[24] *Re Natural Resource Gas Limited* (7 février 2013), EB-2012-0396 à la p 4, en ligne: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/382636/File/document>.

[25] *Re Enbridge Gas Inc.* (22 janvier 2021), EB-2020-0198, en ligne: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/700885/File/document>.

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

[27] Michael J. Trebilcock et James Wilson, « The Perils of Picking Technology Winners in Renewable Energy » dans Gordon Kaiser et Bob Heggie, eds, *Energy Law and Policy*, Carswell, 2011 à la p 343.

Obstacles réglementaires à l'entrée

Nous connaissons tous les plaintes selon lesquelles les organismes de réglementation de l'énergie étaient à l'origine de la lenteur dans la croissance du stockage[28] et du solaire[29]. Une récente étude du gouvernement canadien[30] ajoute :

> Un système de réglementation souple et très efficace favorise l'innovation et la concurrence, mais pour assurer la croissance du marché intérieur, il faut également mettre en place une réglementation s'appliquant aux nouvelles technologies propres qui échappent souvent au système actuel.

Le secteur de l'énergie étant très réglementé, la réglementation existante peut créer des barrières à l'entrée pour les nouvelles technologies. Dans de nombreux cas, la réglementation a été mise en place bien avant que cette nouvelle technologie n'existe.

Une étude récente de la Canada West Foundation[31] a examiné ce qui faisait obstacle à l'innovation énergétique. Elle a cerné les principaux obstacles à la fois pour les innovateurs et les organismes de réglementation de l'énergie. Les facteurs suivants sont pertinents pour cette discussion.

> [Traduction]
>
> **8. Manque de communication entre les organismes de réglementation de l'énergie et l'industrie**
>
> La communication bidirectionnelle entre l'organisme de réglementation de l'énergie et l'industrie est essentielle. L'organisme de réglementation de l'énergie doit aider l'industrie à comprendre ce qui est requis. Dans le même temps, l'industrie doit tenir l'organisme de réglementation de l'énergie au courant de ce qui se prépare afin qu'il puisse se préparer. Tous deux doivent avoir des conversations sur leurs rôles respectifs dans la promotion des technologies innovantes.
>
> **11. Besoin de plus d'espaces expérimentaux**
>
> Les espaces ou bacs à sable expérimentaux permettent aux organismes de réglementation de l'énergie de travailler en étroite collaboration avec le promoteur du projet sur une technologie innovante non éprouvée afin de tester son efficacité et ses impacts. À l'heure actuelle, l'utilisation des bacs à sable semble être l'exception plutôt que la norme.
>
> **14. Attentes politiques à l'égard de l'organisme de réglementation de l'énergie**
>
> L'innovation devrait être une question non partisane, mais ce n'est pas toujours le cas. Les différents gouvernements ont des attentes différentes vis-à-vis des organismes de réglementation de l'énergie ainsi que des préférences politiques différentes.
>
> **15. Les mandats des organismes de réglementation de l'énergie limitent la capacité à soutenir l'innovation.**
>
> Les mandats des organismes de réglementation de l'énergie sont définis dans les lois et, à moins que l'innovation (ou tout résultat souhaitable tel que la réduction des émissions de GES) ne soit spécifiquement soutenue, la manière dont un organisme de réglementation de l'énergie est tenu de fonctionner peut miner sa capacité

---

[28] Eric Wesoff, « Long-Duration Storage Makes Progress but Regulation lags Technology », *PV Magazine* (27 août 2020), en ligne: <pv-magazine-usa.com/2020/08/27/long-duration-energy-storage-makes-progress-but-regulation-lags-technology/>.

[29] Joshua Pearce, « Solar is Being Held Back by Regulations not Technology », *Harvard Business Review* (15 décembre 2016), en ligne: <hbr.org/2016/12/solar-is-being-held-back-by-regulations-not-technology>.

[30] Tables de stratégies économiques du Canada, « Technologies propres » (2018) à la p 6, en ligne (pdf): <www.ic.gc.ca/eic/site/098.nsf/vwapj/ISEDC_TechnologiesPropres.pdf/$file/ISEDC_TechnologiesPropres.pdf>.

[31] Maria Orenstein, « What Now, Innovation Meets Energy Regulation », *Canada West Foundation – Policy Brief* (avril 2019), en ligne: <cwf.ca/research/publications/what-now-when-innovation-meets-energy-regulation/>.

> à éventuellement promouvoir des approches innovantes. Compte tenu des contraintes en termes de ressources, il peut être difficile pour les organismes de réglementation de l'énergie de justifier le déploiement de ressources vers des efforts d'innovation qui ne relèvent pas de la compétence réglementaire définie dans les lois.

Il ne fait aucun doute que les obstacles décrits ci-dessus ont existé au Canada. Toutefois, un certain nombre d'entre eux ont été supprimés. Aujourd'hui, le mandat réglementaire inclut clairement l'innovation. Dans certains cas, comme en Ontario, les objectifs de la législation ont été modifiés pour refléter cela. Dans d'autres provinces, les organismes de réglementation sont tout à fait capables de déduire des déclarations des gouvernements et des objectifs en matière d'énergie propre que la réduction du carbone est la priorité absolue de tous les gouvernements. Nous n'avons pas besoin de plus d'objectifs. Ce dont nous avons besoin, ce sont des pratiques et des procédures qui permettront d'utiliser les nouvelles technologies. Il est maintenant évident que les organismes provinciaux de réglementation de l'énergie au Canada ont un rôle important à jouer pour diriger cet effort.

Les marchés concurrentiels ouverts sont conçus pour absorber les nouvelles technologies. Ce n'est pas le cas des marchés réglementés. Pour atteindre les nouveaux objectifs du Canada en matière de carbone, il faudra adopter de nouvelles technologies à un rythme beaucoup plus rapide que par le passé. Nous devons faire en sorte qu'il soit plus facile pour les nouvelles technologies de devenir opérationnelles au sein du réseau électrique.

Les bulletins d'orientation réglementaire

La procédure introduite récemment par la Commission de l'énergie de l'Ontario est très importante. En langage ordinaire, on l'appellerait un bulletin d'orientation réglementaire. En langage branché, on l'appelle l'Espace innovation. Ce que ce terme indique, c'est la nécessité d'entretenir une communication ouverte entre l'organisme de réglementation et les services publics et non publics.

Les deux bulletins cités et reproduits en annexe représentent un renversement des déclarations de politique antérieures de la Commission. La CEO a dit à Toronto Hydro qu'elle ne pouvait pas posséder et exploiter des installations de recharge de VE[32] pour ensuite renverser cette décision par un bulletin du personnel quatre ans plus tard[33]. De la même manière, la CEO a dit à Toronto Hydro qu'elle ne pouvait pas posséder de système de stockage derrière le compteur[34], avant de revenir sur sa décision par le biais d'un bulletin du personnel l'année suivante[35].

Il peut sembler étrange que le personnel de la Commission annule une décision de la Commission. Il n'y a rien de mal à cette procédure. L'avis du personnel de la Commission n'est pas contraignant pour la Commission. La Commission a été parfaitement claire à ce sujet. Ce processus n'est pas non plus unique. D'autres organismes de réglementation de l'énergie publient souvent des bulletins afin de fournir des mises à jour sur la façon dont ils interprètent et appliquent leur législation. L'avantage de cette nouvelle procédure est qu'elle offre une réglementation en temps réel. C'est ce qu'il faut pour réduire les niveaux de carbone au degré indiqué dans les plus récents objectifs établis par le gouvernement du Canada.

D'autres organismes de réglementation de l'énergie au Canada adopteront bientôt ce nouveau processus. L'expérience acquise au Canada jusqu'à présent suggère qu'il serait préférable que les organismes de réglementation offrent des procédures réglementaires claires tant pour les bulletins d'orientation réglementaire que pour les projets pilotes technologiques. Dans les deux cas, l'organisme de réglementation doit définir clairement ce que la demande doit contenir et les critères sur lesquels elle sera jugée. L'autre question que les organismes de réglementation doivent aborder est le degré de transparence du processus. Nous devons nous rappeler que l'objectif global est de promouvoir les nouvelles technologies qui aideront le Canada à atteindre ses objectifs de réduction des émissions de carbone. Cela

[32] *Toronto Hydro-Electric*, *supra* note 1.

[33] Commission de l'énergie de l'Ontario, *supra* note 12.

[34] *Toronto Hydro-Electric 2019*, *supra* note 11.

[35] Commission de l'énergie de l'Ontario, *supra* note 3.

nécessitera des rapports complets et détaillés à la fois de la part des candidats aux projets pilotes technologiques et de l'organisme de réglementation.

Projets pilotes technologiques

En 2020, il y a eu trois décisions concernant des projets pilotes technologiques au Canada. Les deux organismes de réglementation ont tenu compte d'un certain nombre de facteurs dans ces demandes. Ces demandes sont nouvelles. Le processus n'est jamais parfait dans les premiers cas. Comme dans le cas des bulletins d'orientation réglementaire, un certain nombre de questions viennent à l'esprit.

La première question est la suivante : doit-il y avoir une ligne directrice pour les projets pilotes technologiques qui définisse ce que doit contenir une demande retenue? La question suivante est : que doit-elle contenir? Par exemple, devrait-elle contenir les éléments suivants :

a. un calcul de la réduction estimée des émissions de carbone que le projet devrait permettre d'atteindre;

b. une contribution en capital supérieure au montant engagé par les contribuables, un partenaire technologique participant;

c. un engagement à recueillir toutes les données pertinentes et à les mettre à la disposition du public;

d. un engagement à élaborer une analyse de rentabilité avant le développement à grande échelle.

La ligne directrice pour les projets pilotes technologiques devrait également préciser si un rapport annuel détaillé sera exigé ou non et, dans l'affirmative, ce qu'il devrait contenir, comme les éléments suivants :

a. une comptabilité des dépenses par rapport au budget;

b. toute communication avec les clients concernés;

c. toute preuve d'atteinte au réseau;

d. toute communication avec les partenaires municipaux;

e. un rapport sur toute propriété intellectuelle créée.

La nature de ces exigences variera selon l'organisme de réglementation. L'important est de les définir et de s'assurer que les candidats comprennent ce qui doit figurer dans la demande et quelles seront les exigences en matière de rapports.

L'importance du critère préliminaire

Le présent article examine cinq décisions, dont deux décisions sur le financement de l'innovation par la BCUC. Il y a également eu deux décisions sur des projets pilotes technologiques par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elles concernaient toutes deux la décarbonisation du gaz naturel, l'une par injection d'hydrogène et l'autre par injection de bio-méthane. La seule décision prise par l'organisme de réglementation de la Nouvelle-Écosse était une décision concernant un projet pilote technologique qui impliquait une proposition de NS Power de tester un nouveau logiciel qui pourrait potentiellement augmenter l'efficacité des RED exploitées par le service public.

Toutes ces décisions ont été extrêmement bien rédigées avec une analyse minutieuse. La Commission de la Nouvelle-Écosse avait toutefois un énorme avantage. Elle a pu s'appuyer sur un document de 110 pages déposé par NS Power le 5 novembre 2018, intitulé *Capital Planning and Capital Expenditure Justification Criteria* (critères de planification d'immobilisations et de justification des dépenses d'immobilisation). Ce document avait été déposé par NS Power avant le dépôt de la demande pour le projet pilote technologique. Il s'est avéré très utile car il contenait à la section 17.2 une définition des critères de justification des investissements en capital d'innovation. L'organisme de réglementation de l'Ontario n'avait pas l'avantage d'une telle définition.

Il s'avère que cette définition est très importante tant pour le demandeur que pour le décideur. Dans le présent article, elle est appelée le critère préliminaire. Le demandeur doit savoir à quels critères il doit répondre et l'organisme de réglementation doit s'appuyer sur le même critère pour déterminer s'il a été respecté. Dans cette section, nous avons abordé toutes les questions réglementaires qui se sont posées dans les trois projets pilotes technologiques. Les différents organismes de réglementation auront des interventions différentes, mais ces questions réglementaires devront probablement être abordées dans la plupart des cas.

CONCLUSION

Ce ne sont pas les capitaux qui manquent pour financer les projets d'énergie renouvelable au Canada. On ne manque pas non plus d'objectifs et d'engagements ambitieux pour réduire la quantité de carbone dans l'atmosphère. Partout au Canada, les gouvernements se tournent vers leurs organismes de réglementation de l'énergie et leur demandent d'agir et de montrer la voie à suivre. C'est la raison pour laquelle le gouvernement de l'Ontario a modifié, en octobre 2020, la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* pour indiquer clairement à la CEO qu'elle avait un nouvel objectif : « Faciliter l'innovation dans le secteur de l'électricité ». D'autres gouvernements suivront bientôt. ■

ANNEXE A

Commission de l'énergie de l'Ontario, Bulletin, *Electric Vehicle Charging*, 7 juillet 2016.

https://www.oeb.ca/oeb/_Documents/Documents/OEB_Bulletin_EV_Charging_20160707.pdf

Commission de l'énergie de l'Ontario, Bulletin, *Ownership and operation of behind-the-meter energy storage assets for remediating reliability of service*, 6 août 2020

https://www.oeb.ca/sites/default/files/OEB-Staff-Bulletin-ownership-of-BTM-storage-20200806.pdf

ANNEXE B

Michigan Public Service Commission, *In the Matter of The Commission's Own Motion to Establish MI Power Grid*, Case No. U-20645, February 4, 2021

Exhibit A

https://mi-psc.force.com/sfc/servlet.shepherd/version/download/068t000000J90K1AAJ

ANNEXE C

Commission de l'énergie de l'Ontario, *Enbridge Gas Inc.*, EB-2019-0294, Decision and Order, 29 octobre 2020 à la p.15. *Condition of Proceeding with the Pilot Project*

https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/691859/File/document

LES LUTTES D'IDÉES À PROPOS DE LA FACTURATION NETTE DE L'ÉNERGIE[1]

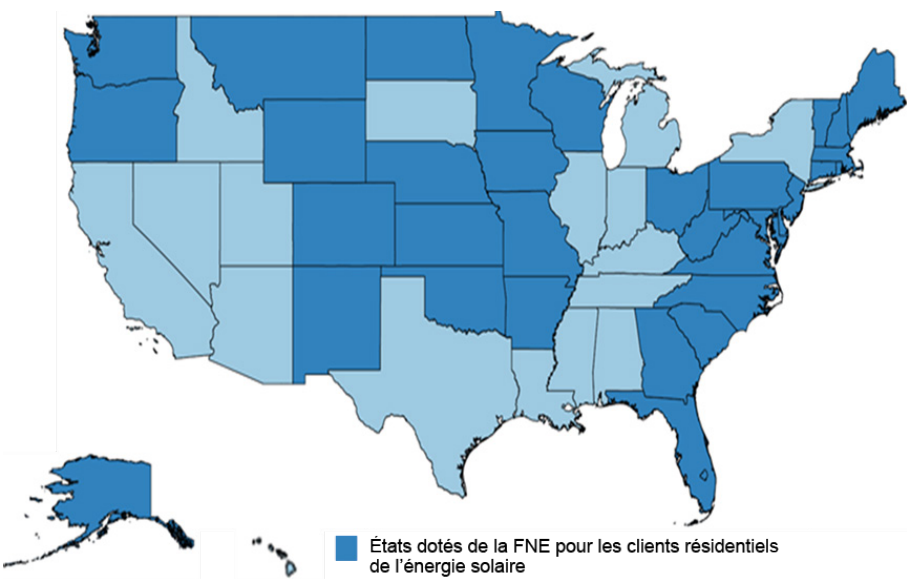
*Ahmad Faruqui, Agustin J. Ros et Gordon E. Kaiser**

Commentaires par: David Morton, David Stevens et Bob Heggie

Dans le cadre de la facturation nette de l'énergie (FNE), l'achat et la vente d'électricité se font au même tarif. La FNE est un accord en matière de tarification qui vise les consommateurs d'énergie ayant installé des panneaux solaires sur leur toit qui leur permet à la fois d'acheter de l'électricité auprès du réseau et d'en vendre à celui-ci. Ces consommateurs sont souvent appelés prosommateurs (*prosumers*). Lorsque ceuxci relient leurs panneaux solaires à un système de stockage sur batterie, ils sont appelés des « *prosumagers* ».

La FNE est très répandue aux États-Unis, comme en témoigne le graphique 1.

Graphique 1 : États ayant adopté la politique de la FNE en juin 2020



Source : DSIRE NC Clean Energy Technology Center. Les États en bleu foncé sont ceux qui ont adopté la FNE pour les clients résidentiels ayant des panneaux solaires photovoltaïques.

[1] Nous remercions Shivangi Pant de son aide à la recherche dans la préparation du présent document. Une version antérieure de ce document a été présentée le 29 mars 2021 au Bank of America Securities Group.

* Ahmad Faruqui et Agustin J. Ros sont économistes du Brattle Group, où ils occupent le poste Associé principal. Agustin J. Ros est également professeur auxiliaire à Brandeis University. Les opinions exprimées dans le présent document sont entièrement les leurs et non celles de leurs employeurs. Gordon Kaiser est arbitre et avocat chez Energy Arbitration LLP à Toronto et Washington DC. Il a été vice-président de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Veuillez adresser vos commentaires à ahmad.faruqui@brattle.com.

La pratique de la FNE a évolué au fil des ans. Dans la plupart des cas, on utilise sa forme la plus simple. On y recourt généralement, mais pas toujours, dans les zones où la saturation en panneaux solaires est relativement faible. Surnommée FNE 1.0, cette forme de base fait référence à une situation dans laquelle le service public compense au plein tarif de détail sur une base individuelle les consommateurs ayant installé des panneaux solaires sur leur toit pour leurs exportations d'énergie vers le réseau. La plupart des tarifs résidentiels sont des tarifs volumétriques fondés sur les coûts intégrés (et non sur les coûts marginaux) qui ne varient pas avec le temps. Ces tarifs sont également assortis d'un modeste frais fixe et sont suffisamment élevés pour récupérer la plupart des coûts fixes du réseau. Ces tarifs volumétriques élevés motivent certains consommateurs à installer des panneaux solaires. Pour sa part, la FNE raccourcit le délai de récupération de l'investissement dans les panneaux solaires et contribue à accélérer la conversion des consommateurs en prosommateurs. Selon les services publics, la FNE crée un transfert de coûts des « clients solaires » vers les « clients non-solaires », et doit donc être modifiée. Les défenseurs des consommateurs et certains groupes environnementaux ont également avancé cet argument, tandis que les représentants de l'industrie solaire estiment qu'un tel transfert de coûts ne se produit pas.

Les tentatives de réforme de la FNE se sont heurtées à une opposition farouche dans tous les cas. Hawaii a réussi à éliminer entièrement la FNE, affirmant que le réseau électrique n'avait pas la capacité d'absorber davantage d'exportations d'énergie provenant des panneaux solaires. On y a donc remplacé la FNE par l'auto-approvisionnement ou l'approvisionnement auprès du réseau. Dans le premier cas, les prosommateurs utilisent les panneaux solaires pour répondre à leurs propres besoins. Ils ne fournissent donc pas d'électricité au réseau. Essentiellement, ils se comportent comme des consommateurs à haute efficacité énergétique qui réduisent drastiquement leurs achats auprès du réseau en installant un équipement d'utilisation finale écoénergétique. Dans le second cas, ils fournissent leur surplus énergétique au réseau, mais ne sont rémunérés pour leur énergie qu'au prix de gros de l'électricité.

Dans d'autres cas, comme au Michigan, la FNE a été remplacée par un modèle d'entrée/sortie où les achats d'électricité se font au tarif de détail et les exportations au tarif de gros. D'autres États encore, comme l'Arizona, le Nevada, l'Utah et le Vermont, ont institué la facturation nette.

Certains États ont été en défaveur, puis en faveur de la nécessité de modifier la FNE, et ont finalement décidé de laisser les choses comme elles étaient au début. Ces États comprennent l'Idaho, le Kansas et le Montana. Dans ces cas, l'industrie solaire a fait valoir qu'il n'y avait pas de transfert de coûts entre les prosommateurs et les consommateurs.

Enfin, d'autres États ont laissé le concept général du FNE tel quel, mais ont envisagé d'apporter des modifications à la structure tarifaire sous-jacente en adoptant une ou plusieurs des mesures suivantes : augmentation des frais fixes, instauration d'une facture minimale, adoption de frais énergétiques variables dans le temps, adoption de frais de demande ou de frais d'accès au réseau. Dans ces États, l'industrie solaire a fait valoir que l'application de tarifs différents aux prosommateurs et aux consommateurs est discriminatoire et nullement justifiée.

Tout récemment, dans l'État de la Caroline du Sud, l'un des services publics est parvenu à un accord avec l'industrie solaire. Les conditions de cet accord englobent des frais fixes plus élevés, des frais énergétiques en fonction de l'heure de consommation, une facture minimale et des frais d'accès au réseau pour les panneaux solaires d'une puissance supérieure à 15 kW. Les clients bénéficieront d'une encouragement financier de 39 cents par watt pour installer des panneaux solaires (c.-à-d. environ 2 500 $ pour un panneau de 6 kW) s'ils acceptent de souscrire à un tarif de pointe de 25 cents par kWh pendant un maximum de 60 heures durant l'hiver et d'installer un thermostat intelligent. Les détails de cette structure tarifaire sont présentés ci-dessous.

En règle générale, chaque fois que des modifications sont proposées à la FNE, on vise à étendre la période de récupération des coûts auprès des futurs prosommateurs potentiels et à réduire ainsi la probabilité que des clients deviennent des prosommateurs. En modifiant la FNE, on veut atténuer le transfert de coûts qui, selon les services publics, se produit entre les clients visés par la FNE et ceux qui ne le sont pas, tout en s'assurant que les consommateurs reçoivent de bons signaux de prix au sujet de la consommation énergétique et du déploiement de l'énergie solaire photovoltaïque.

Tableau 1 : Strucure tarifaire proposée par Duke Energy pour les clients visés par la FNE en Caroline du Sud[2]

		R-STOU-61 Temps d'utilisation solaire	R-STOU (SC) Temps d'utilisation solaire
1	Frais d'installation de base par mois	14,630 $	13,090 $
2	Frais énergétiques		
	Heures de pointe critiques (par kWh)	0,253 $	0,250 $
	Heures de pointe (par kWh)	0,162 $	0,152 $
	Heures creuses (par kWh)	0,099 $	0,088 $
	Heures très creuses (par kWh)	0,073 $	0,060 $
3	Frais non contournables par mois	0,490 $	0,420 $
4	Frais d'accès au réseau par mois (par kW au-dessus de 15 kW)	3,950 $	5,860 $
5	Frais énergétiques pour les clients et la distribution		
	Heures de pointe (par kWh)	0,029 $	0,037 $
	Heures creuses (par kWh)	0,023 $	0,025 $
	Heures très creuses (par kWh)	0,019 $	0,018 $
6	Facturation minimum	30,000 $	

La situation en Californie

Environ la moitié des 2,2 millions d'installations de panneaux solaires sur toit aux États-Unis se trouvent en Californie. Depuis 2016, on applique la FNE 2.0. Dans le cadre de cette politique, les « clients solaires » doivent payer un tarif énergétique obligatoire en fonction de l'heure de consommation, qui s'accompagne également d'une facture minimale d'environ 10 dollars par mois. Le tarif auquel ils importent de l'électricité du réseau varie selon l'heure de la journée, mais leurs exportations énergétiques vers le réseau se font au même prix. Sur le plan financier, tout ce qui compte, c'est la consommation nette par période tarifaire. Les heures de pointe se situent en fin de journée, ce qui reflète le phénomène de la courbe en canard [c.-à-d. dont la silhouette ressemble à un canard]. Pour l'un de ces tarifs, la période de pointe s'étend de 16 heures à 21 heures, soit la période pendant laquelle l'énergie propre n'est généralement pas disponible sur le réseau.

En revanche, les consommateurs qui ne sont pas des prosommateurs ont jusqu'à récemment payé un tarif volumétrique fixe pour les trois services publics appartenant à des investisseurs. Pour deux de ces trois services publics, il n'y a pas eu de frais fixes du tout. Pour la troisième, les frais mensuels fixes ont été d'environ un dollar par client.

La California Public Utilities Commission (CPUC) a lancé une procédure pour envisager le remplacement de la FNE 2.0 par la FNE 3.0.[3] Son personnel a publié une étude rétrospective qui a conclu à un transfert de coûts de trois milliards de dollars des prosommateurs vers les consommateurs. Le 15 mars 2021, plusieurs parties ont déposé des rapports auprès de la CPUC. Les services publics appartenant à

[2] Ahmad Faruqui, « Rebuttal Testimony of Ahmad Faruqui for Duke Energy Carolinas, LCC and Duke Energy Progress, LLC » (22 février 2021) à la p 18, en ligne (pdf) : *Public Service Commission of South Carolina* <dms.psc.sc.gov/Attachments/Matter/d16b5e79-5aa3-41fe-b69b-76580def3e14>.

[3] *Re Order Instituting Rulemaking to Revisit Net Energy Metering Tariffs Pursuant to Decision D.1601044, and to Address Other Issues Related to Net Energy Metering* (3 septembre 2020), R.20-08-020, en ligne (pdf) : California Public Utilities Commission <docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M346/K286/346286700.PDF>.

des investisseurs ont déposé un rapport conjoint axé sur les points suivants[4] :

- La FNE 2.0 est trop généreuse. Les coûts d'installation des panneaux solaires ont baissé, ce qui fait que la compensation liée à la FNE s'est accrue. Ils prétendent que la période de récupération est maintenant réduite à trois ou quatre ans, alors que la compensation liée à la FNE est encore prévue pour une période de 20 ans.

- La FNE 2.0 fait en sorte qu'on transfère les coûts aux non-participants. Or, le fait de facturer des prix plus élevés aux non-participants entraînent une diminution de la consommation d'électricité.

- Ce sont les clients à revenu élevé qui adoptent l'énergie solaire de façon disproportionnée, et cela crée un problème d'accessibilité pour les clients au revenu admissible.

- La FNE ne fournit pas de signaux de prix pour promouvoir l'électrification.

Les services publics ont proposé une modification à plusieurs volets de la FNE 2.0 qui réduirait considérablement la compensation d'exportation pour les prosommateurs et leur imposerait trois nouveaux types de frais : des frais fixes, une facture minimale plus élevée et, surtout, des frais d'accès au réseau. Par rapport aux propositions soumises ailleurs par les services publics, cette proposition est de loin la plus ambitieuse. Elle aura un impact négatif sur l'économie des panneaux solaires sur toiture. Selon les propres calculs des services publics, la période de récupération sera probablement prolongée de dix ans.[5]

La FNE 3.0 proposée par les services publics vise à :

- supprimer les subventions pour les nouveaux clients qui n'en ont pas besoin;

- encourager les clients de l'énergie solaire à relier leurs panneaux solaires à un système de stockage sur batterie;

- éliminer le transfert de coûts aux non-participants en basant les valeurs d'exportation sur le calcul des coûts évités par la CPUC et en faisant payer aux clients leur part des coûts facturés à la clientèle ainsi que des coûts du réseau et des programmes d'intérêt public;

- encourager la distribution de l'énergie solaire au sein des communautés sous-représentées au moyen de subventions transitoires et d'un rabais sur la redevance pour profiter des avantages du réseau;

- éliminer les vérifications annuelles, tout en assurant la transparence au sujet de la compensation des exportations et de la responsabilité de l'entretien du réseau;

- fournir une compensation facultative du tarif lié à la valeur de l'énergie distribuée;

- imposer une structure tarifaire uniforme entre les services publics;

- promouvoir l'ajout d'un système de stockage sur batterie aux panneaux solaires en offrant une compensation plus élevée pour les moments de la journée à valeur plus élevée;

- assurer la neutralité entre les entités d'approvisionnement énergétique en définissant les crédits et les frais qui sont fixés par ces entités et ceux fixés par le service public de distribution;

- faire en sorte que les nouveaux clients de la production décentralisée (PD) soient desservis à des tarifs par défaut fondés sur les coûts en tenant compte d'éléments tels que les tarifs standards en fonction de l'heure de consommation et les frais d'utilisation.

Comme prévu, l'industrie solaire et les défenseurs de l'énergie propre contestent vivement l'ampleur et parfois même l'existence d'un tel « transfert de coûts ». L'industrie solaire entend démontrer que le transfert de coûts des 10 GW des systèmes de FNE 1.0 et 2.0

[4] « Joint Proposal of Pacific Gas and Electric Company (U 39-E), San Diego Gas & Electric Company (U 902-E) and Southern California Edison Company » (U 338-E) (15 mars 2021), en ligne (pdf) : *California Public Utilities Commission* <docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Efile/G000/M371/K711/371711892.PDF>.

[5] Le Natural Resources Defense Council a proposé de réduire la compensation pour l'exportation énergétique à un niveau qui maintiendrait la période de remboursement à 10 ans.

existants visant les panneaux solaires installés sur les toits n'est pas plus important que les coûts supérieurs au marché de la production à l'échelle du service public établis à ce jour dans le cadre du programme de normes du portefeuille d'énergie renouvelable (NPER). Donc, si la Californie n'avait pas de programme pour les panneaux solaires installés sur les toits, elle aurait été obligée de produire plus d'énergies renouvelables conformément aux NPER à l'échelle des services publics, ce qui aurait produit un « transfert de coûts » comparable aux coûts supérieurs au marché. Dans tous les cas, les contribuables n'auraient donc pas échappé à ces coûts supérieurs au marché! Ces coûts supérieurs au marché (tant ceux associés aux NPER qu'aux panneaux solaire installés sur les toits) sont en grande partie attribuables à la baisse rapide des coûts des technologies associées aux énergies renouvelables au cours des 15 dernières années.

L'industrie solaire est d'accord pour réduire la compensation d'exportation énergétique de 50 % sur cinq ans et pour faire passer les futurs clients de la FNE aux tarifs en fonction de l'heure de consommation, mais refuse d'apporter d'autres changements. Plus précisément, elle a proposé les éléments suivants[6] :

- En vertu du nouveau tarif proposé, les clients profitant d'une production décentralisée d'énergie renouvelable paieraient un tarif différent pour l'énergie tirée du service public et pour la production excédentaire d'énergie exportée vers le service public.

- Les clients de Pacific Gas & Electric (PG&E) et de San Diego Gas & Electric (SDG&E) seraient tenus de prendre le service à partir de l'un des tarifs standards en fonction de l'heure de consommation offerts par le service public, ce qui inciterait davantage de clients à se doter d'un système de stockage sur batterie. Les clients de Southern California Edison (SCE) pourraient continuer à utiliser les tarifs résidentiels en fonction de l'heure de consommation par défaut et le tarif d'électricité.

- On procéderait à une réduction progressive sur cinq ans de la compensation, axée sur la réduction du taux d'exportation d'énergie.

- On utiliserait les tarifs en fonction de l'heure de consommation récemment adoptés par la Commission. Il y aurait un écart important entre les tarifs d'activation et de désactivation, qui se rapprocheraient des coûts marginaux, entraînant ainsi une compensation plus faible pour les panneaux solaires uniquement, ce qui encouragerait les clients à doter leurs panneaux solaires sur toit d'un système de stockage sur batterie.

- On intégrerait d'autres types de ressources énergétiques décentralisées (DER). Il y aurait un programme fondé sur une plateforme de tarifs en fonction de l'heure de consommation qui ne serait pas propre à l'énergie solaire ou à la FNE.

- On continuerait à offrir les avantages secondaires aux clients. Il y aurait une exemption des frais d'approvisionnement de départ, des frais de veille et des frais de mise à niveau de l'interconnexion.

- Il y aurait des modalités et des règles de facturation. On mettrait à jour les tarifs de compensation de l'excédent net pour utiliser une moyenne mobile sur 12 mois des valeurs adoptées du *Avoided Cost Calculator* (calculateur de coûts évités). Les clients seraient autorisés à surdimensionner leurs systèmes solaires jusqu'à 50 %, la production excédentaire étant compensée aux taux de compensation de l'excédent net basés sur les coûts évités.

- On utiliserait une facture mensuelle par défaut, avec une mise à jour annuelle en avril.

L'industrie solaire soutient que son analyse porte sur les coûts et les avantages du cycle de vie des panneaux solaires sur les toits, contrairement à la proposition des services publics appartenant à des investisseurs. Un résumé des propositions des services publics et de l'industrie solaire est fourni dans les tableaux 2 et 3.

[6] «Proposal of the Solar Energy Industries Association and Vote Solar for a Net Energy Metering Successor General Market Tariff » (15 mars 2021), en ligne (pdf) : *California Public Utilities Commission* <docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Efile/G000/M371/K664/371664442.PDF>.

Tableau 2 : Frais proposés par PG&E[7,8]

Types de tarifs	Été			Hiver			Frais au profit du réseau	Frais pour le client	Coût de l'excédent net
	Heures de pointe	Heures partiellement de pointe	Heures hors pointe	Heures de pointe	Heures partiellement de pointe	Heures hors pointe			
	$/kWh	*$/kWh*	*$/kWh*	*$/kWh*	*$/kWh*	*$/kWh*	*$/*kWh/mois*	*$/mois*	*$/kWh*
Tarif de compensation des exportations	0,13	0,08	0,06	0,06	0,05	0,05	-	-	-
Tarif résidentiel par défaut (E-DER)	0,40	0,27	0,22	0,23	0,21	0,20	-	-	-
Autres frais	-	-	-	-	-	-	10,93	20,66	0,03

Tableau 3 : Frais proposés par vote solar et SEIA pour les clients de PG&E[9]

	Été			Hiver			California Climate	Approvisionnement minimal	Coût de l'excédent net
	Heures de pointe	Heures partiellement de pointe	Heures hors pointe	Heures de pointe	Heures partiellement de pointe	Heures hors pointe			
	$/kWh	*$/kWh*	*$/kWh*	*$/kWh*	*$/kWh*	*$/kWh*	*$*	*$/jour*	*$/kWh*
Tarif de compensation des exportations, 2023	0,50	0,39	0,18	0,37	0,35	0,18	-	-	-
Tarif de compensation des exportations, 2027	0,25	0,19	0,09	0,18	0,18	0,09	-	-	-
Tarif résidentiel par défaut (EV2A)	0,50	0,39	0,18	0,37	0,35	0,18	-	-	-
Autres frais	-	-	-	-	-	-	(17.20)	0,33	0,059

Remarque : Le California Climate Credit est un paiement semestriel par ménage.
Le montant minimum de la facture d'approvisionnement en énergie est facturé par compteur électrique.

La CPUC a organisé un atelier de deux jours les 23 et 24 mars pour examiner les propositions. Les audiences de présentation de preuves auront lieu à la fin juillet et au début août.

Quel sera l'impact probable de la proposition des services publics sur l'adoption par les clients de panneaux solaires sur leur toit?

Nous nous sommes fondés sur des modèles économétriques de demande pour prédire l'adoption de l'énergie solaire en utilisant les données de 27 États sur une période allant de 2008 à 2018.[10] Nous constatons que l'élasticité croisée de la demande d'installations de panneaux solaires par rapport au prix de l'électricité est élevée. D'après notre analyse, une baisse de 10 % du prix de l'électricité réduirait la demande d'installations de panneaux solaires de 10 à 20 %. Nous trouvons également des preuves d'une élasticité de la demande d'installations de panneaux solaires par rapport au revenu, et que l'existence de la FNE donne un coup de pouce significatif aux installations de panneaux solaires. En termes

[7] PG&E, « Electric Schedule EV2 » (21 juin 2019), (dernière consultation le 5 mai 2021), en ligne (pdf) : <www.pge.com/tariffs/assets/pdf/tariffbook/ELEC_SCHEDS_EV2%20(Sch).pdf>

[8] « Joint Proposal of Pacific Gas and Electric Company (U 39-E) San Diego Gas & Electric Company (U 902-E) and Southern California Edison Company (U 338-E) » (15 mars 2021), en ligne (pdf) : *California Public Utilities Commission* <docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Efile/G000/M371/K711/371711892.PDF>

[9] *Supra*, note 6.

[10] Les résultats que nous citons dans cette section proviennent du travail de consultation effectué à ce jour ainsi que d'un document de travail intitulé « Residential Rooftop Solar Demand and the Impact of NEM Compensation and Residential Electricity Prices ». Veuillez communiquer avec l'auteur pour obtenir une copie de ce document.

de retour sur investissement, nous constatons qu'une augmentation d'un an de la période de retour sur investissement fait baisser le nombre d'installations de panneaux solaires de 6 %. Ainsi, une augmentation de la période de récupération de 10 ans, telle que celle proposée par les services publics, ferait chuter le nombre d'installations de panneaux solaires de plus de la moitié.

Post-scriptum

La Californie consacre 1,5 milliard de dollars annuellement à ses programmes d'efficacité énergétique. Cet argent est versé sous forme d'incitations financières, telles que des remises et des financements à faible taux d'intérêt aux propriétaires afin de réduire la période de remboursement de leur éventuelle adoption d'un équipement à haut rendement énergétique. Une fois cet équipement installé, celui-ci réduit considérablement la consommation d'énergie de son propriétaire. Comme les coûts marginaux sont inférieurs aux coûts moyens, une telle réduction de la consommation d'énergie crée un transfert de coûts des clients non efficaces sur le plan énergétique vers les clients efficaces à cet égard. Étonnamment, aucune voix ne s'est élevée pour demander qu'une étude rétrospective soit réalisée afin de quantifier le transfert de coûts et de modifier les politiques d'efficacité énergétique de l'État pour atténuer l'incitation des clients à devenir plus efficace sur le plan énergétique.

L'EXPÉRIENCE CANADIENNE

Le mesurage net a commencé au Canada le 9 mars 2004, lorsque la British Columbia Utility Commission a établi le premier tarif[11]. Elle avait été demandée dans le plan énergétique de 2002 du gouvernement de la Colombie-Britannique, publié en novembre 2002, intitulé *Energy for the Future*. Ce document indiquait en partie que la British Columbia Hydro Power Authority, connue sous le nom de BC Hydro, élaborerait des politiques comme le mesurage net pour appuyer l'objectif volontaire d'acquérir 50 % du nouvel approvisionnement en électricité auprès de sources propres en Colombie-Britannique au cours des 10 prochaines années. L'Ontario a emboîté le pas deux ans plus tard. Aujourd'hui, l'ensemble des neuf provinces et des trois territoires du Canada offrent le mesurage net. En Alberta et au Yukon, on appelle ce type d'approvisionnement la microgénération et non le mesurage net. En Alberta et en Ontario, le programme est établi par les règlements du gouvernement provincial.

De façon générale, le mesurage net est partout le même au pays. Les clients peuvent exploiter leur propre installation de production pour autant qu'il s'agisse d'énergie renouvelable et qu'ils vendent leur surplus d'énergie au réseau au même prix qu'ils l'achètent. La taille de l'équipement de production d'énergie varie. Au Manitoba, elle est limitée à 200 kW, en Ontario, à 500 kW et au Nunavut, à 10 kW. Il y a toutefois une exception. En 2020, la Colombie-Britannique a sorti des rangs et a supprimé la restriction sur la quantité après des consultations et un rapport approfondis sur la question. Auparavant, la limite de capacité nominale de la Colombie-Britannique était de 100 kW, par comparaison à 500 kW en Ontario.

Vous trouverez ci-dessous une description détaillée des programmes de mesurage net en Colombie-Britannique, en Ontario et en Alberta, rédigée par des experts en la matière de ces provinces. Ces trois provinces représentent 95 % de la production solaire au Canada, dont l'Ontario, pour sa part, produit 85 %.

Perspective de la Colombie-Britannique[12]

La British Columbia Utilities Commission (BCUC) possède une vaste expérience du mesurage net (MN), ayant approuvé son premier programme de MN en 2004. Auparavant, les jours chauds et ensoleillés où les panneaux solaires sur le toit de la propriété d'un client produisaient plus d'électricité que ce dont le client avait besoin, celui-ci ne recevait aucune compensation pour l'énergie retournée dans le réseau (elle était en fait « donnée » au service public). De toute évidence, cette situation désavantageait la production décentralisée (PD) à petite échelle par rapport à la production d'énergie connectée au réseau, et c'était un problème que nous voulions régler.

[11] *Re British Columbia Hydro and Power Authority* (10 Mars 2004), G-26-04, en ligne: British Columbia Utilities Commission <www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/orders/en/115431/1/document.do> [*BC Hydro*].

[12] David Morton, président et directeur général, British Columbia Utilities Commission

Un tarif de MN offrait une solution simple à ce problème : l'énergie fournie au réseau par un client serait déduite des volumes qu'il a achetés du service public, et la différence nette seulement serait facturée au client. Cette méthode de facturation simplifiée ne s'est pas traduite par une subvention, car le tarif de détail résidentiel (6,05 c/kWh) à ce momentlà se rapprochait de la valeur marchande de la production (5,4 c/kWh). De plus, en appliquant le tarif de MN, si un client produisait plus d'électricité qu'il n'en avait utilisé au cours de la même année, le surplus était compensé au prix (5,4 c/kWh).

La BCUC a reconnu que ces intrants clés pouvaient changer au fil du temps, et a donc déclaré que le tarif de MN était conditionnel à une production et à une distribution qui n'entraînent pas de coûts importants pour le service public et qui n'imposent pas d'obstacles démesurés pour les contribuables qui désirent participer au programme de facturation nette. La taille du générateur permettant de participer au programme a été plafonnée à 50 kW[13].

Quelques années plus tard, en 2009, la BCUC a examiné une demande d'un intervenant visant à augmenter le prix payé aux clients du programme de MN afin d'encourager davantage l'investissement dans la production décentralisée. Cette demande a été rejetée parce qu'elle était considérée comme relevant de la politique gouvernementale :

> [Traduction]
>
> La province n'a pas encore émis de directive à la Commission en ce qui concerne la tarification incitative et le rôle précis du programme de mesurage net dans l'atteinte des objectifs de conservation. Jusqu'à ce qu'une telle directive soit émise, la Commission ne peut présumer des détails d'une éventuelle politique gouvernementale. La Commission n'est donc pas convaincue qu'elle devrait enjoindre à BC Hydro d'inclure une composante incitative dans le prix du mesurage net pour le moment[14].

En 2012, la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) a déposé une demande de modification du tarif de MN. La BCUC a reconfirmé les objectifs du programme dans la décision qui en a résulté, en déclarant :

> [Traduction]
>
> Pour que le programme de mesurage net contribue de façon plus significative à aider BC Hydro à respecter ses obligations, des objectifs clairs qui mettent l'accent sur l'efficacité et l'efficience économiques devraient être fixés pour le programme… Le comité consultatif estime qu'il est important de définir clairement le succès afin d'évaluer les progrès et d'apporter les changements nécessaires… Le comité consultatif est d'avis que les obstacles économiques inutiles et d'autres natures à l'investissement dans la PD propre à petite échelle devraient être atténués, pour autant que les mesures d'atténuation n'entraînent pas de coûts importants pour le service public ou ne transfèrent pas inutilement les coûts à d'autres contribuables[15].

En 2012, des changements à la fois dans la valeur de gros estimée de l'énergie et dans le tarif de détail avaient été observés. La valeur de gros de l'énergie est passée de 5,4 c/kWh à 9,99 c/kWh (selon le Programme d'offre standard [POS][16] de BC Hydro). Le tarif de MN a donc été mis à jour pour utiliser cette valeur plus élevée afin de compenser toute production d'énergie des clients qui dépasse leur consommation annuelle retournée dans le réseau.

---

[13] *BC Hydro*, *supra* note 11.

[14] *Re British Columbia Hydro and Power Authority* (29 janvier 2009), G-4-09, Appendix A à la p 2, en ligne: British Columbia Utilities Commission <www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/orders/en/117003/1/document.do>.

[15] *Re British Columbia Hydro and Power Authority* (14 mai 2012), G-57-12, Appendix A aux pp 12, 20–21, en ligne: British Columbia Utilities <www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/orders/en/118517/1/document.do> [*BC Hydro 2*].

[16] Le Programme d'offre standard (POS) fournit un contrat d'achat d'énergie simplifié pour les exploitants de générateurs propres admissibles de 100 kW à 15 MW. Le programme a été suspendu en 2019.

Cependant, le tarif de détail résidentiel (auparavant de 6,05 c/kWh) avait également augmenté — il s'agissait maintenant d'un tarif à paliers, le premier se situant à 6,67 c/kWh et le deuxième devant augmenter à 12,96 c/kWh. Ainsi, il n'était pas clair si le programme de MN surcompensait ou sous-compensait les 116 clients du programme de MN pour l'énergie retournée dans le réseau et utilisée pour compenser la consommation différentielle d'un client. La décision indiquait l'exprimait en ces mots :

> [Traduction]
>
> Cela soulève deux préoccupations pour le tribunal. La première est que le fait de payer un prix plus élevé que le prix POS [le prix payé aux plus gros producteurs] aux clients du programme de mesurage net signifie que le prix payé pour l'énergie dans le cadre du programme de facturation nette pourrait être indûment préférentiel, ce qui contrevient à l'article 59 de la Loi. Pourquoi les clients du programme de mesurage net devraient-ils bénéficier d'un tarif plus élevé pour l'énergie qu'ils produisent que les producteurs du POS? Toutefois, à cet égard, la Commission a déclaré dans l'ordonnance G-26-04 que [traduction] « le déplacement limité des coûts aux clients non participants était justifié pour appuyer la mise en œuvre du mesurage net pour la production d'énergie renouvelable distribuée ». La deuxième préoccupation est que les clients qui reçoivent un prix inférieur au tarif du POS subventionnent l'énergie qu'ils fournissent à BC Hydro. Ils font ainsi face à un facteur de dissuasion, comparativement aux autres producteurs décentralisés qui ne sont pas dans la même situation[17].

Pour répondre à cette préoccupation, la BCUC a demandé à BC Hydro de fournir une analyse du crédit à l'énergie estimé versé aux clients du programme de FMN dans son prochain rapport d'évaluation du mesurage net.

De plus, la BCUC a examiné la demande d'un client qui désirait augmenter la limite de la taille des générateurs de 50 kW à 100 kW, afin que ces plus grands groupes électrogènes puissent également ouvrir droit à une compensation pour l'énergie retournée dans le réseau. La BCUC a reconnu que le programme de MN n'était pas la seule solution possible à ce problème et a donc demandé à BC Hydro de consulter les participants du marché touchés afin de cerner les obstacles à la participation pour les petits producteurs d'énergie propre distribués de 2 MW, d'élaborer et d'évaluer des options pour éliminer ces obstacles et de présenter les résultats de cette consultation dans leur prochain rapport d'évaluation du programme de mesurage net[18].

BC Hydro a par la suite augmenté la taille des générateurs qui pouvaient participer au programme de mesurage net de 50 kW à 100 kW[19].

Le programme de MN a évolué récemment en 2020 — à ce moment-là, le marché s'était transformé en profondeur. La C.B. prévoit maintenant demeurer en situation de surplus d'énergie pendant de nombreuses années, de sorte que le prix du MN payé pour la production excédant la consommation annuelle a été rajusté pour refléter la valeur annuelle des exportations d'énergie de BC Hydro (4,0 c/kWh en 2021), avec une mise en œuvre graduelle sur cinq ans pour les clients actuels du programme de MN. La BCUC a également demandé à BC Hydro de présenter un rapport d'évaluation du programme de mesurage net à jour afin d'estimer, entre autres choses, le déplacement des coûts entre les participants et les non-participants et de proposer des options pour régler le problème des déplacements de coûts[20].

La BCUC a également examiné une demande de BC Hydro visant à limiter la taille de l'installation de production à la consommation

---

[17] *BC Hydro* 2, *supra* note 15, Appendix A aux pp 7, 44, 48, 50.

[18] *Ibid*, Appendix A aux pp 43–50.

[19] *Re British Columbia Hydro And Power Authority* (23 juin 2020), G-168-20 à la p 7, online: British Columbia Utilities <www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/481549/1/document.do> [*BC Hydro and Power*].

[20] *Ibid* aux pp 29, 32, 35, 47, 53

annuelle des clients. Cette demande a été rejetée, car la BCUC a conclu que la restriction proposée pourrait empêcher les clients d'installer le générateur de la taille la plus économique possible et que le prix de l'énergie fondé sur le marché payé pour la production dépassant la consommation annuelle atténuerait suffisamment toute préoccupation liée au déplacement des coûts.

Le rapport d'évaluation du MN de 2020 déposé récemment par BC Hydro montre que la valeur de l'énergie retournée dans le réseau est maintenant passée de 9,99 c/kWh en 2012 à 3,2 c/kWh pour l'année fiscale 2020, tandis que le tarif de détail moyen reçu par les clients du programme de MN pour cette énergie est passé à 10,71 c/kWh (pour l'année fiscale 2019). De plus, le coût des panneaux solaires photovoltaïques a considérablement diminué au cours de la dernière décennie, et la participation au programme de MN a augmenté considérablement, passant de 116 clients en 2011 à plus de 2 600 en 2021. Le rapport de BC Hydro sur le MN concluait qu'il fallait modifier le tarif de MN, car on prévoyait une augmentation de la participation au programme de MN, pour tenir compte de l'interfinancement et établir un tarif économiquement efficient[21].

En résumé, le programme de MN a évolué au fil du temps à mesure que les intrants fondamentaux ont changé : il y a eu des changements dans les tarifs de détail, la valeur de la production d'énergie retournée dans le réseau, le nombre de participants au programme de MN et la maturité de l'industrie de la PD. De plus, les améliorations apportées aux compteurs et à la facturation ont également atténué les avantages liés à la simplicité obtenus lors de la mise en place du programme.

Cependant, en examinant l'historique du programme de MN de la Colombie-Britannique depuis sa création en 2004, on constate que l'objectif clé du tarif est demeuré le même : fournir des signaux de prix efficaces aux clients qui désirent à investir dans la production décentralisée.

Il ne faut donc pas s'étonner que différentes administrations aient des approches différentes en matière de mesurage net — la situation à Hawaï ou en Ontario est différente de celle de la Colombie-Britannique. Il ne faut pas non plus s'étonner qu'un programme de MN évolue avec le temps, et il pourrait y avoir d'autres changements à mesure que l'industrie se développe.

Dans tous ces changements, la BCUC demeure déterminée à jouer son rôle d'organisme de réglementation économique — neutre sur les plans politique et technologique — en mettant l'accent sur les avantages pour les contribuables. Pour promouvoir l'efficacité économique, la production décentralisée devrait être sur un pied d'égalité avec d'autres options comme la production d'énergie reliée au réseau et l'efficacité énergétique; le tarif de MN a été mis en place à cette fin. Notre objectif est de continuer à cerner et à éliminer les obstacles du marché et à soutenir l'innovation afin que tous les clients puissent tirer parti de la transformation du marché de l'énergie.

Une perspective ontarienne[22]

Le programme de fracturation nette de l'Ontario est entré en vigueur en 2006 avec l'adoption du *Règlement sur la facturation nette*[23]. Le Règlement exigeait que les distributeurs d'électricité permettent aux clients admissibles de produire et de livrer de l'électricité au distributeur et de recevoir un remboursement. Le client ne paierait que sa consommation nette d'électricité. De cette façon, la compensation pour l'électricité retournée au réseau serait la même que le coût pour recevoir de l'électricité du réseau. Les participants ne seraient pas compensés pour l'énergie produite et retournée dans le réseau qui dépasse la quantité reçue du réseau à d'autres moments. Les clients admissibles étaient ceux qui produisaient de l'électricité uniquement à partir de sources renouvelables (solaire, hydroélectrique, biomasse ou éolienne) aux fins de leur propre consommation avec une capacité inférieure à 500 kW.

---

[21] BC Hydro, "Net Metering Evaluation Report No. 5" (30 octobre 2020) aux pp 4, 18, 42, 64; *BC Hydro* 2, *supra* note 15, Appendix A à la p 16.

[22] David Stevens, Associé, Aird & Berlis, Toronto

[23] Règl de l'Ont 541/05 établi en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, LO 1998, c 15, annexe B.

Une deuxième option, plus populaire, pour les producteurs-consommateurs était le programme microFIT. Le programme microFIT a été lancé en 2009, à la suite de l'adoption de la *Loi sur l'énergie verte et l'économie verte*. Dans le cadre du programme microFIT, les producteurs-consommateurs reçoivent une compensation au titre d'un système tarifaire où toute l'électricité produite par le consommateur participant est vendue au réseau électrique. La popularité du programme pourrait s'expliquer par le prix généreux (jusqu'à 0,802 $/kWh pour les panneaux solaires installés sur le toit et 0,443 $/kWh pour les installations solaires au sol au moment de la création du programme)[24]. Le consommateur n'utilise pas directement l'électricité produite. Le programme microFIT, comme le programme actuel de fracturation nette, vise les projets de petite échelle (moins de 10 kW) qui dépendent uniquement de sources renouvelables. Le programme microFIT a cessé d'accepter de nouveaux participants en 2017, mais les détenteurs de contrats avec le programme microFIT (dont la durée peut atteindre 20 ans) continuent d'être compensés pour l'électricité produite.

Après la fin du programme microFIT, l'Ontario a indiqué qu'il élargirait et améliorerait son programme de fracturation nette. Plusieurs modifications ont été apportées au *Règlement sur la facturation nette* et ont été mises en œuvre dans les dernières années[25]. Parmi les principaux éléments à noter, mentionnons les suivants :

- La limite de capacité de 500 kW a été éliminée afin de permettre aux plus gros clients d'adapter la taille de leurs systèmes d'énergie renouvelable à leur charge. Pour devenir admissibles au programme de fracturation nette, les clients doivent encore produire de l'électricité principalement pour leur propre usage.

- Les générateurs d'énergie à facturation nette continuent d'ouvrir droit à une compensation au même tarif que celui de la consommation d'électricité en tant que consommateurs. Bien qu'on ait envisagé d'octroyer aux consommateurs un crédit établi selon un tarif de compensation « fondé sur la valeur », les intervenants ont exprimé des préoccupations quant au fait qu'un tel tarif ne serait pas aussi transparent que l'utilisation des tarifs de détail[26].

- Les participants au programme de fracturation nette seront autorisés à reporter des crédits, jusqu'à un an, lorsque la quantité d'électricité envoyée au réseau dépasse la consommation d'énergie qu'ils reçoivent du réseau au cours d'une période de facturation donnée. Ainsi, un participant ne peut pas générer plus d'énergie que celle nécessaire à sa propre consommation dans une année, mais il peut le faire pendant certaines périodes de l'année.

- Un participant au programme de fracturation nette peut utiliser le stockage d'énergie en combinaison avec la production d'énergie renouvelable et acheminer l'électricité du générateur ou du dispositif de stockage au réseau.

Les modifications proposées récemment au *Règlement sur la facturation nette* par le ministère de l'Énergie de l'Ontario permettraient, si elles étaient adoptées, de proposer [traduction]« des projets de démonstration de fracturation nette communautaire[27] ». La fracturation nette communautaire serait un arrangement permettant le transfert ou le partage de crédits des installations de production d'électricité d'une collectivité à l'aide de

[24] Ce prix est considérablement plus élevé que le montant crédité aux fins de la fracturation nette, qui est fondé sur un prix à l'échelle du réseau pour toute l'électricité (y compris la production hydroélectrique et nucléaire relativement peu coûteuse).

[25] Voir Registre environnemental de l'Ontario, « Modifications proposées au Règlement de l'Ontario 541/05 : (Net metering) ou adoption d'un nouveau règlement (à déterminer) pris en application de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario » (8 mai 2018), en ligne : <ero.ontario.ca/fr/notice/013-1913>.

[26] Voir par ex Ontario Sustainable Energy Association (OSEA), « RE: Feedback to the Ministry of Energy's Consultation on Net Metering/Self-Consumption Concept Proposal » (23 octobre 2015), en ligne (pdf): <ontario-sea.org/resources/Documents/Old%20Website%20files/7465_OSEA_Feedback_Net_Metering_Self-Consumption_FIN.pdf>.

[27] Voir Registre environnemental de l'Ontario, « Modifications apportées au règlement sur le Programme de facturation nette de l'Ontario afin de soutenir les systèmes d'énergie communautaires » (8 octobre 2020), en linge : <ero.ontario.ca/fr/notice/019-2531>.

comptes regroupant des compteurs multiples. Les installations de production d'énergie renouvelable et potentiellement de stockage d'énergie intégrées seraient utilisées pour approvisionner la collectivité et envoyer au réseau toute production dépassant les besoins de celle-ci. En approvisionnant en électricité le réseau, les comptes participants de la collectivité recevraient des crédits d'électricité qu'ils pourraient utiliser pour compenser les coûts de consommation d'électricité provenant du réseau.

À l'heure actuelle, rien n'indique si ou quand l'Ontario procédera à des projets de démonstration de fracturation nette communautaire, ni les règles et exigences particulières qui s'appliqueront.

Facturation nette en Alberta[28]

En vertu des dispositions du *Micro-generation Regulation*[29], la méthode de facturation nette, plutôt que le mesurage net, est utilisée pour calculer les crédits d'énergie et les frais de livraison. La facturation nette est la méthode prescrite par la législation de l'Alberta pour compenser les clients pour le surplus d'énergie électrique livrée au réseau de distribution et pour facturer au client sa consommation d'énergie électrique provenant du réseau.

Le *Micro-generation Regulation* permet à un client de recevoir un crédit sur sa facture d'électricité pour l'énergie électrique qu'il livre au réseau de distribution (production) pendant sa période de facturation (habituellement un mois). Le crédit est égal à la quantité d'énergie électrique fournie au réseau de distribution moins la quantité d'énergie électrique utilisée par le client au cours de la période de facturation, multipliée par le tarif d'électricité du client. Ce tarif peut varier selon que le client utilise un tarif de détail réglementé ou qu'il détient contrat concurrentiel fourni par son détaillant.

Pour faciliter le calcul, il faut un compteur bidirectionnel ayant deux registres distincts; le premier mesure la quantité totale d'énergie électrique fournie au client par le réseau de distribution et le second mesure la quantité totale d'énergie électrique livrée au réseau de distribution par le client pendant la période de facturation. Les frais de livraison sont calculés à partir de la quantité totale d'énergie mesurée dans le premier registre.

Une fois que le détaillant a accordé le crédit au client, le *Micro-generation Regulation* oblige l'Alberta System Operator (AESO) à compenser les détaillants pour les crédits accordés à leurs clients. À son tour, l'AESO récupère le montant versé en compensation aux détaillants par le biais de son tarif de transport. De cette façon, tous les contribuables financent les crédits de la facturation nette.

La facturation nette diffère du mesurage net, ce qui permettrait à un client de réduire la mesure de la consommation du consommateur par la quantité de production fournie au réseau de distribution, ce qui se traduit par de plus grandes économies d'énergie et en frais de livraison.

Selon l'Alberta Electric System Operator, qui recueille les données provinciales sur la micro-génération, on dénombrait environ 6 700 sites de micro-génération, dont 95 % étaient de type solaire. La puissance installée totale était d'environ 103 000 kW. Le *Micro-generation Regulation* fixe la limite à 5 MW. Cependant, la micro-installation doit être dimensionnée de manière à répondre à la totalité ou à une partie de la consommation annuelle totale d'énergie du client sur le site du client, c'est-à-dire que la capacité totale nominale ne peut dépasser le moindre de 5 MW ou la consommation annuelle du client. Il n'y a pas de limite quant à la quantité d'énergie que la micro-installation peut vendre au réseau à condition que la micro-installation ait la taille appropriée au moment de l'approbation et de la construction.

La capacité maximale est de 5 MW, et elle doit être adaptée à la consommation du site (c.-à-d. qu'elle ne peut pas être surdimensionnée de sorte qu'elle approvisionne constamment le réseau). Techniquement, une installation de panneaux solaires domestique pourrait vendre jusqu'à 5 MW si telle est la consommation d'énergie du site. Il n'y a pas de limite de puissance maximale. Il y a une différence dans la façon dont elle est compensée selon la taille de

[28] Bob Heggie, directeur général, Alberta Utilities Commission.

[29] *Micro-generation Regulation*, Alta Reg 27/2008.

la micro-installation. Pour une installation de moins de 150 kW, le site obtient un compteur cumulatif bidirectionnel et le tarif d'énergie au détail. Les sites de 150 kW et plus obtiennent un compteur de mesurage d'intervalles bidirectionnel et le prix commun applicable à la période de facturation. La puissance installée des 6 630 sites solaires est de 94 572 kW. Cela représente 14 kW par site. Par conséquent, bon nombre des sites résidentiels ont une puissance de moins de 150 kW.

Le portrait national

Le mesurage net au Canada n'a pas connu un succès retentissant. Une décision récente de la BCUC[30] indique à la page 13 que de 2004 à 2014, seulement 400 clients ayant une capacité installée de 2,5 MW ont été inscrits. Au 1er mars 2019, la participation totale était passée à 1 850 clients ayant une capacité installée de 13 MW.

Sur son site Web, BC Hydro explique en partie la raison de cette faible croissance. Un client résidentiel typique de la Colombie-Britannique consomme 11 000 kWh par année. Une installation solaire typique sur un toit résidentiel offre une puissance de 4 kW avec 16 panneaux qui, en Colombie-Britannique, génèrent 4 400 kWh d'électricité sur un an. Un système solaire de cette taille coûte en moyenne 14 500 $, ce qui, selon la structure tarifaire de la Colombie-Britannique, exige 23 ans avant de récupérer son investissement.

À la fin de 2020, on dénombrait 43 000 installations solaires au Canada, comparativement à 2 millions aux États-Unis la même année. Les États-Unis avaient une puissance installée de 75 000 MW en 2020 comparativement à 3 000 MW au Canada.

Plus de la moitié des installations américaines se trouvaient dans l'État de la Californie, tandis que 90 % des installations canadiennes se trouvaient dans la province de l'Ontario. Les chiffres de l'Ontario ont été établis en fonction du Programme de tarifs de rachat garantis (TRG) que le gouvernement de l'Ontario a mis en place en 2009 et qui a été utilisé jusqu'à ce qu'il soit abandonné en 2016.

Lorsque le Programme de TRG a été lancé en Ontario, l'Ontario était un chef de file mondial dans le domaine de l'énergie éolienne. En octobre 2010, la plus grande centrale solaire au monde, d'une puissance de 97 MW, était située à Sarnia, en Ontario. Ces dernières années, la production canadienne d'énergie solaire a été relativement stagnante. En 2018, la capacité solaire du Canada était de 3 115 MW, et elle a atteint 3 325 MW en 2020. Les États-Unis, par comparaison, avaient une capacité solaire de 53 184 MW en 2018, laquelle a atteint 75 572 MW en 2020. En 2019, la capacité solaire du Canada avait chuté au 19e rang mondial.

Les efforts de réforme

Les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis ont essayé de réformer le mesurage net. L'un des principaux objectifs était de déterminer si le mesurage net pouvait être étendu d'un seul client à un groupe de clients. L'attrait politique du mesurage net était qu'il pouvait promouvoir l'énergie renouvelable tout en réduisant le coût de l'électricité pour les contribuables. L'opposition venait des services publics peu chauds à l'idée de perdre de la demande ou des clients.

Le programme le plus ambitieux a été mis en œuvre en Colombie-Britannique. Le 20 avril 2019, BC Hydro a présenté une demande à la British Columbia Utilities Commission (BCUC) pour modifier son programme de mesurage net. Celle-ci a soulevé les protestations de 14 parties, généré plus de 200 lettres de commentaires et mené à une décision finale de 52 pages rendue un an plus tard, en juin 2020[31]. La partie la plus litigieuse de ce qui précède a été la demande de BC Hydro de limiter la taille de l'installation de production à la charge annuelle des clients. Les services publics de toute l'Amérique du Nord soutiennent depuis longtemps que les clients qui utilisent le mesurage net ne devraient pas être en mesure de générer un profit. L'idée de base était que les clients devraient pouvoir compenser le coût de l'électricité qu'ils ont achetée du service public par les revenus qu'ils ont tirés de la vente d'électricité au service public. Selon les données de la Colombie-Britannique, certains clients réalisaient des profits importants, mais

[30] *BC Hydro and Power*, *supra* note 19.

[31] *Ibid.*

ils ne représentaient qu'un faible pourcentage du total. En fin de compte, la BCUC a rejeté la proposition de BC Hydro et a refusé d'adopter un volume maximal de production.

En 2014, la Commission de l'énergie de l'Ontario a mené des consultations pour déterminer si tous les tarifs de distribution résidentielle devraient être remplacés par des frais fixes. Auparavant, la facturation était divisée entre des frais fixes et des frais variables. La raison invoquée était que le désir croissant des clients de produire leur propre électricité pourrait créer des problèmes pour les distributeurs d'électricité. La Commission a signifié clairement son appui à la nouvelle technologie d'autogénération convoitée par les clients.

Le 2 avril 2015, la Commission a lancé un processus visant à effectuer la transition du mesurage net à la facturation nette communautaire. Le 19 août 2016, le gouvernement de l'Ontario a proposé une forme de facturation nette communautaire ou de mesurage net virtuel. Cette proposition découlait du Plan énergétique à long terme de 2013 du gouvernement, dans lequel celui-ci avait indiqué qu'il examinerait la possibilité que le programme de microproduction passe d'un programme d'achat de production à un programme de mesurage net. La proposition du 19 août comprenait les éléments suivants :

- L'exigence selon laquelle l'équipement utilisé pour produire de l'électricité ne doit pas dépasser 500 kW en fonction de la capacité nominale maximale de l'équipement **sera supprimée**.

- Le stockage et l'envoi d'électricité à partir du réseau de distribution d'électricité et d'un réseau d'énergie renouvelable **seront autorisés**.

- Les producteurs seront compensés **selon la même base** que les consommateurs pour leur consommation d'électricité.

- Les transferts de crédit du mesurage net virtuel d'une même entité entre plusieurs comptes d'électricité détenus par la même personne ou société **seront autorisés**, à condition que les titulaires des comptes soient situés dans le même territoire desservi par les distributeurs d'électricité et à une distance maximale de 3 km.

Le gouvernement a déclaré que le projet de règlement révisé entrerait en vigueur le 1er juillet 2017. Toutefois, le 22 décembre 2016, le gouvernement a décidé de retirer la proposition de mesurage net communautaire virtuel.

Le 8 octobre 2020, le gouvernement de l'Ontario a de nouveau lancé des consultations sur la fracturation nette virtuel en déclarant ce qui suit :

> Le ministère de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines propose d'apporter des modifications au règlement sur le Programme de facturation nette de l'Ontario afin de permettre de faire la démonstration de projets de facturation nette communautaire qui s'appuient sur le cadre actuel de facturation nette. La facturation nette communautaire appuiera la création de projets novateurs comme les collectivités à énergie zéro, en utilisant des ressources énergétiques distribuées.

Le gouvernement a demandé aux parties intéressées de présenter des observations au plus tard le 22 novembre 2020, sur des questions telles que : Qu'est-ce qui constitue une communauté? Comment les crédits devraient-ils être structurés et comment les services publics devraient-ils récupérer les coûts engagés? À ce jour, aucun rapport n'a été publié par le gouvernement ou la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Un appel au réveil

Le 22 avril 2021, lors d'un sommet international sur le climat, le Canada s'est engagé à réduire les émissions de carbone de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. L'objectif que le Canada s'était fixé lors des pourparlers de Paris en matière de climat en 2015 était une réduction de 30 % d'ici 2030. À la même réunion, l'administration Biden s'est engagée à réduire les émissions des É.-U. de 50 à 52 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. C'était le double de ce que le président Barack Obama s'était engagé à faire durant la même période.

En décembre 2020, le Canada a annoncé un nouveau plan de lutte contre les changements climatiques intitulé *Un environnement sain et une économie saine*, afin d'accélérer les initiatives

de lutte contre les changements climatiques partout au pays[32]. Le plan comprenait 64 programmes différents visant à réduire la pollution et à bâtir une économie propre au coût de 15 milliards de dollars. En avril 2021, l'administration Biden a annoncé qu'elle investirait 2 billions de dollars dans l'énergie propre au cours des quatre prochaines années.

L'investissement mondial dans les énergies renouvelables atteindra un sommet en 2021 et atteindra 16 billions de dollars d'ici 2030. Qu'est-ce que cela signifie pour la fracturation nette? En bref, cela signifie que les jours d'inaction sont terminés. Les organismes de réglementation des provinces et des États et les organismes de réglementation du gouvernement qui relèvent d'eux se concentreront sur la raison d'être originale de cet instrument de politique — la réduction du carbone. Ils vont abandonner les restrictions artificielles mises en place durant la dernière décennie.

Le 18 mai 2021, l'Agence internationale de l'énergie, ou AIE, a publié un important rapport[33] intitulé *Net Zero by 2050 : A Roadmap for the Global Energy Sector*. Il soulignait ce que doit faire le monde pour atteindre l'objectif de zéro émission d'ici 2050. Ce ne sera pas facile. Cela est plus difficile que la plupart des gens ne le pensent. En ce qui concerne la production d'électricité à partir de l'énergie solaire, le rapport disait notamment ceci :

> [Traduction]
>
> À court terme, le rapport décrit une trajectoire nette zéro qui exige le déploiement immédiat et massif de toutes les technologies énergétiques propres et efficaces disponibles, combiné à un effort mondial majeur pour accélérer l'innovation. La voie à suivre prévoit des ajouts annuels de panneaux solaires photovoltaïques pour atteindre 630 gigawatts d'ici 2030 et de systèmes d'énergie éolienne pour atteindre 390 gigawatts. Ensemble, cela représente quatre fois le niveau record établi en 2020. En ce qui concerne l'énergie solaire photovoltaïque, cela équivaut à installer chaque jour le plus grand parc solaire au monde.

La véritable solution

Si l'Agence internationale de l'énergie a raison et qu'une augmentation rapide de la production d'énergie solaire est essentielle si le Canada espère atteindre son objectif de décarbonisation, nous avons besoin d'une nouvelle stratégie solaire. La production communautaire ne nous permettra pas d'y arriver. En revanche, l'énergie solaire des entreprises locales de distribution (ELD) pourrait permettre d'atteindre cet objectif. Pourquoi ne pas laisser les entreprises locales de distribution produire de l'énergie solaire? Pas tous les types de production — seulement la production d'énergie solaire. Depuis 100 ans, il y a une ligne dure entre la production et la distribution. Il en est ainsi parce qu'au début, la production d'énergie était un monopole naturel. Elle s'appuyait sur d'énormes centrales hydroélectriques et, plus tard, d'énormes centrales nucléaires.

La production d'énergie solaire n'est pas un monopole naturel. Il s'agit d'une production de nature locale. Elle a besoin d'un réseau de distribution local, mais dans le cas de la plupart des systèmes, il n'y a pas de besoin de transport. Les distributeurs d'électricité locaux disposent de ressources considérables dans leurs collectivités. Si les ELD étaient autorisées à posséder et à exploiter la génération solaire, elles mettront en œuvre le capital. Tout récemment, la Commission de l'énergie de l'Ontario a accepté de laisser les ELD inclure la recharge des véhicules électriques dans la base tarifaire parce qu'elles ont déclaré qu'il s'agissait d'une offre concurrentielle[34]. La production d'énergie solaire est également concurrentielle.

---

[32] Le très honorable Justin Trudeau, « Le premier ministre annonce le plan climatique renforcé du Canada pour protéger l'environnement, créer des emplois et soutenir les communautés » (11 décembre 2020), en ligne: <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiques/2020/12/11/premier-ministre-annonce-plan-climatique-renforce-du-canada>.

[33] International Energy Agency, « Net Zero by 2050: A Road Map for the Global Energy Sector » (mai 2021), en ligne (pdf): <iea.blob.core.windows.net/assets/4482cac7-edd6-4c03-b6a2-8e79792d16d9/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf>.

[34] Commission de l'énergie de l'Ontario, Bulletin, « Electric Vehicle Charging » (7 juillet 2016), en ligne (pdf): <www.oeb.ca/oeb/_Documents/Documents/OEB_Bulletin_EV_Charging_20160707.pdf>.

Une politique solaire nationale

L'approche fragmentée, découlant des politiques de mesurage net à l'échelle du Canada, n'a pas été couronnée de succès. Le Canada continue de prendre du retard par rapport aux autres pays en matière de production d'énergie solaire. Si le Canada veut augmenter sa production d'électricité solaire, il lui faudra une politique nationale cohérente. Ce n'est pas si difficile. Il doit toutefois répondre aux quatre questions suivantes : qui sont les principaux clients? Qui sont les fournisseurs potentiels? Quels sont les obstacles réglementaires et financiers?

Les quatre clients stratégiques de la production d'énergie solaire sont les propriétaires de toits résidentiels et commerciaux, propriétaires de bornes de recharge pour véhicules électriques, les titulaires d'ententes d'achat d'énergie d'entreprise et les services publics locaux.

Installation solaire sur le toit : Il n'y a rien de mal à produire de l'énergie solaire sur le toit. Ce n'est pas une mauvaise idée. Les toits sont déjà disponibles et sous eux, il y a un client. Ce qui manque, c'est un soutien financier adéquat. De toute évidence, le mesurage net ne convient pas. Il y a trop de restrictions réglementaires et pas assez de retour financier.

Recharge des VE : Personne ne remet en question l'adoption rapide des véhicules électriques. Les voitures, les autobus et les camions à essence contribuent de façon importante à la quantité de carbone rejeté dans l'atmosphère. Des bornes de recharge pour véhicules électriques sont en cours de construction partout au pays. Elles auront besoin d'électricité. Cette électricité peut être fournie par la production d'énergie solaire.

Accords d'achat d'énergie : Les grandes entreprises s'engagent maintenant à acheter leur électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'ici 10 ou 20 ans. Il s'agit de contrats d'achat d'électricité de 20 ans. Ces entreprises, qu'il s'agisse de Bloomberg, d'Amazon ou de Microsoft, ne veulent pas posséder ou exploiter un parc éolien ou solaire. Elles aimeraient toutefois acheter de l'énergie solaire dans le cadre de contrats à long terme auprès d'un fournisseur de bonne réputation.

Services publics : Dans tous les marchés au Canada, il y a un service public de distribution d'électricité. Ceux-ci sont appelé une entreprise de distribution locale ou ELD. Dans chaque province, elles sont réglementées par un organisme provincial de réglementation de l'énergie. Bientôt, les actionnaires qui possèdent ces services publics, qu'il s'agisse de gouvernements provinciaux, de municipalités ou d'investisseurs privés, demanderont aux services publics d'acheter la majeure partie de leur électricité auprès de sources d'énergie renouvelables. Pourquoi ne pas laisser ces services publics posséder et exploiter leur propre système de production d'énergie solaire?

La prochaine question qu'une politique nationale de l'énergie solaire doit aborder est la suivante : qui deviendra un fournisseur d'énergie solaire? Une possibilité serait que ce soit l'ELD desservant le territoire où réside un client. Aujourd'hui, cela est interdit par règlement.

La question suivante est de savoir quels sont les obstacles réglementaires. L'obstacle réglementaire à la production d'énergie solaire tient au fait qu'il est interdit au fournisseur naturel, l'entreprise de distribution locale ou ELD, de fournir le service. Cette interdiction est fondée sur la vision séculaire selon laquelle il existe une ligne rouge entre la distribution et la production.

La production d'énergie solaire exige un traitement différent. Contrairement aux grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires, la production d'énergie solaire n'est pas un monopole naturel. Il s'agit d'une petite production locale offerte dans un marché concurrentiel. La nouvelle politique pourrait en fait exacerber cette concurrence.

Les obstacles réglementaires

La production d'électricité au moyen de l'énergie solaire augmenterait considérablement au Canada si deux obstacles réglementaires étaient éliminés. Le premier est l'interdiction pour les ELD de posséder et d'exploiter des installations de production d'énergie solaire et les installations de stockage connexes. Le deuxième est le refus des ELD de donner accès à leur réseau de distribution local à d'autres producteurs d'énergie solaire moyennant des frais d'accès justes et raisonnables.

Les organismes provinciaux de réglementation de l'énergie ont refusé d'éliminer ces obstacles ces 20 dernières années. Il est peu probable qu'ils corrigent le tir dans un proche avenir. Toutefois, elles seraient probablement plus enclines à le faire si elles étaient autorisées à posséder et à exploiter elles-mêmes des

installations de production d'énergie solaire et à utiliser cette électricité non seulement pour elles-mêmes, mais aussi à la fournir à des tiers.

Il n'y a rien de nouveau au sujet des frais d'accès. Dans le secteur de l'électricité de l'Ontario, nous avons une longue expérience sous la forme de frais d'accès aux poteaux. Les entreprises de câblodistribution ont été les premières à souscrire à ce régime[35]. Les compagnies de téléphone cellulaire ont ensuite emboîté le pas[36]. La première décision rendue en Ontario reposait sur un principe de l'application du droit de la concurrence qui avait d'abord été appliqué dans l'industrie de l'électricité. Il s'agit du « essential facilities principle » (principe des installations essentielles) énoncé dans l'arrêt *Otter Tail Power*[37] de la Cour suprême des États-Unis. Le principe est que les entités qui contrôlent les installations essentielles doivent donner accès à ces installations à des prix justes et raisonnables.

Il ne s'agit pas de permettre aux concurrents des ELD de pénétrer leur marché. Les ELD n'ont jamais fourni de télévision par câble ou de service cellulaire. Le même problème s'est présenté dans le secteur des télécommunications lorsque des services de lignes directes concurrentielles se sont développés au Canada et aux États-Unis. L'organisme de réglementation a accordé l'accès au réseau de distribution local du transporteur monopolistique, que ce soit Bell Canada[38] ou AT&T[39]. Il n'y a pas beaucoup de différence entre une compagnie de téléphone locale et un distributeur d'électricité local.

Les entreprises d'installation solaire existantes peuvent se plaindre d'une concurrence déloyale. Mais ce problème peut être réglé par l'organisme de réglementation. La décision de la California Public Service Commission en 2015[40] a créé ce régime lorsqu'elle a adopté le premier tarif des Distributed Energy Resource Services. Le service public, Southern California Gas, connu sous le nom de SoCal, a été autorisé en vertu de ce tarif à posséder et à exploiter une installation technologique appelée « combined heat and power » (centrale de cogénération), sur les lieux du client ou à proximité. Le service public a également été autorisé à fournir de l'énergie aux clients à un tarif réglementé.

Le service public a également été autorisée à fournir la production aux clients à un tarif réglementé[41]. La demande de la SoCal débutait en faisant référence à une politique californienne qui fixait un objectif de 4000 MW pour les nouvelles centrales de cogénération à l'échelle de l'État d'ici 2020[42]. Le service public a fait référence à l'étude de la California Energy Commission, qui a conclu que le développement des centrales de cogénération en Californie stagnait depuis un certain temps et que l'État ne réussirait pas à atteindre la moitié de l'objectif fixé au départ. À l'aide de diverses exigences en matière de rapports et d'établissement des tarifs, l'organisme de réglementation s'est assuré que la SoCal n'allait pas se livrer à des pratiques de prix d'éviction qui donneraient à la SoCal un avantage concurrentiel injuste. Ce n'est pas un modèle difficile à reproduire.

---

[35] *Re Canadian Cable Television Association* (7 mars 2005), RP-2003-0249, online: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.oeb.ca/documents/communications/pressreleases/2005/press_release_ccta_decision_080305.pdf>; *In re Ottawa Cablevision Ltd. et al. and Bell Canada*, (1973) CTC 522 autorisation de pourvoi à la CAF refusée (1974) 1 FC 373; *Re Bell Canada, Tariff for Use of Support Structures by Cable Television Licensees* (27 mai 1997), Telecom decision CRTC 77-6.

[36] « Report of the Ontario Energy Board Wireline Pole Attachment Charges » (22 mars 2018), EB-2015-0304, en ligne: Commission de l'énergie de l'Ontario <www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/603122/File/document>; *Rogers Communication Canada Inc. v Ontario Energy Board*, 2020 ONSC 6549.

[37] *Otter Tail Power Co. v United States*, 410 US 366 (1973); voir aussi *United States v Terminal Railroad Association*, 224 US 383 (1912).

[38] *Re CNCP Telecommunications, Interconnection with Bell Canada* (1979), CRTC 79-11 au pp 277–78.

[39] *MCI Communications v AT&T*, 708 F.2d 1081 aux pp 1132–33 (7e cir) Cert. denied 464 US 891 (1983).

[40] *Re Application of Southern California Gas Company, Distributed Energy Resource Tariff* (22 octobre 2015), A.14–08-007, en ligne: California Public Utilities Commission <docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M155/K368/155368743.PDF>.

[41] Voir Gordon Kaiser, « La décision Southern California Gas : le premier tarif de Miniréseau » (2015) 3:4 Publication Trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 61.

[42] ICF International, Inc., «Combined Heat and Power: Policy Analysis, and 2011-2030 Market Assessment» (février 2012), en ligne (pdf): <www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/05/icf.pdf>.

Obstacles financiers

Il y a des obstacles réglementaires, mais il y a aussi des obstacles financiers. Toute tentative d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de carbone du Canada exigera que le gouvernement fédéral dépense beaucoup d'argent. Personne ne remet en question le fait que des investissements importants visant à réduire la quantité de carbone dans l'atmosphère sont dans l'intérêt public.

Bien que le mesurage net n'ait pas été couronné de succès au Canada, il ne fait aucun doute que les contrats de TRG pour l'énergie solaire en Ontario et en Alberta ont connu un franc succès.

Une politique nationale sur l'énergie solaire devrait envisager de financer une partie des coûts de la construction de systèmes à panneaux solaires sur les toits, de la construction de panneaux solaires et de stockage dans les bornes de recharge pour véhicules électriques, ainsi que des coûts de la construction de fermes solaires pouvant servir à la fois les principaux clients et les services publics. Les service public sont important. La production d'énergie solaire à l'échelle des services publics est l'une des formes les plus efficaces de production d'énergie solaire. L'organisme de réglementation de l'État de Géorgie a réussi à réduire considérablement les coûts de l'énergie en encourageant le service public Georgia Power à passer à la production d'énergie solaire à grande échelle.

UNE NOUVELLE STRATÉGIE

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) allègue, à juste titre, que l'énergie solaire est un « incontournable » en matière d'énergie renouvelable si l'on veut atteindre les nouveaux objectifs climatiques. Les nouvelles technologies ont un rôle important à jouer. Toutefois, cela prendra du temps, et cette perspective est incertaine. Or, les coûts de production de l'énergie solaire ont chuté de façon spectaculaire, et de récentes études révèlent que 34 % des nouvelles installations solaires sont désormais couplées à un système de stockage sur batteries, ce qui augmente considérablement leur efficacité.[43]

L'énergie solaire est produite localement et, dans la plupart des cas, elle ne nécessite pas de réseaux de transmission coûteux et difficiles à construire, comme c'est le cas pour l'énergie éolienne. Plus important encore, le marché solaire s'est orienté vers l'énergie solaire à l'échelle des services publics, qui est 20 % plus rentable que les panneaux solaires installées sur les toits.

Il faut cependant se doter d'une nouvelle stratégie en matière d'énergie solaire. Il n'y a aucune raison de délaisser les panneaux solaires installés sur les toits. Toutefois, ce marché ne prend pas d'ampleur, et cette situation ne changera pas. Il est important de s'attaquer au marché solaire en croissance, soit l'énergie solaire à l'échelle des services publics. Ce service est maintenant, de loin, le type de production d'énergie solaire dominant aux États-Unis. Le gouvernement fédéral devrait donc se pencher sur ce mode de production d'énergie.

Le gouvernement fédéral devrait inciter les entreprises locales de distribution au Canada à investir dans l'énergie solaire à l'échelle des services publics. Les ELD sont présentes sur tous les marchés canadiens. Les gouvernements municipaux et provinciaux en sont propriétaires dans la plupart des cas. Or, ces gouvernements vont bientôt établir des exigences rigoureuses pour faire en sorte que ces services publics locaux n'achètent que de l'énergie renouvelable, comme certains États américains l'ont fait.[44] Il convient d'ajouter que si les propriétaires municipaux et provinciaux des ELD unissent leurs forces pour acheter des biens d'équipement, ils réaliseront des économies substantielles.

Aux États-Unis, le crédit d'impôt fédéral a joué un rôle déterminant dans l'essor des installations solaires. Une politique similaire

[43] À la fin de l'année 2020, les propriétaires de panneaux solaires représentant 462 GW avaient fait une demande d'interconnexion au réseau électrique, auxquelles s'ajoutaient 200 GW de capacité de stockage sur batteries. Or, 34 % de la production solaire (159 GW) était associée au stockage au moyen d'une application hybride. Un an plus tôt, 28 % de la production solaire proposée était couplée à du stockage sur batteries; Joseph Rand et al, « Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection at the End of 2020 » (mai 2021), en ligne (pdf) : <escholarship.org/content/qt5jd5x0q9/qt5jd5x0q9_noSplash_b3df6e4c091ce068e60a195dc94e3271.pdf>.

[44] La *Clean Energy Transformation Act* adoptée par l'État de Washington exige que tous les services publics d'électricité de l'État atteignent la carboneutralité d'ici 2030 et qu'ils produisent de l'électricité entièrement propre d'ici 2045.

pourrait être adoptée au Canada. Comme solution de rechange, il pourrait y avoir une contribution fédérale aux coûts de construction initiaux. Ce serait une stratégie beaucoup plus rentable que les contrats de tarif de rachat garanti (TRG) qui existent en Ontario et en Alberta. Ces provinces ont produit beaucoup d'énergie solaire, mais à forts coûts.

Un engagement national du gouvernement fédéral à financer la construction d'un réseau national de production d'énergie solaire aidera non seulement le Canada à atteindre ses objectifs de réduction des émissions de carbone, mais aussi à rétablir l'emploi à son niveau d'avant la pandémie. ■

QUE POUVONS-NOUS APPRENDRE DES INNOVATIONS DANS LE MILIEU DE LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE? ÉTUDES DE CAS D'ACCORDS RÉGLEMENTAIRES FORMELS ET DE PROCESSUS DE PARTICIPATION PUBLIQUE

*Patricia Larkin**

Renforcer la confiance du public envers les pouvoirs publics du Canada n'est pas une mince tâche, mais ce besoin n'a jamais été aussi manifeste. La rapidité des changements sociaux et politiques l'exige. L'articulation claire des rôles et des responsabilités entre et parmi les acteurs de la réglementation est l'un des déterminants les plus cruciaux, mais les moins étudiés, de la capacité du Canada à bien façonner son avenir en matière d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre. Les organismes de réglementation doivent moderniser et réinventer la façon dont ils travaillent avec les intervenants et les décideurs politiques. C'est plus facile à dire qu'à faire, mais il existe un nombre croissant d'exemples dans le contexte canadien dont les organismes de réglementation peuvent s'inspirer et tirer des enseignements.

Projet de recherche collaboratif entre Énergie Positive et CAMPUT

Les résultats d'un projet de recherche collaboratif entre le programme Énergie positive de l'Université d'Ottawa et l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT) ont permis de recenser plusieurs possibilités et nouvelles approches fructueuses pour favoriser davantage l'innovation dans la prise de décisions réglementaires visant le secteur de l'énergie. Ce projet de recherche aide les organismes de réglementation de l'énergie du Canada, car il accroît leur compréhension des opportunités et des défis communs, tout en leur proposant des mesures pour améliorer les relations entre les décideurs politiques et les responsables de

* Patricia Larkin est associée principale de recherche du programme Énergie positive de l'Université d'Ottawa.

la réglementation, de même que des approches de participation publique.

Dans un article publié en décembre dans la Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie, nous avons présenté la première phase de ce projet de recherche, soit les résultats d'une enquête en ligne ciblant les personnes qui travaillent pour ou avec les organismes de réglementation et portant sur les moteurs de l'innovation dans le domaine de réglementation[1]. Parmi les personnes interrogées sur les raisons pour lesquelles il est nécessaire d'innover dans le milieu réglementaire, 50 % ont soulevé l'évolution des objectifs ou des valeurs sociales et environnementales; 42 % ont mentionné le besoin d'assurer l'efficacité opérationnelle des décisions; 42 % ont parlé d'intérêts économiques, 34 % de l'évolution rapide de la technologie; 34 % des demandes d'amélioration des communications avec les intervenants et de participation accrue de ceux-ci; et 22 % du souci de maintenir des relations démocratiques.

Dans le présent article, nous nous pencherons sur la deuxième phase du projet, qui consistait en des études de cas détaillées portant sur des innovations précises dans le milieu de la réglementation. Ces études de cas qualitatives et approfondies comprenaient une analyse des documents de base et des entretiens téléphoniques semi-structurés tenus à la fin de 2020. Les personnes interrogées représentaient des organismes qui ont créé, mis en œuvre ou qui utilisent diverses innovations réglementaires, ou bien qui sont touchés par celles-ci. Les questions portaient sur les avantages de l'innovation et les obstacles à celle-ci, les répercussions voulues et non voulues, ainsi que les facteurs clés de réussite des processus et des résultats.

Étude de cas n° 1 : Utilisation d'accords formels par les organismes de réglementation quasi-judiciaires

La première étude de cas portait sur les interactions bidirectionnelles et était fondée sur cinq accords formels mis en œuvre dans des juridictions provinciales et fédérales. Une bonne relation préexistait avant chaque accord formel, les parties connaissant bien les règles de participation et la façon de travailler ensemble. Les accords examinés étaient les suivants :

- Le protocole d'entente entre le ministère de l'énergie, des mines et des ressources pétrolières de la Colombie-Britannique (MEMPR) et la British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC)
- Les rôles et responsabilités de l'Alberta Environment and Parks (AEP) et de l'Alberta Utilities Commission (AUC) concernant les demandes de construction et d'exploitation de centrales éoliennes et solaires
- Les accords fédéraux de gestion de grands projets, en se basant sur le cas de l'Office national de l'énergie (ONE) et du Bureau de gestion des grands projets (BGGP)
- Le Protocole d'entente concernant les évaluations d'impacts intégrées en vertu de la Loi sur l'évaluation d'impact entre l'Agence canadienne d'évaluation d'impact du Canada (AEIC) et la Régie canadien de l'énergie (RCE)
- Le cadre de référence des relations continues entre un gouvernement autochtone et la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN)[2]

Par définition, lorsque les parties négocient un accord, cela donne l'occasion de discuter et de confirmer les rôles et responsabilités dans l'intérêt mutuel de toutes les parties

[1] Voir Patricia Larkin & Frank Brendan. « Quels sont les moteurs de l'innovation en matière de réglementation énergétique? Une enquête en ligne d'Énergie positive et de CAMPUT » (2020) 8:4 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 55.

[2] Nous reconnaissons que le cadre de référence entre un gouvernement autochtone et la CCSN n'est pas une entente entre un décideur politique et organisme de réglementation, car les groupes autochtones ne représentent pas le pouvoir public associé à la CCSN. Toutefois, cet accord formel est un exemple d'entente à plus long terme conclue par un organisme de réglementation pour favoriser l'établissement de relations à long terme et la clarté des rôles et des responsabilités, comparativement à la mobilisation ponctuelle au cours d'une consultation ou d'une demande de projet.

concernées. L'accord lui-même offre l'avantage supplémentaire d'offrir aux deux groupes des occasions régulières de discuter d'une série de questions, allant des protocoles de communication jusqu'aux initiatives de politique publique. Le fait de travailler sur les nuances des interactions de manière proactive, plutôt que d'attendre que des tensions surgissent en raison des contraintes de temps liées à la prise de décision, est également bénéfique pour les promoteurs et les autres intervenants, en particulier dans le contexte d'un projet, car les règles, les limites et les interactions sont connues avant le début du processus de demande et d'examen.

Nous avons déterminé quatre avantages clairs de la négociation et de l'utilisation d'accords : l'engagement et la compréhension démontrés par les parties; le développement de mécanismes d'assistance et de soutien mutuels; l'amélioration de la communication; et une plus grande attention aux intérêts des intervenants.

Avantages des accords formels

L'élaboration et la mise en œuvre d'un accord formel entre un organisme de réglementation quasi-judiciaire et un décideur politique offrent aux deux organismes la possibilité de démontrer un engagement continu envers la mobilisation, l'établissement de relations et la collaboration, comparativement aux approches ponctuelles. Comme l'a dit l'une des personnes interrogées, « la rigueur d'un accord permet d'accorder de l'attention et de la valeur à l'établissement de relations » [traduction]. Nos résultats laissent entendre que l'avantage du processus d'élaboration de l'accord est sans doute aussi important que son résultat. Un accord formel apporte de la clarté et de la certitude dans les rôles et responsabilités respectifs, tandis que les processus de consultation interne permettent de souligner auprès du personnel les structures et responsabilités de la relation de travail. Les négociations bilatérales formelles sensibilisent les parties et leur font comprendre comment les deux organismes, malgré leurs deux cultures, travailleront ensemble.

Un accord permet aussi de s'aider mutuellement. L'établissement d'un accord permet aux deux parties de mettre en évidence leurs besoins et attentes respectifs, ce qui fait en sorte qu'elles sont sur la même longueur d'onde en ce qui concerne les principes et les objectifs. Pour les accords portant sur des projets, les parties peuvent régler les détails des exigences réglementaires en vertu de différents textes de loi, y compris l'intégration du cycle de vie complet, allant de la pré-demande jusqu'à la construction et au suivi. Cela facilitera probablement l'application de l'accord et pourrait réduire les chevauchements, en particulier lorsqu'un accord global est en place au lieu d'arrangements ponctuels.

Un aspect essentiel des accords formels est la cristallisation des attentes en matière de communication, ce qui favorise une approche « sans surprise » pour les activités internes quotidiennes. À court et à long terme, une communication régulière à tous les niveaux permet de discuter et de résoudre les problèmes de façon précoce. Les personnes interrogées ont également souligné qu'un accord peut aider à éviter les difficultés et les pièges lors de la nomination de nouveaux employés, car les délais et les attentes sont clairs. L'accord peut également permettre au décideur politique et à l'organisme de réglementation de progresser plus rapidement dans le continuum de « l'interaction », allant du partage d'information et de la coordination de base jusqu'aux discussions sur des questions politiques plus substantielles.

Enfin, les accords peuvent clarifier les intérêts des intervenants, ce qui est toujours une source de préoccupation pour les promoteurs et les intervenants. Un accord formel peut définir les critères, les produits livrables connexes et les délais que les responsables doivent respecter lors de l'examen d'un projet. Lorsque les rôles et responsabilités des pouvoirs publics sont connus de manière ouverte et transparente, l'évolution de ces questions peut être suivie, approuvée ou débattue par les groupes d'intervenants. Un avantage connexe concerne les interactions multi-organismes avec les mêmes groupes d'intervenants. Au fur et à mesure de la participation au projet, les parties peuvent s'informer mutuellement, ce qui peut être positif pour les relations entre les intervenants si les deux organismes font preuve d'un engagement égal envers la transparence et l'instauration de la confiance au moyen des processus de participation.

Obstacles à l'efficacité des accords entre les décideurs politiques et les organismes de réglementation

Nos résultats révèlent que les obstacles à l'élaboration et à la mise en œuvre efficaces des accords proviennent de deux sources. La première est le leadership organisationnel. La seconde se situe dans les divergences de

priorités, de capacités et de ressources entre les deux organismes.

Il est important que les cadres supérieurs qui concluent un accord formel démontrent leur intérêt pour son élaboration ou son renouvellement, puis qu'ils le respectent. Si les négociations commencent au niveau opérationnel, les cadres supérieurs peuvent être moins sollicités au cours des premières phases. Dans ces cas, des questions peuvent se poser concernant l'engagement envers la collaboration. Une deuxième préoccupation concerne les relations à tous les niveaux organisationnels. Les gens établissent des relations dans le cadre d'un accord. Alors, lorsque le personnel change à quelque niveau que ce soit, la mise en œuvre de l'accord peut en être affectée négativement, car les relations doivent être établies de nouveau. La haute direction des deux parties peut contribuer à répondre à cette préoccupation en examinant et en évaluant régulièrement les accords, en intégrant les apports de tous les services.

Les facteurs clés de succès qui permettent de profiter des avantages d'un accord et d'en éliminer les obstacles sont sous le contrôle de chaque partie à une négociation. Le premier est le rôle de la haute direction dans le signalement de l'engagement envers l'accord. L'expérience préalable et l'ancienneté du personnel clé et, par conséquent, la participation et l'adhésion de tous les services sont cruciales. Il en va de même pour les efforts visant à respecter les calendriers et les engagements, ainsi que pour les ressources et le financement adéquats en vue de soutenir la mise en œuvre de l'accord.

Parmi les autres facteurs de réussite, citons le fait de signaler mutuellement l'importance de l'accord et l'engagement des parties à l'égard de celui-ci, tant l'une envers l'autre qu'au sein de leur propre organisme; l'établissement de désirs et d'objectifs communs; la clarté et la compréhension de ce qui est important pour chaque partie; la souplesse et le respect dont on fait preuve; et la clarté des rôles et des responsabilités.

Étude de cas n° 2 : La participation publique prévue par les organismes de réglementation concernant les ressources énergétiques distribuées

La deuxième étude de cas portait sur les processus de participation publique liés aux ressources énergétiques distribuées (*Distribution System Inquiry*) de deux administrations publiques, soit dans le cadre de l'enquête récemment terminée sur le réseau de distribution lors des audiences de l'AUC, ainsi que dans le cadre du processus de consultation en cours de la CEO (*Responding to Distributed Energy Resources*).

Les résultats de cette analyse illustrent les compromis à faire en matière de participation :

- L'avantage des processus ouverts malgré une plus grande incertitude et des délais plus longs;
- L'avantage d'adopter une perspective systémique malgré une clarté réduite quant à l'objectif du processus;
- L'avantage d'avoir des participants diversifiés malgré leurs capacités et leurs ressources différentes.

Les résultats des entretiens révèlent des facteurs clés de succès qui pourraient atténuer ces compromis. Certains de ces facteurs sont mis en œuvre par l'un ou les deux organismes de réglementation, et tous pourraient être pris en compte par le milieu réglementaire.

Nous avons déterminé les possibilités suivantes pour renforcer les *processus* de participation : fournir une vision et un objectif au sujet de l'engagement; fournir une « feuille de route du processus », un calendrier et des échéances à l'avance, tout en gardant une certaine marge de manœuvre; assurer une coordination avec d'autres pouvoirs publics qui se penchent sur la même question; recourir à un facilitateur tiers ayant une expertise du processus (plus que du contenu); laisser les intervenants s'exprimer et s'entendre directement; et tirer parti de l'expertise et des relations des intervenants pour élargir le rayonnement du processus de participation.

Nous avons également déterminé des mesures clés pour renforcer le *contenu* de la participation : commencer par le point de vue du client/consommateur; fournir des occasions explicites de parler des avantages, et pas seulement des risques et des coûts; encourager l'ouverture et la transparence; et lier la participation à ce qui évolue dans d'autres processus politiques ou réglementaires. Cette dernière question concerne le défi des processus de participation simultanés liés à la même question, dont certains étaient menés à bien par plus d'un organisme de réglementation provincial. Les participants ont suggéré qu'une

meilleure interaction favoriserait l'obtention de résultats cohérents.

En ce qui concerne la *représentation des participants*, l'étude a fait ressortir l'importance d'assurer l'inclusivité et la diversité des intervenants en englobant notamment les services publics, les clients, les organismes non gouvernementaux et, surtout, le décideur politique visé par le processus. Après tout, certaines innovations doivent être intégrées au cadre réglementaire élaboré par les décideurs politiques. Pour cette raison, il peut être bénéfique d'inviter les décideurs politiques à une consultation afin d'établir une compréhension mutuelle du déroulement des discussions entre les intervenants. Bien sûr, cela doit être fait d'une manière qui respecte l'indépendance et l'autonomie de l'organisme de réglementation. Il est également important de donner l'occasion aux participants de parvenir à un consensus pour que les intervenants puissent commencer à jeter des ponts entre leurs différences historiques. Un financement adéquat, y compris l'aide au soutien de la capacité organisationnelle, est également essentiel.

Enfin, en ce qui concerne la *reddition de comptes*, la réussite repose sur la détermination des domaines sur lesquels les participants sont plus ou moins d'accord; sur la démonstration de la manière dont les informations recueillies au cours de la participation ont été utilisées (ou non) pour parvenir à des conclusions; et sur la fourniture d'ordres du jour et de calendriers clairs pour les prochaines étapes.

Qu'est-ce qui fonctionne? Questions que les organismes de réglementation pourraient se poser

Sur la base de ces avantages, obstacles, compromis et facteurs de réussite, l'étude a permis d'établir une série de questions que les organismes de réglementation pourraient se poser lors d'un processus de planification ou d'un examen des pratiques innovantes dans les deux domaines étudiés. Présentées comme un outil, les questions peuvent être revues et améliorées pour répondre aux besoins d'un organisme de réglementation. Les questions relatives aux accords formels sont les suivantes :

- Avons-nous signalé notre engagement à travailler ensemble?
- Si oui, avons-nous établi un accord formel?
- Sinon, accordons-nous une attention suffisante à la relation?
- Si ce n'est pas le cas, dans quelle mesure un accord formel pourrait-il répondre aux défis actuels de la relation?

Et en ce qui concerne la participation publique prévue par les organismes de réglementation :

- Les processus de participation publique simultanés, y compris ceux auxquels prennent part plusieurs organismes, peuvent-ils être mieux coordonnés ou harmonisés?
- Le cadre législatif prescrit-il l'approche de participation publique que doivent prévoir les organismes de réglementation ou existe-t-il d'autres solutions à considérer?
- Utilisons-nous des ateliers pour lancer les événements? Si oui, sont-ils animés par des tiers?
- Évaluons-nous le processus de participation? D'autres le font-ils?

Les résultats de notre étude font ressortir d'autres sujets de recherche, notamment : examiner si les facteurs de réussite sont similaires dans d'autres administrations publiques ou contextes, par exemple, dans le cadre d'un accord formel ou d'un processus de participation fédéral-provincial; déterminer la fréquence et les raisons pour lesquelles certains intervenants, plus particulièrement les groupes autochtones, sont parfois absents des processus de participation publique, puis trouver des moyens de remédier à cette situation. En outre, il existe peut-être des moyens d'intégrer plus régulièrement les points de vue des participants non gouvernementaux au processus décisionnel.

Nous avons découvert d'autres domaines qui méritent d'être étudiés de façon plus approfondie. Par exemple, nos échanges avec de nombreux organismes de réglementation canadiens n'ont pas permis de recenser de nombreux cas formels d'évaluation de programmes ou de projets pour les processus de participation ou l'interaction des décideurs politiques et des organismes de réglementation. La série de questions proposée pourrait être intégrée aux évaluations nouvelles et existantes. De même, une prochaine étude pourrait permettre de déterminer les critères ou les mesures de performance pouvant servir à mesurer les progrès, y compris les impacts des

résultats de la prise de décision sur l'efficacité des processus.

Un dernier mot

Au cours des cinq dernières années, Énergie positive a déterminé deux principes clés dont les organismes de réglementation devraient tenir compte lorsqu'ils innovent. Le premier est une « réforme éclairée ». La prise de décision en matière d'énergie est un système organique en constante évolution, composé de nombreux éléments fonctionnant au sein de systèmes énergétiques physiques, réglementaires et basés sur le marché. Les innovations dans la prise de décision en matière d'énergie qui ne prennent pas soigneusement en compte le court et le long terme, ou les décisions qui ne tiennent pas compte des conséquences voulues et involontaires, sont susceptibles d'échouer. Deuxièmement, les innovations doivent reposer sur un « équilibre durable » entre les impératifs économiques, environnementaux, sociaux et de sécurité qui résiste à l'épreuve du temps. Ces impératifs nécessitent souvent des compromis et l'alignement d'objectifs divers. Les innovations doivent reposer sur un équilibre durable, sinon elles risquent d'échouer.

Ces résultats de recherche peuvent aider les organismes de réglementation et les décideurs politiques à tirer parti de l'efficacité de ces concepts en accroissant leur compréhension des opportunités et des défis communs. Les progrès vers une réforme éclairée et un équilibre durable pourraient comprendre l'intégration de ces concepts dans les plans stratégiques, les cadres de résultats et les rapports annuels.

La voie à suivre pour les impératifs actuels et émergents du Canada en matière d'énergie et de climat sera pavée, en partie, par l'innovation dans les relations entre les décideurs politiques et les organismes de réglementation. Nous espérons que les décideurs politiques pourront utiliser et s'inspirer des innovations fructueuses mises en évidence dans cette étude et les transposer à l'échelle du pays. Cela aidera à renforcer la confiance du public dans le processus décisionnel concernant l'avenir énergétique du Canada.

Pour plus d'informations sur l'étude, cliquez ici. ■

LE RÔLE ÉLARGI DES DIRIGEANTS POLITIQUES DANS L'EXAMEN DES PROJETS DE PIPELINES FÉDÉRAUX PROPOSÉS : *UNE ÉTUDE DE CAS*[1]

Rowland J. Harrison, c.r. *

INTRODUCTION

Deux événements survenus au cours de la dernière décennie ont fondamentalement transformé le cadre fédéral canadien d'examen des propositions de projets de pipelines interprovinciaux et internationaux. En 2012, le rôle de l'Office national de l'énergie (ONE) est passé de la prise de **décisions**[2] sur les projets de pipelines proposés à la formulation d'une **recommandation**[3]. Dorénavant, les décisions d'approuver ou de rejeter de tels projets devaient être prises par le gouverneur en conseil (Cabinet), après avoir examiné la recommandation de l'ONE; en prenant ses propres décisions, le Cabinet pouvait accepter, rejeter ou modifier[4] la recommandation de l'ONE.

En 2019, l'ONE a été aboli et la Régie de l'énergie du Canada (REC)[5] a été créée. Bien que la structure de la REC soit sensiblement différente de celle de l'ancien ONE[6], son rôle en ce qui concerne l'examen des projets de pipelines fédéraux proposés est similaire à ce qu'avait été le rôle de l'ONE pendant la période de 2012 à 2019. Plus précisément, la Commission de la REC doit faire des recommandations au Cabinet. Le Cabinet

[1] Cet article s'inspire d'une étude publiée par Énergie positive à l'Université d'Ottawa : Rowland J. Harrison, « The Expanded Role of the Federal Cabinet in Pipeline Projects : A Case Study of TC Energy's 2021 NGTL System Expansion » (mai 2021), en ligne (pdf) : <www.uottawa.ca/positive-energy/sites/www.uottawa.ca.positive-energy/files/the_expanded_role_final_web.pdf>. L'auteur est un affilié d'Énergie positive.

* Faculté d'énergie positive. M. Harrison a été membre de l'Office national de l'énergie pendant 14 ans, l'un des plus anciens membres de l'histoire de l'Office.

[2] Sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil (GC). L'auteur ne connaît qu'un seul cas où une décision de l'ONE de délivrer un certificat d'utilité publique n'a pas été approuvée par le gouverneur en conseil : voir Rowland J. Harrison, « The Elusive Goal of Regulatory Independence and the National Energy Board » (2013) 50:4 Alta L Rev 757 à la p 764.

[3] *Loi sur l'Office national de l'énergie*, LRC 1985, c N-7, ainsi modifiée [*Loi sur l'ONE*].

[4] Comme il est mentionné plus bas aux notes 50 et 51, la source du pouvoir du Cabinet de modifier des recommandations (plutôt que de les rejeter) n'est pas explicite.

[5] *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, LC 2019, c 28, art 10 [*Loi sur la RCE*]. Bien que la *Loi sur la RCE* établisse l'agence comme la Régie **canadienne** de l'énergie, cette dernière évolue sous le nom de Régie de l'énergie du **Canada**.

[6] Voir Rowland J. Harrison, Neil McCrank et Ron Wallace, « La structure de la régie de l'énergie du canada : Un nouveau modèle de gouvernance des tribunaux dee réglementation de l'énergie discutable? » (2020) 8:1 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie 52.

continue d'avoir l'autorité directe qui lui avait été attribuée en 2012 pour prendre les décisions d'approbation ou de rejet de ces projets[7]. Le fait que telle était l'intention ressort clairement de la déclaration du ministre lors de la 2e lecture du projet de loi visant à modifier la *Loi sur l'ONE* en 2012 :

> Nous veillons également à ce que le système soit doté d'un cadre redditionnel clairement défini. Le Cabinet fédéral sera responsable d'approuver ou de rejeter tous les grands projets de pipeline, en s'appuyant sur les recommandations de l'Office national de l'énergie…
>
> Nous croyons que les décisions relatives aux grands projets susceptibles d'avoir des conséquences importantes sur l'économie et l'environnement devraient être prises par les députés, qui doivent rendre des comptes à la population, et non des fonctionnaires non élus. Les Canadiens sauront qui a pris la décision, pourquoi elle a été prise et à qui demander des comptes[8].

Le transfert du pouvoir décisionnel au Cabinet — et la relégation du rôle de l'ONE (après 2012) et de la Commission de la REC (depuis 2019) à la formulation d'une recommandation sur les projets de pipelines proposés — a immédiatement soulevé plusieurs questions :

- Quel processus le Cabinet suivrait-il (devrait-il suivre) pour passer de la recommandation de l'organisme de réglementation à la décision du Cabinet?[9]
- Le Cabinet prendrait-il en considération des informations supplémentaires?
- Le Cabinet entreprendrait-il d'autres consultations?
- Si oui, quelles sont les implications pour la transparence et l'intégrité du cadre réglementaire global?
- Quelles sont les implications pour le respect des principes d'équité procédurale?

La difficulté de répondre à ces questions est aggravée par le deuxième récent développement, à savoir une clarification supplémentaire dans deux décisions fondamentales de la Cour d'appel fédérale sur l'obligation de la Couronne de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les peuples autochtones[10]. Ces décisions établissent clairement que l'obligation de la Couronne à cet égard se poursuit tout au long du processus d'examen par le Cabinet de la recommandation de l'ONE ou de la Commission de la REC. En effet, l'une des décisions de la Cour fédérale invite explicitement le Cabinet à accorder une « attention sérieuse au caractère raisonnable ou non ou à l'exactitude des conclusions de l'Office [national de l'énergie][11] » — pour, en fait, remettre en question l'organisme de réglementation.

L'importance des questions qui se posent manifestement est illustrée graphiquement dans l'analyse du processus qui a mené à la récente approbation par le gouvernement fédéral d'un

---

[7] Dans le cas d'une recommandation négative (c'est-à-dire une recommandation de la Commission de la REC de rejeter une demande), le gouverneur en conseil peut accepter la recommandation et ordonner à la REC de rejeter la demande, ou il peut renvoyer la question à la Commission pour réexamen; le Cabinet ne peut pas directement « infirmer » une recommandation négative. *Loi sur la RCE*, *supra* note 5, art 186(1)(b).

[8] « Projet de loi C-38, Loi portant exécution de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 29 mars 2012 et mettant en œuvre d'autres mesures », 2e lecture, *Débats de la Chambre des communes*, 41-1, nº 115 (2 mai 2012) à la p 7471 (l'honorable Joe Oliver). Voir aussi « Projet de loi C-69, Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois », 2e lecture, *Débats de la Chambre des communes*, 42-1, nº 264 (14 février 2018) à la p 17202 (l'hon. Catherine McKenna) (la ministre a déclaré : « [C]e sera moi ou le Cabinet qui aurons le dernier mot sur les grands projets, car, au bout du compte, c'est le gouvernement qui doit répondre aux Canadiens en ce qui concerne les décisions qu'il prend dans l'intérêt national »).

[9] Et quelles sont les implications pour les délais de révision des projets? Voir la discussion plus approfondie ci-dessous à la note 14.

[10] Voir Gouvernement du Canada, « Le gouvernement du Canada et l'obligation de consulter » (dernière modification le 16 avril 2019), en ligne : <www.rcaanc-cirnac.gc.ca/fra/1331832510888/1609421255810>.

[11] *Tsleil-Waututh Nation c Canada (Procureur général)*, 2018 CAF 153 au para 757 [*Tsleil-Waututh Nation*]. Voir la discussion plus approfondie ci-dessous aux notes 44 à 51.

important agrandissement du réseau de NGTL de TC Énergie. Le réseau de NGTL relie la majeure partie de la production de gaz naturel de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et d'exportation[12].

LE PROJET D'AGRANDISSEMENT DU RÉSEAU DE NGTL EN 2021

Le Projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2021 (le Projet) est un projet de 2,3 milliards de dollars qui débute dans le nord-ouest de l'Alberta, le long de la trajectoire ouest du réseau du NGTL, depuis environ Grande Prairie jusqu'au nord de Calgary, sur des terrains qui sont pour la plupart adjacents aux emprises et aux installations existantes[13]. Le Projet ajoutera environ 344 kilomètres de tuyaux de 48 pouces nouvellement construits, avec des installations connexes comprenant trois stations de compression supplémentaires. NGTL a déclaré que le Projet est nécessaire pour transporter le gaz naturel des zones de production croissante du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique vers les marchés intra-Alberta et d'exportation. À l'origine, NGTL prévoyait de commencer à exploiter le projet d'ici avril 2021. Cependant, en raison de retards dans l'obtention des approbations nécessaires[14], la date prévue de mise en service de toutes les installations est maintenant le 2e trimestre de 2022[15].

L'EXAMEN PAR LA COMMISSION DE LA REC DES DEMANDES DE NGTL

NGTL a déposé ses demandes relatives au projet auprès de l'ONE le 28 juin 2018, avant l'entrée en vigueur de la *Loi sur la RCE* et l'établissement de la REC le 28 août 2019. En vertu des dispositions transitoires de la *Loi sur la RCE*, la REC devait traiter les demandes comme si la *Loi sur l'ONE* (telle que modifiée en 2012) était toujours en vigueur[16]. Comme il est indiqué ci-dessus, aux fins actuelles, le rôle de la Commission de la REC en vertu de la *Loi sur la RCE* est essentiellement similaire au rôle de l'ONE pour la période de 2012 à 2019 et, par conséquent, bien que l'analyse qui suit se déroule dans le cadre de la *Loi sur l'ONE* d'après 2012 et que les références soient faites à des dispositions spécifiques de la *Loi sur l'ONE*, on s'attendrait à ce que l'analyse s'applique également au traitement de demandes similaires qui ont pris naissance *ab initio* en vertu de la *Loi sur la RCE*.

LE RAPPORT DE RECOMMANDATION DE LA COMMISSION DE LA REC

Après un processus d'examen approfondi, la Commission de la REC a publié son rapport de 330 pages le 19 février 2020, recommandant au Cabinet fédéral d'approuver le projet (Rapport de recommandation)[17]. La Commission a noté :

> Les retombées, positives et négatives, de tout projet ne sont jamais réparties de manière uniforme à la grandeur du pays. Aussi, des personnes raisonnables peuvent avoir, et auront, des divergences de vues sur ce qui constitue le meilleur équilibre et le meilleur résultat pour les Canadiens[18].

---

[12] TC Energy, « NGTL System » (dernière consultation le 1er mai 2021), en ligne : <www.tcenergy.com/operations/natural-gas/ngtl-system/>.

[13] TC Energy, « 2021 NGTL System Expansion » (dernière consultation le 1er mai 2021), en ligne : <www.tcenergy.com/operations/natural-gas/2021-ngtl-system-expansion/>.

[14] En particulier, les prolongations par le Cabinet du délai d'exécution prescrit initialement pour que le Cabinet puisse étudier le Projet. Voir plus loin, Geoffrey Morgan, « Natural gas producers frustrated by Ottawa's delay to TC Energy's biggest pipeline expansion », *Financial Post* (30 septembre 2020), en ligne : <financialpost.com/commodities/energy/natural-gas-producers-frustrated-by-ottawas-delay-to-tc-energys-biggest-pipeline-expansion>. Voir aussi Ron Wallace, « Opinion: Ottawa's delay of Alberta's gas pipeline: Building back slower », *Financial Post* (8 octobre 2020), en ligne : <financialpost.com/opinion/opinion-ottawas-delay-of-albertas-gas-pipeline-building-back-slower>.

[15] TC Energy, *supra* note 13.

[16] *Loi sur la RCE*, *supra* note 5, art 36 (dispositions transitoires).

[17] *Re NOVA Gas Transmission Ltd. Demande datée du 20 juin 2018 visant le projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2021* (février 2020), GH-003-2018, en ligne : *ONE* <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90550/554112/3422050/3575553/3575989/3905746/C04761-2_Rapport_de_la_R%C3%A9gie_de_l_%C3%A9nergie_du_Canada_-_NOVA_Gas_Transmission_Ltd._GH-003-2018_-_A7D5F9.pdf?nodeid=3905627&vernum=-2>.

[18] *Ibid* à la p 2.

Cependant, tout compte fait :

> [L]a Commission conclut que le projet est dans l'intérêt public et qu'il répond aux exigences de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Elle recommande qu'un certificat soit délivré pour la construction et l'exploitation du pipeline et des installations connexes visés à l'article 52[19].

La Commission a recommandé 34 conditions et a conclu :

> [D]ans l'ensemble, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants si les conditions qu'elle recommande et les méthodes de protection environnementale et mesures d'atténuation de NGTL sont suivies[20].

L'APPROBATION DU PROJET PAR LE CABINET

Le 19 octobre 2020, le gouverneur en conseil (Cabinet) a exercé son pouvoir en vertu du paragraphe 54(1) de la *Loi sur l'ONE* et a ordonné à la REC de délivrer un certificat d'utilité publique pour le projet[21]. Le Cabinet a également conclu, conformément au paragraphe 31(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012*[22], que, compte tenu des mesures d'atténuation énoncées dans les conditions, le projet « n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants…[23] ».

CONDITIONS MODIFIÉES/ ADDITIONNELLES DU CABINET

Le Cabinet n'a toutefois pas accepté la recommandation de la Commission sans condition. Il a plutôt modifié certaines des conditions recommandées dans le rapport de la Commission de la REC et ajouté une autre condition. Le communiqué de presse annonçant l'approbation du projet par le gouvernement indiquait :

> [L]e gouvernement du Canada a également apporté des modifications aux conditions d'approbation de la Régie de l'énergie du Canada en ce qui a trait au caribou et à la mobilisation des Autochtones. Plus particulièrement, nous avons renforcé cinq conditions proposées par la Régie et ajouté une toute nouvelle condition afin de mieux contrer les effets du projet sur les droits des Autochtones aux termes de l'article 35 de la Loi constitutionnelle et d'aider à atténuer les perturbations que pourrait causer le chantier du projet à l'habitat du caribou[24].

Le communiqué de presse indique également :

> Cette décision est fondée sur les faits, la science, le savoir autochtone, l'intérêt public et un examen minutieux des préoccupations des communautés autochtones susceptibles d'être touchées par le projet et des préoccupations à l'égard de la faune.

Les changements apportés par le Cabinet ont été imposés unilatéralement, sans qu'il n'y ait de processus public ou officiel.

---

[19] *Ibid* à la p 19.

[20] *Ibid* à la p 226.

[21] *Certificat d'utilité publique GC-129 à NOVA Gas Transmission Ltd. à l'égard de la construction et de l'exploitation du projet d'agrandissement du réseau NGTL en 2021*, CP 2020-0811, Gaz C I, 3025, en ligne (pdf) : <www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2020/2020-10-31/pdf/g1-15444.pdf>.

[22] LC 2012, c 19.

[23] *Supra* note 21.

[24] Ressources naturelles Canada, communiqué, « Le gouvernement du Canada approuve le projet d'agrandissement du réseau NOVA Gas Transmission Ltd. 2021 », en ligne : <www.canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2020/10/le-gouvernement-du-canada-approuve-le-projet-dagrandissement-du-reseau-de-nova-gas-transmission-ltd-2021.html>.

En l'absence d'un processus public ou officiel pour l'examen du Rapport de recommandation par le Cabinet, il est raisonnable de se demander comment juger de la véracité de la déclaration ci-dessus en ce qui concerne le fondement de la décision du Cabinet — quels faits, quelle science, quel savoir autochtone, quelles préoccupations concernant les communautés potentiellement touchées et la faune? Qu'en est-il de l'équité procédurale?

LES RAISONS DU CABINET

Il est évident, à la lecture de l'ensemble du Décret approuvant le projet, que les raisons sous-jacentes des changements apportés par le Cabinet découlent de l'obligation de la Couronne de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les groupes autochtones. Par exemple, le Décret stipule ce qui suit :

> Attendu que, en réponse aux préoccupations et aux impacts potentiels sur les droits ancestraux ou issus de traités établis et invoqués, soulevés par les groupes autochtones et, en réponse aux propositions des groupes autochtones et pour tenter d'accommoder davantage les préoccupations restantes des autochtones exprimées lors des consultations menées par la Couronne, et conformément à l'engagement du gouvernement à l'égard de la réconciliation avec les peuples autochtones, l'administrateur en conseil est d'avis qu'il est approprié d'apporter des ajouts et des modifications… aux conditions énoncées à l'annexe I du rapport de la Commission[25].

Le préambule du Décret fait également référence aux « soumissions indépendantes de certains groupes autochtones… ». Le premier paragraphe du Décret lui-même indique :

> (a) dans le but de s'acquitter adéquatement de l'obligation du Canada de consulter les groupes autochtones et de prendre des mesures d'accommodement à l'égard de toute préoccupation qui subsiste chez eux adéquatement, [le GC] modifie certaines des conditions énoncées à l'Annexe 1 [du Rapport de recommandation]…[26]

Le Cabinet semble avoir conclu que les conditions proposées par la Commission de la REC ne correspondaient pas à ce que le Cabinet avait déterminé comme étant nécessaire pour satisfaire à l'obligation de la Couronne de consulter et d'accommoder.

À titre d'aparté, il convient de noter que le gouverneur en conseil doit énoncer les raisons de sa décision **dans** le décret pertinent lui-même[27]. Dans ce cas, on les trouve principalement dans le préambule (les clauses « Attendu que »). Alors que le préambule comprend 34 clauses « Attendu que », il est à noter que seulement six de ces clauses font référence à des questions relatives aux conditions qui ont été modifiées ou ajoutées par le Cabinet. Même ces six clauses énoncent des conclusions plus que des **raisons** pour les changements du Cabinet. Elles constituent une base inadéquate pour évaluer la justification et le bien-fondé des changements du Cabinet.

LE *RAPPORT SUR LES CONSULTATIONS ET LES ACCOMMODEMENTS DE LA COURONNE*

Bien qu'elle ne soit pas mentionnée dans le Décret, la conclusion du Cabinet se fonde en fait sur un rapport préparé au sein du gouvernement fédéral, qui a suivi la présentation du Rapport de recommandation : *Rapport sur la consultation et les accommodements de la couronne concernant le projet d'agrandissement du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. en 2021* (GH-00302018) (RCAC), préparé par Ressources naturelles Canada (RNCan)[28]. Le RCAC (c'est-à-dire RNCan) a proposé les modifications des conditions et la condition

[25] *Supra* note 21.

[26] *Ibid.*

[27] *Loi sur l'ONE*, *supra* note 3, para 54(2).

[28] Ressources naturelles Canada, « Rapport sur la consultation et les accommodements de la couronne concernant le projet d'agrandissement du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. en 2021 » (GH-003-2018) (octobre 2020) [RCAC], en ligne (pdf) : <mpmo.gc.ca/sites/mpmo.gc.ca/files/NGTL2021-CCAR-FR.pdf>.

supplémentaire qui ont en fait été adoptées par le Cabinet dans le Décret. Le RCAC énonce ce qui suit :

> Le présent RCAC est fondé sur tous les renseignements obtenus de la REC, les **consultations supplémentaires** menées entre la Couronne et les groupes autochtones susceptibles d'être touchés, ainsi que les **soumissions indépendantes** des groupes autochtones[29].

L'élaboration du RCAC n'a pas nécessité de consultation publique. Pour autant que l'on sache, NGTL n'a pas non plus eu l'occasion de commenter les conditions modifiées et supplémentaires auxquelles elle était liée par l'approbation du projet par le Cabinet.

LES CHANGEMENTS IMPOSÉS PAR LE CABINET

Il n'entre pas dans le cadre de la présente étude de cas d'examiner les mérites des changements apportés aux conditions recommandées par la Commission de la REC (ou de la condition supplémentaire) imposées par le Cabinet. Il convient toutefois de noter que l'objet de ces conditions particulières — la perte potentielle de l'habitat du caribou qui pourrait résulter du projet — a été largement abordé au cours du processus d'examen de la Commission de la REC et dans son Rapport de recommandation. Le Rapport de recommandation a désigné les « effets préjudiciables probables résultant de la perturbation accrue dans l'aire de répartition du caribou Little Smoky » comme un fardeau associé au projet[30] et a inclus une discussion approfondie de la question dans son évaluation des « effets cumulatifs éventuels du projet[31] ». Néanmoins, la Commission de la REC a conclu « que les conditions recommandées et imposées seraient suffisantes pour que le projet soit dans l'intérêt public [et] que les effets du projet sur la harde de caribous Little Smoky peuvent être atténués par les conditions recommandées et imposées…[32] ».

Cependant, la Commission de la REC n'a pas été unanime sur une question particulière, à savoir si elle devait recommander une condition exigeant que NGTL établisse un groupe de travail autochtone (GTA) pour assurer la participation directe des peuples autochtones à la mise au point des mesures relatives au caribou pour le Projet. La majorité de la Commission de la REC a conclu qu'une condition relative au GTA n'était pas justifiée[33]. En outre, « la création et l'utilisation d'un groupe de travail autochtone de cette ampleur pourraient exiger certains processus et certaines ressources, dont du temps, qui sont susceptibles d'entraîner un risque pour le projet et les autres mesures visant à améliorer l'état de l'aire de répartition du caribou Little Smoky[34] ».

Dans une opinion dissidente sur l'imposition d'une condition de GTA, un autre commissaire a fait remarquer qu'il acceptait « la conclusion de la majorité selon laquelle le projet présenté est dans l'intérêt public et… que les conditions relatives aux mesures de rétablissement et de compensation visant les caribous de l'aire de répartition Little Smoky sont acceptables…[35] ». Ce commissaire aurait toutefois inclus une condition supplémentaire « concernant la collaboration avec les peuples autochtones sur ces mesures[36] ».

Les termes proposés d'une telle condition de GTA ont été inclus dans l'opinion dissidente du commissaire[37]. Les termes de la condition supplémentaire imposée par la suite par le Cabinet sont en substance les mêmes que ceux proposés dans l'opinion dissidente, avec pour résultat que le Cabinet a rejeté la majorité de la Commission de la REC sur cette question et a mis en œuvre la proposition recommandée par RNCan, qui a essentiellement adopté

---

[29] *Ibid* à la p 5 (section. 1.1; je souligne).

[30] Rapport de recommandation, *supra* note 17 à la p 2.

[31] *Ibid* aux pp 123–27 (section 7.4.7.4).

[32] *Ibid* à la p 220.

[33] *Ibid*.

[34] *Ibid*.

[35] *Ibid*.

[36] *Ibid*.

[37] *Ibid* aux pp 222–24.

la condition qui avait été proposée par le commissaire dissident.

RÉSUMÉ

Pour résumer, en approuvant le projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2021, le Cabinet a apporté des modifications importantes à cinq des conditions proposées dans le Rapport de recommandation. Ces conditions portaient sur une question qui avait fait l'objet d'un examen approfondi lors de l'examen de la Commission de la REC dans le cadre d'un processus ouvert et complet. De plus, l'objet des conditions — la protection de l'habitat du caribou — pourrait raisonnablement être considéré comme relevant de l'expertise générale de la Commission de la REC, puisqu'il concerne la gestion de la faune. Cependant, le Cabinet était clairement d'avis que les conditions proposées par la Commission de la REC n'étaient pas assez bonnes et a jugé bon de les « renforcer[38] », rejetant en fait l'avis d'un tribunal spécialisé établi dans le but même d'examiner de telles questions.

Le Cabinet a également ajouté une condition qui avait été envisagée et explicitement rejetée par une majorité de la Commission de la REC. Le Cabinet a rejeté la recommandation de la majorité et a plutôt adopté le point de vue et la condition proposés par le commissaire dissident.

Ces modifications de conditions et l'ajout d'une autre condition ont été effectués par le Cabinet sans adopter de processus d'examen public. En outre, le fardeau des exigences supplémentaires a été imposé directement à NGTL, en tant que promoteur du projet. Pour autant que l'on sache, NGTL n'a pas eu l'occasion de présenter une quelconque soumission après la publication du rapport de recommandation et avant la décision du Cabinet.

À ce stade, on pourrait considérer que la légitimité des changements apportés par le Cabinet aux recommandations de la Commission de la REC était discutable — pour des raisons de fond, de procédure et de politique relatives au maintien de l'intégrité et de la transparence du processus réglementaire.

LES DÉCISIONS DE LA COUR D'APPEL FÉDÉRALE

Cependant, en procédant comme il l'a fait, le Cabinet n'a fait (à une exception critique qui est discutée ci-dessous) que suivre les directives de deux décisions de la Cour d'appel fédérale traitant spécifiquement de l'obligation de la Couronne de consulter et d'accommoder dans le contexte de l'examen par le Cabinet des recommandations découlant d'un processus d'examen réglementaire.

Dans l'affaire *Nation Gitxaala c Canada* (*Gitxaala*)[39], la Cour a examiné plusieurs contestations de l'approbation par le Cabinet du projet Northern Gateway proposé. L'approbation avait été recommandée dans le rapport d'une commission d'examen conjoint agissant en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)*[40] et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (après 2012)[41]. Dans l'affaire *Tsleil-Waututh Nation c Canada (Procureur général)* (*Tsleil-Waututh Nation*)[42], la Cour a examiné plusieurs contestations de l'approbation par le Cabinet du projet d'expansion du pipeline Trans Mountain (appelé TMX) sur la base de la recommandation de l'Office national de l'énergie. Les deux décisions concernaient (entre autres) l'obligation de la Couronne de consulter après l'achèvement des processus respectifs d'examen de la réglementation et avant l'examen par le Cabinet des recommandations réglementaires. Dans l'affaire *Tsleil-Waututh Nation*, la Cour a noté que lorsqu'on compare les deux cadres de consultation, « peu de choses les distinguent[43] ». Dans les deux cas, la Cour a estimé que la Couronne n'avait pas satisfait à son obligation de consulter.

La Cour a conclu que la consultation à l'étape précédant immédiatement l'examen des recommandations respectives par le Cabinet

[38] Ressources naturelles Canada, *supra* note 24.

[39] 2016 CAF 187 [*Gitxaala*].

[40] *Supra* note 22.

[41] *Supra* note 3

[42] *Supra* note 11.

[43] *Ibid* au para 518. Les phases de consultation qui occupaient la Cour étaient la phase IV du processus Northern Gateway et la phase III du processus TMX.

exigeait un « véritable dialogue réfléchi[44] » qui ne se limitait pas à « donner aux peuples autochtones l'occasion de 'se défouler'…[45] ». La consultation à ce stade était plutôt « l'occasion de corriger les erreurs et les omissions figurant dans le rapport sur des sujets d'importance vitale pour les peuples autochtones[46] » et « de combler les lacunes[47] ». Le Canada avait la responsabilité « d'établir un dialogue à propos des lacunes du processus et des recommandations de l'Office[48] », ce qu'il n'a pas fait. La Couronne n'avait pas accordé une attention sérieuse « au caractère raisonnable ou non ou à l'exactitude des conclusions de l'Office ni à la possibilité de modifier les conditions recommandées par l'Office ou d'y suppléer[49] ».

Le Canada avait initialement adopté la position selon laquelle il n'avait pas le pouvoir de modifier les conditions qui avaient été recommandées ou d'ajouter de nouvelles conditions au stade de la décision du Cabinet. Dans les deux cas, la Cour d'appel fédérale a toutefois conclu autrement[50], et au moment des plaidoiries dans l'affaire *Tsleil-Waututh Nation*, le Canada avait concédé le point[51]. En outre, la Cour a supposé que ces conditions modifiées ou supplémentaires lieraient le promoteur du projet.

Dans son examen du Rapport de recommandation concernant NGTL, le Cabinet, non sans raison, semble avoir interprété ces divers dicta comme lui imposant d'examiner soigneusement le Rapport de recommandation, en vue de le « renforcer[52] » ou, pourrait-on dire, « d'améliorer » les recommandations de la Commission de la REC. Il est noté dans le RCAC même :

> Au cours de l'examen qui visait à savoir si des modifications pouvaient être apportées aux conditions recommandées par la Commission et à connaître l'ampleur des modifications possibles, RNCan a tenu compte de l'interprétation et de l'orientation offertes par la Cour d'appel fédérale dans les décisions *Gitxaala*… et *Tsleil-Waututh Nation*[53].

Cependant, le Cabinet a négligé une mise en garde importante dans *Gitxaala*, à savoir qu'un promoteur de projet qui serait lié par des modifications de conditions proposées ou des conditions supplémentaires aurait l'occasion de faire des commentaires. Après le dialogue dans le cadre du processus de consultation de la phase IV (après la soumission du rapport de la commission d'examen conjoint), la Cour a déclaré que « [l]es recommandations, incluant toute nouvelle proposition de condition, devaient être formulées **et partagées avec Northern Gateway pour discussion**[54] » avant d'être soumises au gouverneur en conseil. Aucun échange de ce type avec NGTL ne semble avoir eu lieu avant que le RCAC ne soit soumis au Cabinet — une violation fondamentale apparente de l'équité procédurale.

Cette exigence, à savoir la possibilité pour un promoteur de donner son avis sur les modifications ou les ajouts proposés aux conditions, n'a pas été mentionnée dans *Tsleil-Waututh Nation*, probablement parce que, comme on l'avait noté dans *Gitxaala*, « Il va sans dire… par souci d'équité procédurale…[55] ».

PROCESSUS DE RÉEXAMEN

Il est important de souligner ici que la *Loi sur l'ONE* (après 2012) avait établi un processus formel par lequel le Cabinet pouvait renvoyer

---

[44] *Tsleil-Waututh Nation*, *supra* note 11 au para 558.

[45] *Gitxaala*, *supra* note 39 au para 233.

[46] *Ibid* au para 274.

[47] *Ibid* au para 326.

[48] *Tsleil-Waututh Nation*, *supra* note 11 au para 628.

[49] *Ibid* au para 757.

[50] Voir *Gitxaala*, *supra* note 39 aux para 163–68; voir aussi *Tsleil-Waututh Nation*, *supra* note 11 aux para 633–34.

[51] *Tsleil-Waututh Nation*, *supra* note 11 au para 635.

[52] Ressources naturelles Canada, *supra* note 24.

[53] RCAC, *supra* note 28 à la p 58.

[54] *Supra* note 39, aux para 327, 337.

[55] *Ibid* au para 337.

la recommandation de l'ONE ou l'une des conditions recommandées à l'Office dont « [l]e décret peut préciser tout facteur dont l'Office doit tenir compte dans le cadre du réexamen …[56] ». La *Loi sur l'ONE* ne prescrit pas le processus à suivre pour entreprendre un tel réexamen, mais il aurait été loisible à la Commission de la REC d'établir un processus qui aurait au moins donné à NGTL l'occasion de commenter les modifications proposées aux conditions et la condition supplémentaire.

On ne peut que spéculer que le Cabinet a choisi de ne pas invoquer le processus de réexamen par souci du temps supplémentaire qui serait nécessaire — les retards dans le processus réglementaire avaient déjà causé un retard d'un an dans le démarrage du projet[57].

Il convient de noter ici que, en annulant l'approbation par le Cabinet du projet TMX dans *Tsleil-Waututh Nation*, la Cour d'appel fédérale a renvoyé l'affaire au GC « pour qu'il prenne rapidement une nouvelle décision ».

> Le gouverneur en conseil doit alors renvoyer à l'Office [national de l'énergie] ou à son successeur les recommandations et conditions de celui-ci pour nouvel examen. Aux termes de l'article 53 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, le gouverneur en conseil peut ordonner à l'Office de procéder au nouvel examen en tenant compte de tout facteur précisé par le gouverneur en conseil[58].

L'ONE a reçu cette directive du Cabinet[59]. Après un processus ouvert officiel, auquel le promoteur a participé à part entière (avec d'autres parties intéressées), l'ONE a présenté son rapport de réexamen au Cabinet, recommandant une deuxième approbation du projet[60]. Le 18 juin 2019, le Cabinet a adopté les recommandations de l'ONE et approuvé le projet[61].

CONCLUSIONS

L'analyse de l'examen et de la décision finale du Cabinet concernant le Rapport de recommandation de la Commission de la REC concernant le projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2021 suggère qu'une tension peut apparaître entre deux responsabilités publiques fondamentales dans le contexte de l'examen des propositions de grands projets de développement des ressources. La première consiste à remplir et à respecter les exigences de l'obligation constitutionnelle de la Couronne de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les peuples autochtones. Le second est de maintenir l'intégrité et l'efficacité du cadre réglementaire applicable, notamment en étant transparent et en se conformant aux exigences de l'équité procédurale.

Lorsqu'elle est considérée exclusivement sous l'angle du maintien de l'intégrité du processus réglementaire, l'affaire NGTL soulève plusieurs préoccupations sérieuses, notamment en ce qui concerne le manque de transparence. La transparence est un principe fondamental pour maintenir un cadre réglementaire solide et efficace. Sans transparence, il n'existe aucun moyen efficace de demander des comptes aux décideurs.

Les changements apportés par le Cabinet pour approuver le projet d'agrandissement du réseau de NGTL en 2021 étaient fondés sur une réévaluation du Rapport de recommandation de la Commission de la REC

---

[56] *Loi sur l'ONE*, *supra* note 3, art 53(1). Un processus similaire est prévu à l'article 184 de la *Loi sur la RCE*, *supra* note 5.

[57] Morgan, *supra* note 14.

[58] *Supra* note 11 aux para 768–69.

[59] *Réexamen du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain*, CP 2018-1177, Gaz C I, 3274, en ligne (pdf) : <www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2018/2018-09-29/pdf/g1-15239.pdf>.

[60] Avec modifications : *Re Réexamen par l'Office national de l'énergie de certains aspects de son rapport OH-001-2014 conformément au décret C.P. 2018-1177* (février 2019), MH-052-2018, en ligne : *ONE* <www.ceaa.gc.ca/050/documents/p80061/126868F.pdf>.

[61] *Décret agréant la DÉLIVRANCE, par l'Office national de l'énergie à TRANS MOUNTAIN PIPELINE ULC, de l'ordonnance modificatrice AO-007-OC-065, autorisant la modification du tracé à Chilliwack (BBC Hydro)*, CP 2019-1243, en ligne : <decrets.canada.ca/attachment.php?attach=38576&lang=fr>. Une demande subséquente à la Cour d'appel fédérale pour un contrôle judiciaire de cette décision a été rejetée : *Première Nation Coldwater c Canada (Procureur général)*, 2020 CAF 34.

par un processus gouvernemental interne qui a produit le Rapport sur la consultation et les accommodements de la Couronne (RCAC). Le RCAC a reconsidéré — selon le Cabinet, « renforcé » — les conclusions du Rapport de recommandation, sur la base de consultations bilatérales avec les intérêts autochtones concernés, rejetant en fait les conclusions de la Commission de la REC sur une question que la Commission avait examinée de manière exhaustive dans le cadre d'un processus complet et transparent. En outre, le Cabinet avec sa condition supplémentaire a directement rejeté la recommandation pertinente de la Commission de la REC et a adopté à la place la recommandation d'un commissaire dissident, toujours sur la base du rapport interne préparé par RNCan. Les parties qui avaient participé au processus de la Commission de la REC mais dont les points de vue n'avaient pas été adoptés par la Commission de la REC dans son Rapport de recommandation ont réussi à plaider à nouveau leur cause pendant la phase d'examen par le Cabinet du processus, un processus qui n'était pas transparent.

Il semble également que le Cabinet ait tout simplement ignoré les exigences de l'équité procédurale, en particulier en ce qui concerne les intérêts de NGTL, malgré l'avertissement de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Gitxaala* selon lequel un demandeur doit avoir la possibilité de s'exprimer sur tout changement proposé aux conditions résultant du processus de consultation de la Couronne entrepris après l'achèvement de l'examen d'un projet proposé par un organisme de réglementation[62].

Toutefois, bien que le processus d'examen du Cabinet puisse être contesté pour son non-respect des principes généraux qui soutiennent l'intégrité du processus de réglementation, le Cabinet a agi dans l'ensemble conformément aux directives de la Cour d'appel fédérale dans les affaires *Gitxaala* et *Tsleil-Waututh Nation*, à une exception notable près : Le Cabinet n'a pas donné à NGTL l'occasion de s'exprimer sur les changements de conditions qui avaient été proposés dans le RCAC, bien qu'il existait un processus formel pour obtenir ces commentaires.

L'obligation de la Couronne de consulter et, le cas échéant, d'accommoder est une obligation envers une catégorie spécifique de personnes, et qui repose sur l'honneur de la Couronne; l'accomplissement de cette obligation n'implique pas nécessairement un processus public et transparent. Comme l'illustre cette étude de cas, il est donc possible que la transparence soit compromise dans des cas spécifiques.

Cependant, les exigences de l'équité procédurale doivent toujours être respectées. Comme indiqué précédemment, la Cour d'appel fédérale a été claire dans l'affaire *Gitxaala* :

> **Il va sans dire que**, par souci d'équité procédurale, toutes les parties visées doivent avoir l'occasion de formuler des commentaires à l'égard de toutes les nouvelles recommandations que le ministre coordonnateur se propose de présenter au gouverneur en conseil[63].

Une telle possibilité n'a pas été offerte aux parties concernées dans l'affaire NGTL, y compris le promoteur en tant que partie à laquelle incombe la charge de se conformer aux conditions révisées.

Le Cabinet aurait pu invoquer le processus de réexamen prévu par la *Loi sur l'ONE* et renvoyer la question à la Commission REC. S'il l'avait fait, on peut supposer que la Commission de la REC aurait fait appel à un processus qui aurait donné à NGTL (et aux autres parties intéressées) l'occasion de formuler des commentaires. Au minimum, le processus de réexamen aurait pu répondre aux préoccupations concernant l'équité procédurale. Il aurait également pu contribuer à répondre aux préoccupations concernant la transparence, améliorant ainsi l'intégrité du processus de révision global.

Un processus en deux étapes dans lequel le Cabinet prend ses propres décisions pour approuver ou rejeter les projets d'infrastructure proposés, après avoir pris en compte les recommandations d'un processus réglementaire préalable, introduit inévitablement des défis pour le maintien de la transparence. L'étape d'approbation par le Cabinet peut

[62] *Gitxaala*, *supra* note 39 aux para 327, 337.

[63] *Ibid* au para 337 (c'est moi qui souligne).

être considérée par les intérêts lésés comme une occasion d'argumenter de nouveau leurs positions — comme un appel *de facto* des conclusions du processus réglementaire. Le Cabinet devrait donc, en général, faire preuve de prudence dans son approche pour s'écarter des recommandations de l'organisme de réglementation.

Cependant, dans le contexte de l'accomplissement de l'obligation de la Couronne de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les préoccupations autochtones, d'autres considérations surgissent. Il ressort clairement des décisions de la Cour d'appel fédérale dans les affaires *Gitxaala* (Northern Gateway) et *Tsleil-Waututh Nation* (TMX) que le respect de cette obligation exige que la Couronne accorde elle-même une attention sérieuse « au caractère raisonnable ou non ou à l'exactitude des conclusions de l'Office [ou] à la possibilité de modifier les conditions recommandées par l'Office ou d'y suppléer ». Comme le montre clairement cette étude de cas, le processus suivi par le Cabinet pour ce faire peut ne pas être ouvert et transparent.

En l'absence d'un processus ouvert et transparent, la responsabilité est illusoire. Les ministres respectifs responsables des modifications de la *Loi sur l'ONE* en 2012 et de la *Loi sur la RCE* en 2018 ont chacun insisté sur la responsabilité en proposant les projets de loi respectifs au Parlement[64].

À l'avenir, lorsque le Cabinet conclut que des conditions modifiées ou supplémentaires par rapport à celles recommandées par le processus d'examen réglementaire sont justifiées — dans le respect de l'obligation de consulter de la Couronne — le Cabinet devrait, en toute logique, renvoyer la question pour réexamen par la Commission de la REC, comme le prévoit la *Loi sur la RCE*. Le recours au processus de réexamen en vertu de la *Loi sur la RCE* permettrait à la fois d'améliorer la transparence du cadre général d'examen et de répondre aux préoccupations concernant l'équité procédurale[65]. ■

---

[64] Voir les déclarations ministérielles *supra* à la note 8.

[65] La REC joue maintenant un rôle plus direct dans l'exécution de l'obligation de consulter de la Couronne, en parallèle avec le processus d'audience de la REC et autrement. Voir par ex Régie canadienne de l'énergie, « Démarche de la Régie de l'énergie du Canada à l'égard des consultations de la Couronne » (30 novembre 2020), en ligne : <www.cer-rec.gc.ca/fr/consultation-mobilisation/consultation-couronne/demarche-regie-energie-canada-egard-consultations-couronne.html>. Toutefois, le rôle du Cabinet dans l'examen des recommandations de la Commission de la REC demeure.

LA COUR SUPRÊME DU CANADA RÉÉCRIT LE CRITÈRE DE L'INTÉRÊT NATIONAL ET CONFIRME LA CONSTITUTIONNALITÉ DES LOIS FÉDÉRALES SUR LES GAZ À EFFET DE SERRE[a]

*Nigel Bankes, Andrew Leach et Martin Z. Olszynski**

I. INTRODUCTION

> Le contexte factuel essentiel des présents appels n'est pas contesté. Les changements climatiques sont réels. Ils sont causés par les émissions de gaz à effet de serre résultant des activités humaines, et ils représentent une grave menace pour l'avenir de l'humanité. La seule façon de contrer la menace que présentent les changements climatiques consiste à réduire les émissions de gaz à effet de serre[1]…

Le 25 mars 2021, la Cour suprême du Canada a publié son avis de renvoi tant attendu concernant la constitutionnalité du régime de tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre (GES) du gouvernement fédéral. Dans les *Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*[2], les juges majoritaires de la Cour suprême ont statué que la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*[3] relevait de la compétence résiduelle du Parlement d'adopter des lois pour « la paix, l'ordre et le bon gouvernement » (POBG), conformément à l'article 91 de la

[a] Cet article est une version révisée d'une série de trois articles publiés sur ABlawg. Les auteurs tiennent à remercier leur collègue David Wright pour ses commentaires et Mme Anna White (J.D. 2021) pour ses commentaires, ses questions d'approfondissement et son impeccable travail éditorial.

*Nigel Bankes, professeur et titulaire de la chaire en droit des ressources naturelles, University of Calgary, ndbankes@ucalgary.ca.

Andrew Leach, professeur agrégé, Alberta School of Business, University of Alberta.

Martin Z. Olszynski, professeur agrégé, Faculté de droit, University of Calgary. M. Olszynski révèle qu'il était l'avocat de l'intervenant, Progress Alberta Communications Limited, dans l'affaire la concernant devant la Cour suprême du Canada.

[1] *Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, 2021 CSC 11 au para 2 [*Renvois relatifs à la LTPGES*].

[2] *Ibid*.

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

Loi constitutionnelle de 1867[4]. S'exprimant au nom de la majorité, le juge en chef Richard Wagner a conclu que l'établissement de normes nationales minimales de tarification rigoureuse des GES pour réduire les émissions de GES était une « matière d'intérêt national », une théorie reconnue du pouvoir POBG[5]. Les juges Suzanne Côté, Russell Brown et Malcolm Rowe étaient dissidents, mais chacun pour des motifs différents. Fait important, la juge Côté était d'accord avec le juge en chef en ce qui concerne « sa formulation de l'analyse de la théorie de l'intérêt national[6] ».

Le *renvoi relatif à la LTPGES* était un appel entendu conjointement de trois décisions de renvoi de la Cour d'appel provinciale[7] : la *LTPGES* a été jugée constitutionnelle en vertu de la théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG dans une décision majoritaire à 3 contre 2 dans le *Renvoi relatif à la LTPGES de la Saskatchewan*[8]; la Cour d'appel de l'Ontario a également indiqué que la loi fédérale était constitutionnelle en vertu de la théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG, dans une décision majoritaire à 4 contre 1 dans le *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Ontario*[9] et, enfin, dans une décision majoritaire à 4 contre 1, la Cour d'appel de l'Alberta a indiqué dans le *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Alberta* que la *LTPGES* était ultra vires pour le Parlement[10].

La question fondamentale au cœur des Renvois *relatifs à la LTPGES* n'était pas de savoir *si* le gouvernement fédéral a compétence pour lutter contre les changements climatiques. Toutes les parties ont plutôt admis que le Parlement dispose de plusieurs pouvoirs, y compris de son pouvoir en matière de droit pénal[11]. La question portait sur la constitutionnalité de la *LTPGES* elle-même, qui, de l'avis de l'avocat du Canada, pourrait être maintenue en vertu de la théorie de l'intérêt national du pouvoir *résiduel* du Parlement relatif à la POBG[12]. Bien que des érudits aient soutenu que les politiques de tarification du carbone pourraient être maintenues en vertu du pouvoir POBG, la constitutionnalité de la loi était remise en question parce que ni l'environnement ni les changements climatiques ne cadrent parfaitement dans l'un ou l'autre des chefs de compétence énumérés par le gouvernement fédéral à l'article 91 de la *Loi constitutionnelle de 1867*[13]. Le *Renvoi relatif à la LTPGES* a également donné à la Cour suprême l'occasion de réexaminer la thérorie de l'intérêt national elle-même. Trente années se sont écoulées depuis l'arrêt *Crown Zellerbach* qui a officialisé pour la

---

[4] *Loi constitutionnelle de 1867* (R-U), 30 & 31 Victoria, c 3, art 91, reproduit dans LRC 1985, annexe II, nº 5 [*Loi constitutionnelle de 1867*].

[5] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 2.

[6] *Ibid* au para 222. Bien que la juge Côté adhère avec la formulation de la question de l'intérêt national, il est à noter qu'elle n'estime pas pour autant que le gouvernement fédéral peut s'en remettre à la théorie de l'intérêt national compte tenu des modalités discrétionnaires de la loi.

[7] Pour un résumé des questions soulevées dans les arrêts de référence provinciaux, voir Nathalie J Chalifour, « Jurisdictional Wrangling over Climate Policy in the Canadian Federation: Key Issues in the Provincial Constitutional Challenges to Parliament Greenhouse Gas Pollution Pricing Act » (2019) 50:2 RD Ottawa 197

[8] *Reference re Greenhouse Gas Pollution Pricing Act*, 2019 SKCA 40 [*Renvoi relatif à la LTPGES de la Saskatchewan*].

[9] *Reference re Greenhouse Gas Pollution Pricing Act*, 2019 ONCA 544 [*Renvoi relatif à la LTPGES de l'Ontario*]. Il convient de noter que la juge en chef adjointe Hoy a rédigé une opinion distincte et concordante avec une définition plus étroite de la question de l'intérêt national, comme nous le verrons plus loin.

[10] *Reference re Greenhouse Gas Pollution Pricing Act*, 2020 ABCA 74 [*Renvoi relatif à la LTPGES de l'Alberta*]. Veuillez noter que le juge Wakeling a rédigé des motifs distincts concordants de l'opinion majoritaire rédigée par la juge en chef Fraser. Nous avons déjà écrit un commentaire sur la décision de la Cour d'appel de l'Alberta dans l'article cosigné par Martin Olszynski, Nigel Bankes et Andrew Leach : « Breaking Ranks (and Precedent) : Reference re Greenhouse Gas Pollution Pricing Act, 2020 ABCA 74 » (2020) 33:1 J Env Law & Prac 159.

[11] Par exemple, les règlements relatifs à l'atténuation des émissions de GES pris en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, LC 1999, c 33 [*LCPE*], ont été confirmés comme étant un exercice valide du pouvoir du gouvernement fédéral en matière de droit pénal dans *Syncrude Canada Ltd c Canada (Procureur général)*, 2014 CF 776, conf par 2016 CAF 160.

[12] Bien que l'avocat du Canada ait soutenu que la loi devrait être maintenue en vertu de la théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG, les intervenants ont plaidé en faveur de la classification de la *LTPGES* sous de multiples chefs de compétence fédéraux. L'opinion majoritaire, comme nous l'indiquons ci-dessous, ne tient compte que de la classification de la Loi en vertu du pouvoir POBG, tandis que le juge dissident Brown procède à un examen plus approfondi de la classification de la Loi en vertu d'autres chefs de compétence fédérale.

[13] *Friends of the Oldman River Society c Canada (Ministre des Transports)* [1992] 1 RCS 3, 88 DLR (4e) 1 soutient que l'environnement est une compétence partagée entre les provinces et le gouvernement fédéral.

dernière fois un critère de classification dans la théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG[14].

Notre exposé est structuré comme suit. La section II donne un aperçu de la *LTPGES*. Suit un examen de l'opinion majoritaire rédigé par le juge en chef Wagner (section III) ainsi que des trois jugements dissidents (section IV). En résumant les jugements dissidents, nous voulons mettre en évidence les principales différences entre l'opinion majoritaire et les opinions dissidentes. Nous terminons par des commentaires sur quatre aspects du Renvoi dans son ensemble, soit la portée de la question et la caractérisation de la *LTPGES*, les répercussions constitutionnelles des normes nationales minimales définies en l'espèce, le rôle du critère de l'incapacité provinciale et les effets extraprovinciaux et, enfin, le rôle des tribunaux nationaux dans le règlement d'un problème mondial comme les changements climatiques.

II. LA LOI CONTESTÉE

La *LTPGES* est la pièce maîtresse du Plan sur les changements climatiques du gouvernement fédéral et prévoit l'imposition de redevances réglementaires sur les émissions de GES au Canada. La Loi comporte quatre parties, dont les deux premières seulement ont été examinées dans le *Renvoi relatif à la LTPGES*.

La Partie I de la *LTPGES* impose une redevance réglementaire (ou une réglementation présentant les « caractéristiques d'une taxe[15] ») au moyen d'une redevance sur les combustibles imposée au point de vente[16]. Le prix effectif sur les émissions de carbone qui sera imposé au moyen de la redevance sur les combustibles est précisé à l'Annexe 4 de la Loi et ce prix est converti en une redevance qui sera appliquée à des combustibles particuliers en fonction des émissions générées par leur combustion, comme précisé à l'Annexe 2. La redevance sur les combustibles ne s'applique que dans les provinces énumérées à la Partie 1 de l'Annexe 1 de la *LTPGES*.

La *LTPGES* limite l'utilisation des fonds recueillis par la redevance sur les combustibles. Plus précisément, le paragraphe 165(1) stipule que les redevances prélevées, déduction faite de tout montant remboursé ou remis, doivent être distribuées « à l'égard de la province ». Il peut être distribué directement à la province (alinéa 165(2)a)), ou aux personnes ou aux personnes d'une catégorie réglementaire dans la province (alinéa 165(2)b)), ou à une combinaison de ces personnes[17]. Dans la pratique, le gouvernement fédéral a choisi de distribuer la plupart des fonds au moyen de remises aux consommateurs, lesquelles varient selon la province, la taille du ménage et l'emplacement en milieu urbain ou rural du ménage[18]. Le reste des fonds est remboursé par des investissements précis dans la réduction des émissions dans la province concernée.

La Partie II établit un système distinct de tarification du carbone pour les grands émetteurs, appelé système de tarification fondé sur le rendement (STFR). Les conditions qui doivent être réunies pour que les installations puissent y participer sont définies dans le *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, qui stipule que les installations doivent produire des émissions annuelles supérieures à 50 000 tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO_2) au cours d'une année en 2014 ou après[19]. Pour participer au STFR, les installations doivent également participer à l'une des 38 activités énumérées à l'Annexe 1 du Règlement (seuls les installations dans 2 des 38 secteurs, les gazoducs et les installations de production d'électricité, sont admissibles au STFR tel qu'il s'applique en Saskatchewan).

Le but du STFR est d'offrir une tarification moyenne inférieure des émissions aux entreprises qui sont exposées aux marchés

[14] *R c Crown Zellerbach Canada Ltd*, [1988] 1 RCS 401, 49 DLR (4e) 161 [*Crown Zellerbach*].

[15] L'opinion majoritaire rédigée par le juge en chef Wagner utilise cette formulation dans le *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 213.

[16] *LTPGES*, *supra* note 3, art 17(1).

[17] *LTPGES*, *supra* note 3, arts 165(2)a)–b) respectivement.

[18] Le gouvernement fait rapport des distributions annuelles de fonds aux provinces. Voir par ex Gouvernement du Canada, « Montants des paiements de l'Incitatif à agir pour le climat pour 2021 » (dernière modification le 16 décembre 2020), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.canada.ca/fr/ministere-finances/nouvelles/2020/12/montants-des-paiements-de-lincitatif-a-agir-pour-le-climat-pour2021.html> [perma.cc/R856-K6GM].

[19] *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, DORS/2019-266, art 8 [*Règlement sur le STFR*].

internationaux, tout en maintenant un incitatif financier à faire des investissements pour réduire l'intensité des émissions de la production. Pour ce faire, on accorde des crédits d'émissions à un taux fixe par unité de production, ce que la *LTPGES* appelle la « base de normes de rendement » qui, lorsqu'elle est multipliée par la production annuelle, produit ce qu'on appelle la « limite d'émissions » d'une installation[20]. Il ne s'agit pas d'une limite absolue; un prix du carbone doit être payé sur les émissions supérieures à la limite[21], tandis que les installations dont les émissions sont inférieures à leur limite d'émissions recevront des crédits supplémentaires[22]. Étant donné que la tarification du carbone s'applique à la marge, une installation qui augmente ses émissions d'une tonne (toutes choses étant égales par ailleurs) devra assumer les mêmes coûts différentiels qu'un consommateur qui augmente ses émissions d'une tonne; il en va de même pour l'avantage financier de la réduction des émissions. Le système vise à protéger la compétitivité de l'industrie, car l'exemption effective de la tarification du carbone sur les émissions jusqu'à la limite d'émissions réduit le coût total de la politique, ce qui réduit les incitations pour les entreprises à déménager à l'extérieur d'un territoire ou à cibler de nouveaux investissements ailleurs en raison de coûts accrus[23,24].

Plus important encore, malgré la terminologie des limites d'émissions et la base de normes de rendement, la loi n'établit pas de normes de rendement ou ne réglemente pas directement ou ne limite pas directement la technologie, la production ou d'autres activités de l'installation. Elle n'interdit pas expressément certains comportements pour peu qu'il y ait conformité aux redevances réglementaires et aux exigences en matière de déclaration.

Comme dans la Partie I de la *LTPGES*, la Partie II limite également l'utilisation des montants prélevés en vertu du STFR. En effet, l'article 188 de la *LTPGES* est une disposition parallèle à l'article 165 mentionné ci-dessus[25]. Le ministre du Revenu national dispose d'une grande latitude pour déterminer le moment et la façon de répartir les montants prélevés.

La *LTPGES* sert de filet de sécurité et ne s'applique qu'aux provinces ou aux territoires énumérés à l'Annexe 1 de la *Loi*. Les provinces ou les territoires sont énumérés par l'entremise d'une mesure réglementaire prise par le gouverneur en conseil (un processus qui est au cœur de la dissidence du juge Côté dont il est question ci-dessous à la section IV. A.). En ce qui concerne la Partie I, la redevance sur les combustibles, la *LTPGES* stipule que : « Afin d'assurer l'application étendue au Canada d'une tarification des émissions de gaz à effet de serre à des niveaux que le gouverneur en conseil considère appropriés, celui-ci peut [inscrire une province à l'Annexe 1, en appliquant ainsi la redevance sur les combustibles dans cette

[20] *LTPGES*, *supra* note 3, art 174, et voir aussi le *Règlement sur le STFR*, *supra* note 19, art 36.

[21] *LTPGES*, *supra* note 3, art 174.

[22] *Ibid*, art 175. Les installations peuvent accumuler ou transférer des crédits d'émissions à une autre installation.

[23] C'est ce qu'on appelle les fuites d'émission. Il convient d'insister sur le fait que lorsque ces dynamiques se présentent, une installation déménagera plutôt que de réduire les émissions, ce qui entraînera des fuites d'émissions vers d'autres administrations pour des raisons d'ordre politique.

[24] Un bref exemple peut être utile ici, car le STFR est une politique réglementaire complexe. Prenons l'exemple d'un grand producteur d'électricité générée à partir d'un produit contenant du carbone en Saskatchewan. Le producteur serait assujetti au STFR parce que la Saskatchewan figure à la Partie II, article 5 de l'Annexe 2 de la LTPGES et parce que, selon l'alinéa 8b)(ii) du *Règlement sur le STFR*, l'électricité est un secteur visé en Saskatchewan (Annexe 2, article 38 du *Règlement sur le STFR*). En 2021, l'installation serait assujettie à un prix du carbone de 40 $ la t d'éq. CO_2 (Annexe 4, article 4 de la *LTPGES*) et sa *norme fondée sur le rendement* serait établie à 0,622 la t d'éq. CO_2 par MWh (Annexe 2, article 38 du *STFR*). La *limite d'émissions* de l'installation est définie en multipliant la norme fondée sur le rendement par la production annuelle de l'installation (*Règlement sur le STFR*, art. 36). En supposant que l'installation ait une intensité des émissions liées à la production de 1 t d'éq. CO_2 par mégawattheure (MWh) d'électricité produite, en moyenne tout au long de l'année, sa tarification nette équivaudrait à 15,12 $ par MWh, puisqu'elle serait exemptée de 24,88 $ par MWh (0,622 t d'éq. CO_2 x 40 $ par t d'éq. CO_2), des redevances sur les émissions de carbone inférieures à sa *limite d'émissions*. La *limite d'émissions* sert donc à compenser plus de la moitié de ce qui serait autrement une redevance de 40 $ par MWh (1 t d'éq. CO_2 x 40 $ par t d'éq. CO_2). Dans le secteur de l'électricité, ce système permet d'éviter que les importantes augmentations de coûts ne se répercutent pas en aval dans les factures d'électricité et, dans le cas de la production industrielle, cela réduit toute disparité de coûts entre les entreprises canadiennes et les concurrents mondiaux.

[25] *LTPGES*, *supra* note 3, art 188.

province] »[26]. Le pouvoir discrétionnaire n'est pas absolu, car la Loi exige que « le gouverneur en conseil tient compte avant tout de la rigueur des systèmes provinciaux de tarification des émissions de gaz à effet de serre » dans toute décision d'inscription[27]. Il existe une disposition parallèle aux fins du STFR[28].

D'autres parties de la loi définissent les exigences en matière de rapports, les exemptions, les pénalités, les dispositions relatives aux appels, les inspections et la tenue de dossiers. Ces dispositions n'étaient pas au cœur de la décision. Les parties III et IV n'ont pas été contestées en l'espèce et ne sont pas examinées en détail ici non plus. La Partie III établit le pouvoir discrétionnaire du gouverneur en conseil fédéral de stipuler que les lois provinciales peuvent s'appliquer à des activités sous réglementation fédérale[29]. La Partie IV exige que le gouvernement présente au Parlement un rapport annuel sur l'administration de la *LTPGES*, à compter du deuxième anniversaire de son entrée en vigueur[30].

III. OPINION MAJORITAIRE RÉDIGÉE PAR LE JUGE EN CHEF WAGNER

Les faits sont importants dans les affaires constitutionnelles et ils sont particulièrement importants dans les cas où une partie cherche à établir une nouvelle matière d'intérêt national. Il n'est donc pas surprenant qu'en plus du premier passage cité au début de la présente, le juge en chef ait accordé beaucoup d'attention au contexte factuel. Cela comprend des sections sur la crise climatique mondiale, les efforts du Canada pour lutter contre les changements climatiques et un résumé des mesures prises par les provinces en cette matière, que nous résumons brièvement ci-dessous.

A) LA CRISE CLIMATIQUE MONDIALE

Le juge en chef a insisté sur le fait que les changements climatiques mondiaux provoqués par l'activité humaine sont réels[31] et que les effets des changements climatiques « sont et seront particulièrement graves et dévastateurs [au Canada][32] ». Les observations suivantes ont été particulièrement importantes pour de l'analyse de la théorie de l'intérêt national :

> Les changements climatiques présentent trois caractéristiques… Premièrement, ils ne connaissent pas de frontières; toutes les régions du pays et du monde en subissent — et continueront d'en subir — les effets. Deuxièmement, les effets des changements climatiques ne sont pas directement rattachés à la source des émissions de GES. Des provinces et territoires qui émettent peu de GES peuvent néanmoins subir, en raison des changements climatiques, des effets qui sont exagérément disproportionnés par rapport à leur contribution respective aux émissions totales de GES du Canada et du monde… Pourtant, les effets des changements climatiques se font ressentir — et continueront de se faire ressentir — partout au Canada, et ces effets seront plus intenses dans l'Arctique canadien, dans les régions côtières et dans les territoires autochtones. Troisièmement, aucune province, aucun territoire, ni aucun pays ne peut s'attaquer seul au problème des changements climatiques. La lutte aux changements climatiques requiert une action collective à l'échelle nationale et internationale, et ce, en

[26] *Ibid*, art 161(1).

[27] *Ibid*, art 166(2).

[28] *Ibid*, art 189.

[29] *Ibid*, art 263(1).

[30] Le rapport annuel initial est disponible, voir Gouvernement du Canada, « Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre : Rapport annuel au parlement pour 2019 » (dernière modification le 10 décembre 2020), en ligne : *Environnement et Changement climatique Canada* < www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/fonctionnement-tarification-pollution/gaz-effet-serre-rapport-annuel-2019.html> [perma.cc/U48C-JE25].

[31] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 7.

[32] *Ibid* au para 10.

> raison du fait que, de par leur nature même, les GES ne connaissent pas de frontières[33].

B) MESURES DU CANADA CONCERNANT LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

La sous-section sur les efforts du Canada pour lutter contre les changements climatiques traite de l'histoire de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (1992) (CCNUCC)[34], du *Protocole de Kyoto*[35] et de l'*Accord de Copenhague*[36],ainsi que du non-respect par le Canada de ses engagements en vertu de ces deux derniers instruments[37]. Le Canada a ratifié l'accord le plus récent, l'*Accord de Paris*[38] en 2016, après son adoption à la fin de 2015. Comme l'a fait observer le juge en chef, l'engagement actuel du Canada en vertu de l'Accord de Paris, son engagement déterminé à l'échelle nationale (EDN), consiste à réduire ses émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. [39] Veuillez noter que le premier ministre Justin Trudeau a indiqué le 22 avril 2021 que la cible du Canada serait révisée de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030.

Avant la ratification de l'Accord de Paris, le gouvernement fédéral avait convoqué une réunion des premiers ministres qui a abouti à l'adoption de la *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques*, dans laquelle les parties ont reconnu l'engagement pris par le Canada, ainsi que l'importance d'adopter une approche axée sur la collaboration pour respecter cet engagement. La *Déclaration de Vancouver* a mené à la création d'un groupe de travail fédéral-provincial-territorial sur les mécanismes de tarification du carbone, qui à son tour a éclairé l'adoption du *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques* (décembre 2016)[40]. Le Cadre fournissait l'orientation stratégique de la *LTPGES* et prévoyait que chaque province ou territoire devrait avoir mis en place un système de tarification du carbone d'ici 2018[41]. Le *Cadre* a d'abord été adopté par toutes les provinces, sauf la Saskatchewan, mais, comme l'a souligné le juge en chef, cet appui s'est rapidement dissipé :

> Le jour où le gouvernement fédéral a publié le Cadre pancanadien, il a été adopté par huit provinces, dont l'Ontario et l'Alberta, et par les trois territoires. Le Manitoba a adopté le cadre en février 2018, mais la Saskatchewan ne l'a toujours pas adopté. Plus tard en 2018, l'Ontario,

---

[33] *Ibid* au para 12.

[34] *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, 9 mai 1992, 1771 RTNU 107, 31 ILM 849 (entrée en vigueur le 21 mars 1994) [*CCNUCC*].

[35] *Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, 18 décembre 1997, 2303 RTNU 162 (entrée en vigueur le 16 février 2005) [*Protocole de Kyoto*].

[36] *Accord de Copenhague*, 18 décembre 2009, UNFCCC/CP/2009/L7 Projet de décision -/CP15 [*Accord de Copenhague*], en ligne (pdf) : *UNFCCC* <unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/l07.pdf> [perma.cc/CPF9-EW3M].

[37] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 13.

[38] Accord de Paris, Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, 12 décembre 2015, , RT Can 2016/9 (entrée en vigueur le 4 novembre 2016) [*Accord de Paris*].

[39] Gouvernement du Canada, « Canada's 2017 Nationally Determined Contribution (NDC) submission under the Paris Agreement », (2017), en ligne (pdf) : *UNFCC* <www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Canada%20First/Canada%20First%20NDC-Revised%20submission%202017-05-11.pdf> [perma.cc/BCZ9-LCQ6]. Veuillez noter que dans le document du gouvernement du Canada intitulé « La contribution déterminée au niveau national du Canada revue à la hausse » (dernière modification le 23 avril 2021), en ligne : *Environnement et Changement climatique Canada* <www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2021/04/la-contribution-determinee-au-niveau-national-du-canada-revue-a-la-hausse.html> [Perma.cc/6U4Z-3844], le gouvernement a indiqué que la cible du Canada serait révisée de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030, avant la tenue des réunions du Conseil des Parties la CCNUCC de 2021 à Glasgow.

[40] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 14. Le cadre dont il est question est Gouvernement du Canada, « Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques » (2016), en ligne (pdf) : *Environnement et Changement climatique Canada* <publications.gc.ca/collections/collection_2017/eccc/En4-294-2016-fra.pdf> [Perma.cc/3SQK-9TJS].

[41] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 18. Les systèmes de tarification du carbone pourraient prendre la forme d'une taxe ou d'une redevance sur le carbone comme on l'a fait en Colombie-Britannique, d'un système de plafonnement et d'échange comme celui en place au Québec, ou d'un système hybride comme le système de tarification du carbone pour les grands émetteurs en place en Alberta depuis 2007.

> l'Alberta et le Manitoba ont retiré leur appui au Cadre pancanadien[42].

Le gouvernement fédéral a donné suite à la publication du Cadre en publiant d'autres documents d'orientation sur les éléments du système fédéral de tarification du carbone proposé, y compris un document modèle, afin d'éclairer la décision d'appliquer la tarification du carbone dans les provinces par le gouvernement fédéral[43].

Le juge en chef a également mentionné les diverses mesures prises par les provinces et les territoires, soulignant que seulement quatre des provinces — la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario et le Québec — avaient adopté un système de tarification du carbone au moment de l'adoption du *Cadre pancanadien*, mais toutes les autres provinces, à l'exception de la Saskatchewan et du Manitoba, avaient indiqué qu'elles avaient l'intention de l'adopter[44]. Le juge en chef a conclu son examen du contexte factuel par l'observation suivante en faisant référence au « problème de l'action collective dans la lutte contre les changements climatiques » :

> Malgré la prise de ces mesures, les émissions totales de GES au Canada entre 2005 et 2016 n'ont diminué que de 3,8 pour 100, soit nettement en deçà de la cible de 30 pour 100 visée d'ici 2030. Durant cette période, les émissions de GES ont diminué en Colombie-Britannique, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et au Yukon, mais elles ont augmenté en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, à Terre-Neuveet-Labrador, aux Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut. En guise d'illustration du problème de l'action collective dans la lutte contre les changements climatiques, entre 2005 et 2016, la diminution des émissions de GES en Ontario, la deuxième province canadienne qui en émet le plus, a été en grande partie annulée par l'augmentation des émissions dans deux des cinq provinces en produisant le plus, l'Alberta et la Saskatchewan. Le reste de la réduction des émissions du Canada entre 2005 et 2016 provenait de deux des cinq autres provinces canadiennes qui en produisent le plus, le Québec et la Colombie-Britannique, et de baisses des émissions de GES dépassant 10 pour 100 — baisses bien supérieures à la réduction globale de 3,8 pour 100 au Canada — au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et au Yukon[45].

Fort de cette évaluation des faits et d'un examen de la législation (voir notre résumé à la section II), le juge en chef était prêt à entreprendre l'analyse juridique. Celle-ci a commencé par quelques observations sur le principe du fédéralisme avant de passer à l'analyse répartition des compétences, à la caractérisation de la *LTPGES* et, enfin, à sa classification. Le juge en chef s'est penché sur la question très importante de la portée et de l'applicabilité de la théorie de l'intérêt national en marge de l'examen de la question de la qualification. Le jugement se termine par les motifs invoqués par le juge en chef pour qualifier les redevances des Parties 1 et 2 de la *LTPGES* de redevances réglementaires plutôt que de taxes véritables. Dans un dernier commentaire, le juge en chef a expliqué qu'il estimait inapproprié de commenter la validité de tous règlements d'application de la *LTPGES* parce qu'ils n'avaient pas été dûment soumis à la Cour. Nous résumons chacune de ces sections du jugement ci-dessous.

---

[42] *Ibid* au para 19.

[43] *Ibid* au para 20, avec l'application du modèle dont il est question au para 64. Le modèle fédéral dont il est question ici est Gouvernement du Canada, « Directives concernant le modèle pancanadien de tarification de la pollution par le carbone » (dernière modification le 16 janvier 2018), en ligne : *Environnement et Changement climatique Canada* <www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/cadre-pancanadien/directives-tarification-pollution-carbone.html> [Perma.cc/GRU3-BNXC].

[44] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 23.

[45] *Ibid* au para 24.

C) PRINCIPES DU FÉDÉRALISME

La discussion du juge en chef sur le principe du fédéralisme qui oriente l'analyse subséquente est brève[46]. Il affirme que les objectifs du fédéralisme canadien consistent à « concilier l'unité et la diversité, à promouvoir la participation démocratique en réservant des pouvoirs réels aux administrations locales et régionales et à favoriser la coopération entre le Parlement et les législatures dans la recherche du bien commun[47] ». Les provinces doivent avoir l'autonomie nécessaire pour développer leurs sociétés, alors que le gouvernement fédéral a en même temps « des pouvoirs dont l'exercice se prêtait davantage à l'ensemble du pays en vue d'assurer l'unité du Canada », mais ces pouvoirs « ne peuvent être utilisés d'une manière telle qu'ils videraient effectivement de leur essence des pouvoirs provinciaux[48] ». Bien que la Cour adhère maintenant à une vision souple du fédéralisme plutôt qu'à une application rigide du « partage des compétences législatives respectives du fédéral et des provinces, considérant ces compétences comme des compartiments étanches », un tel fédéralisme coopératif ne saurait « écarter ou modifier et le partage des compétences[49] ».

D) QUALIFICATION

La qualification de la *LTPGES* par les trois cours d'appel provinciales a donné lieu à un éventail de réponses judiciaires ainsi qu'à une évolution de l'articulation, par l'avocat du Canada du « caractère véritable » de la loi. Le juge en chef a relevé trois formulations différentes du caractère véritable de la *LTPGES* :

> (1) une formulation générale portant que le caractère véritable de la LTPGES est la réglementation des émissions de GES; (2) une formulation basée sur des normes nationales portant que le caractère véritable de la LTPGES consiste à établir des normes nationales minimales en vue de réduire les émissions de GES; et (3) une formulation basée sur des normes nationales de tarification portant que le caractère véritable de la LTPGES consiste à établir des normes nationales minimales de tarification rigoureuse des GES en vue de réduire les émissions de ces gaz[50].

En fin de compte, le juge en chef a préféré la troisième formulation au motif qu'elle était plus conforme à l'objet et aux effets de la loi, comme définis avec une certaine précision, et compte tenu des moyens choisis par le Parlement pour atteindre son objectif[51]. La preuve intrinsèque en faveur de cette conclusion comprenait le titre intégral de la loi, le préambule, y compris ses références à la CCNUCC et à l'Accord de Paris, ainsi que l'accent mis sur la tarification des GES dans le *Cadre pancanadien*[52]. La preuve extrinsèque, sous forme de documents d'information, de débats parlementaires et de témoignages devant le Comité permanent, a confirmé que la *LTPGES* visait « l'imposition d'un système de tarification des émissions de GES dans l'ensemble du Canada » et non « la réglementation des émissions de GES en général[53] ». De même, les effets juridiques des deux parties contestées de la *LTPGES* tiennent de la rigueur des prix plutôt que du fait de dicter aux particuliers et aux industries comment ils doivent exercer leurs activités pour réduire leurs émissions de GES[54]. Par ailleurs, bien que la Loi accorde un pouvoir discrétionnaire considérable au gouverneur en conseil pour déclencher l'application réelle de la Loi à une province ou à un territoire en particulier, ce pouvoir discrétionnaire n'est pas indéfini et subjectif, et il « doit respecter la prescription particulière portant que l'assujettissement vise à assurer l'application étendue de la tarification des émissions au Canada, et tenir compte avant

[46] *Ibid* aux para 48–50.

[47] *Ibid* au para 48, références omises.

[48] *Ibid* au para 49.

[49] *Ibid* au para 50.

[50] *Ibid* au para 57.

[51] *Ibid*.

[52] *Ibid* au para 60.

[53] *Ibid* au para 68. Nous revenons à cette dernière formulation dans notre commentaire sur la décision.

[54] *Ibid* au para 71.

tout de la rigueur des mécanismes provinciaux existants de tarification des émissions de GES[55] ». Il en va de même pour les parties 1 et 2 de la Loi[56].

Quant aux effets pratiques de la loi, il a été difficile de tirer des conclusions puisque la loi n'était en vigueur que depuis peu. Toutefois, l'expérience à ce jour a indiqué que la loi était mise en œuvre d'une manière « positive pour ce qui est de la flexibilité et de l'appui à l'égard des régimes de tarification élaborés par les provinces[57] ». Le filet de sécurité de la loi était également crucial; dans ce cas, « ce régime national de tarification des GES ne constitue pas simplement le moyen de réaliser la fin recherchée — à savoir la réduction des émissions de GES[58] ». Ce moyen faisait plutôt partie de la justification de la loi. Le juge en chef explique également les motifs de qualifier l'application sélective des accusations réglementaires comme imposant une « norme nationale minimale », sujet auquel nous accordons beaucoup d'attention dans le commentaire ci-dessous[59].

E) CLASSIFICATION

Après avoir déterminé le caractère véritable de la loi et rejeté les arguments selon lesquels les pouvoirs de réglementation importants de la Loi constituaient une subdélégation inconstitutionnelle, le juge en chef a traité de la classification de la Loi, en commençant par l'affirmation du Canada voulant que la Loi doive être maintenue sur la base de la théorie de l'intérêt national, sans envisager de la maintenir sous d'autres chefs de compétence fédérale[60].

F) LA THÉORIE DE LA PRÉOCCUPATION NATIONALE

Le juge en chef a commencé cette partie de son jugement en insistant à la fois sur la nature résiduelle et permanente de la « théorie de l'intérêt national » du pouvoir POBG. Par conséquent, « le fait de conclure que le gouvernement fédéral a compétence en vertu de la théorie de l'intérêt national soulève des préoccupations spéciales en ce qui trait au partage des compétences prévu par la Constitution[61] ». Le juge en chef a ensuite procédé à un examen minutieux de l'évolution de la théorie de l'intérêt national par la jurisprudence, en insistant sur les motifs dissidents du juge Beetz dans le *Renvoi sur la Loi anti-inflation*[62], le jugement du juge Gérald LeDain dans l'arrêt *Crown Zellerbach*, ainsi que les arrêts dans lesquels la Cour a refusé de reconnaître un intérêt national au motif qu'il n'y avait rien dans l'affaire proposée qui transcendait les frontières provinciales ou le pouvoir de résolution des autorités locales[63].

Après avoir effectué cet examen chronologique, le juge en chef a ensuite abordé ce qu'il a appelé deux questions « préliminaires[64] ». La première était de savoir si une nouvelle matière d'intérêt national pouvait être formulée en fonction de l'objet de la loi (son « caractère véritable »), ou si elle devait être formulée « suivant un niveau de généralité plus large que la matière de la loi[65] ». Ce point en était un important, car plus la définition de la matière était large (*p. ex.* la réglementation des GES, comme l'a formulé la Cour d'appel de l'Alberta[66]), plus la probabilité que la matière ne soit pas *unique, particulière et indivisible* était élevée, et plus la menace

[55] *Ibid* au para 73.

[56] *Ibid* aux para 73, 76, renvoyant à *LTPGES*, *supra* note 3, arts 165(2), 189(2).

[57] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 79.

[58] *Ibid* au para 80.

[59] *Ibid* au para 81.

[60] *Ibid* au para 86.

[61] *Ibid* au para 90.

[62] *Renvoi : Loi anti-inflation*, [1976] 2 RCS 373, 68 DLR (3e) 452.

[63] Les arrêts cités comprennent *Brasseries Labatt du Canada Ltée c Procureur général du Canada*, [1980] 1 RCS 914, 110 DLR (3e) 594 (brassage et étiquetage de la bière); *Schneider c La Reine*, [1982] 2 RCS 112, 139 DLR (3e) 417 (traitements contre la toxicomanie); *R c Wetmore*, [1983] 2 RCS 284, 2 DLR (4e) 577 (réglementation de l'industrie pharmaceutique).

[64] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 112.

[65] *Ibid* au para 114.

[66] *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Alberta*, *supra* note 10.

devenait grande à l'endroit de l'autonomie des provinces si la compétence relevant de la théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG est considérée à la fois absolue et exclusive.

Le juge en chef a donné quatre raisons pour rejeter le besoin d'une formulation plus large et plus abstraite de la matière. Premièrement, le juge en chef a souligné le libellé des articles 91 et 92 de la Constitution, qui font la distinction entre les « matières » et les « catégories de sujets » et a fait observer qu'il : « … n'y a rien dans le texte de la Constitution qui permette l'adoption, dans le cadre de l'application du pouvoir POBG, d'une catégorie de sujets plus large que la matière de la loi[67] ». Deuxièmement, le juge en chef a fait observer qu'il n'était pas sans précédent que l'énoncé de la matière soit formulé dans les mêmes termes que le caractère véritable de la loi contestée[68]. C'était le cas, par exemple, dans le *Renvoi sur la Loi anti-inflation* et dans l'arrêt *Crown Zellerbach*. Troisièmement, conformément au principe de la contrainte judiciaire, la Cour devrait se limiter à la question précise dont elle est saisie. « Pour dire les choses simplement, si le Parlement n'a pas indiqué dans une loi qu'il entend exercer sa compétence sur une vaste matière, rien ne justifie un tribunal de retenir artificiellement une telle matière[69] ». Enfin, le juge en chef a rejeté la thèse selon laquelle cette approche a pour effet d'amalgamer les étapes de la qualification et de la classification. Une loi contestée doit tout de même faire l'objet d'une classification et si « la matière n'est pas juridiquement acceptable en tant que matière d'intérêt national, alors … la validité de la loi ne peut être confirmée sur la base de cette théorie[70]. »

La deuxième question préliminaire portait sur un point encore plus important, à savoir la présomption d'exclusion du pouvoir fédéral de légiférer sur toute matière qui peut être qualifiée d'intérêt national. La nature du filet de sécurité de la loi fédérale soulève directement cette question, car le filet de sécurité repose sur la capacité d'un gouvernement provincial ou territorial d'adopter une ou plusieurs lois établissant un prix du carbone qui respecte ou dépasse une norme de rigueur nationale. Si le pouvoir du Parlement fédéral d'adopter des lois sur une tarification rigoureuse du carbone était littéralement exclusif, on se demanderait si les lois provinciales pourraient survivre et comment[71]. Le juge en chef a répondu à cette énigme apparente en soulignant que l'utilisation des mots « absolue », « plénière » et « totale » pour qualifier une matière d'intérêt national « n'est pas utile » parce que ces mots se rapportent à la portée de la compétence et ne parle pas du caractère exclusif d'une telle compétence[72]. La portée de la compétence est déterminée par la nature de la matière pertinente. Ainsi, à *Ontario Hydro*, les relations de travail relevaient de la portée de la matière qu'est l'énergie nucléaire en raison du lien entre les relations de travail et l'exploitation sécuritaire des installations nucléaires[73]. La capacité d'une province de réglementer en cette matière devrait être déterminée par l'application de la théorie du double aspect qui « reconnaît que des situations de fait identiques peuvent être réglementées suivant des perspectives différentes[74] ».

Fait important, la théorie du double aspect s'applique autant aux pouvoirs relatifs à l'intérêt national qu'aux autres chefs de compétence fédéraux et provinciaux, mais

---

[67] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 115.

[68] *Ibid* au para 116.

[69] *Ibid* au para 117. Voir aussi *Munro v National Capital Commission* [1966] RCS 663 à la p 672, 57 DLR (2e) 753 [*Munro*].

[70] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 118.

[71] Andrew Leach et Eric M Adams, « Seeing Double: Peace, Order, and Good Government, and the Impact of Federal Greenhouse Gas Emissions Legislation on Provincial Jurisdiction » (2020) 29:1 Const Forum Const 1, propose cette interprétation de la théorie de l'intérêt national conne la théorie de transfert du pouvoir POBG.

[72] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 122.

[73] *Ontario Hydro c Ontario (Commission des relations de travail)*, [1993] 3 RCS 327, 107 DLR (4e) 457 [*Ontario Hydro*]. D'autres questions (voir par ex l'emplacement de l'aérodrome dans *Johannesson c Municipality of West St Paul*, [1952] 1 RCS 292, [1951] 4 DLR 609 [*Johannesson*]) pourraient avoir une portée encore plus vaste, mais dans chaque cas, la portée ou la nature absolue du pouvoir doit être déterminée en fonction de la nature de la matière concernée.

[74] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 125, citant *Desgagnés Transport Inc. c Wärtsilä Canada Inc.*, 2019 CSC 58 au para 84, qui soutient : « Si une situation de fait peut être réglementée suivant des perspectives fédérale et provinciale différentes, et que chaque ordre de gouvernement a un intérêt impérieux à adopter des règles de droit la concernant, alors la théorie du double aspect peut s'appliquer. »

cela signifie qu'elle « *va* s'appliquer dans un cas donné[75] ». La « situation de fait » doit se prêter à une interprétation à partir de points de vue différents. Mais tel est le cas, les deux lois peuvent être valides, sous réserve de la prépondérance de la norme fédérale[76]. Le juge en chef n'a pas perdu de vue l'importance de cette conclusion :

> La théorie du double aspect prend une importance particulière dans les cas où, comme en l'espèce, le fédéral revendique compétence sur une matière impliquant l'imposition d'une norme nationale minimale au moyen d'une loi qui agit comme filet de sécurité. La reconnaissance d'une telle matière d'intérêt national va inévitablement entraîner une situation de double aspect. C'est de fait le principe même à la base d'un mécanisme d'un régime fédéral qui impose des normes nationales minimales : tant le fédéral que les provinces ont la faculté de légiférer à l'égard de la même situation de fait — en l'occurrence, la tarification des émissions de GES — mais la loi fédérale a prépondérance[77].

Après avoir répondu à ces préoccupations « préliminaires », le juge en chef s'est tourné vers deux autres considérations méthodologiques associées à la détermination des matières d'intérêt national. La première était de souligner que la reconnaissance d'une matière comme étant d'intérêt national doit être fondée sur la preuve[78]. Cela fait ressortir l'importance de constituer un dossier adéquat, particulièrement en ce qui a trait à des matières comme l'incapacité provinciale, mais aussi, comme nous le verrons, en ce qui a trait à ce que le juge en chef décrit comme étant la question préliminaire importante, à savoir : « si la matière proposée présente, pour le Canada tout entier, un intérêt suffisant pour justifier d'être prise en considération au regard de cette théorie[79] ». Le deuxième point a trait à la question de la « nouveauté » et à la question de savoir si la matière proposée devrait être quelque chose qui devait être inconnu historiquement au moment de la Confédération. Le juge en chef a rejeté l'exigence de la « nouveauté ». À son avis, les références à la nouveauté dans la jurisprudence doivent être interprétées de telle sorte que « [l]'élément crucial de la présente analyse est l'exigence qui requiert qu'une matière d'intérêt national possède un caractère intrinsèquement national, et non qu'elle soit historiquement nouvelle[80] ». Par conséquent, l'appréciation initiale d'une matière (comme l'extraction d'uranium) comme quelque chose de nature locale faisant partie de ce « qui aurait relevé de différentes catégories de sujets parmi la liste de ceux assignés aux provinces : par. 92(5), 92(9), 92(10) et 92(13) » pourrait évoluer au fil du temps de telle sorte que dans le cas de l'énergie atomique « l'exploitation des substances brutes servant à sa production [pourrait être]… déclarée matière, qui est, de par sa nature, d'intérêt national en raison des risques qu'elle présente pour la santé et la sécurité, en particulier le risque de dommages interprovinciaux catastrophiques[81]… »

G) *CROWN ZELLERBACH*, RAFRAÎCHI ET REMIS À NEUF

À la lumière de ces importantes précisions, le juge en chef s'est tourné vers le critère de détermination des questions d'intérêt national. Bien que le critère remis à neuf du juge en chef Wagner s'inspire considérablement du critère du juge Le Dain énoncé dans l'arrêt *Crown*

---

[75] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 128, italiques dans l'original. L'argument voulant que la théorie du double aspect doive s'appliquer aux matières d'intérêt national a été soulevé dans Leach et Adams, *supra* note 71, Nathalie J Chalifour, Peter Oliver et Taylor Wormington, dans « Clarifying the Matter: Modernizing Peace, Order, and Good Government in the Greenhouse Gas Pollution Pricing Act Appeals » (2020) 40:2 NJCL 53, et dans notre commentaire sur le Renvoi relatif à la LTPGES de l'Alberta, Olszynski, Bankes & Leach, *supra* note 10.

[76] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 aux para 129–30.

[77] *Ibid* au para 129.

[78] *Ibid* au para 133, citant Jean Leclair, « The Elusive Quest for the Quintessential 'National Interest' » (2005) 38 UBC L Rev 355, et Katherine Swinton, « Federalism under Fire: The Role of the Supreme Court of Canada » (1992) 55:1 Law & Contemp Probs 121.

[79] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 142.

[80] *Ibid* au para 136.

[81] *Ibid* au para 138.

Zellerbach, il y a quelques modifications importantes qui s'inspirent largement du critère de classification en vertu du pouvoir de légiférer sur le trafic et le commerce circonscrit dans *General Motors*, s'applique au *Renvoi relatif à la Loi sur les valeurs mobilières* et au *Renvoi relatif à la réglementation pancanadienne des valeurs mobilières*[82]. Le critère du juge en chef Wagner est en fait un critère en trois étapes. Il commence par une question préliminaire (la matière présente-t-elle, pour le Canada tout entier, un intérêt suffisant pour justifier d'être prise en compte au titre de la théorie?) avant d'aller de l'avant pour analyser, en deuxième étape, la question de l'unicité, de la particularité et de l'indivisibilité, un indicateur solide de l'incapacité provinciale de trancher efficacement la matière. La troisième et dernière étape consiste à analyser l'incidence de la reconnaissance d'une matière d'intérêt national sur l'autonomie provinciale. Nous abordons chacun de ces éléments tour à tour ci-dessous.

1. Question préliminaire

La détermination de la question préliminaire « requiert un examen fondé sur le sens commun[83] ». L'examen « fait en sorte que la théorie de l'intérêt national ne puisse pas être invoquée trop à la légère et fournit des éléments contextuels essentiels pour l'analyse qui va suivre »[84]. Il ne suffit pas d'affirmer *l'importance* d'une matière pour satisfaire à cette étape : « [L]e fédéral doit apporter une preuve propre à convaincre le tribunal que la matière présente pour le Canada tout entier un intérêt suffisant pour justifier sa prise en considération conformément à cette théorie[85]. » Si le gouvernement fédéral est en mesure de s'acquitter de ce fardeau, l'examen est recentré sur les notions d'« unicité, de particularité et d'indivisibilité », éclairées par l'incapacité provinciale, mais maintenant considérées sous l'angle de deux « principes ».

2. Unicité, particularité et indivisibilité

Le *premier principe* est qu'« une compétence ne devrait être reconnue sur la base de la théorie de l'intérêt national que si la matière en cause est particulière, identifiable et *qualitativement différente* de matières d'intérêt provincial[86] ».

Comment peut-on alors déterminer si quelque chose est qualitativement différent? Le juge en chef propose un facteur clé, en se demandant si « la matière a un caractère principalement extraprovincial et international, eu égard à sa nature intrinsèque et à ses effets[87] ». De plus, « [i]l est possible que, dans certains cas, des accords internationaux indiquent qu'une matière est qualitativement différente de matières d'intérêt provincial[88] ». Un autre facteur limitatif est que la matière « ne doit pas être un agrégat de matières provinciales », et que la « loi fédérale ne sera pas qualitativement distincte si elle déborde la réglementation d'un aspect national et fait double emploi avec la réglementation provinciale ou régit des questions qui sont principalement d'intérêt local[89]. »

---

[82] *General Motors of Canada Ltd. c City National Leasing*, [1989] 1 RCS 641, 58 DLR (4e) 255 [*General Motors*]; *Renvoi relatif à la Loi sur les valeurs mobilières*, 2011 CSC 66; *Renvoi relatif à la réglementation pancanadienne des valeurs mobilières*, 2018 CSC 48. Pour une analyse détaillée du critère de classification en vertu du pouvoir de légiférer sur le trafic et le commerce appliqué à la LTPGES et à d'autres politiques de tarification du carbone, voir Andrew Leach, « Environmental Policy is Economic Policy: Climate Change Policy and the General Trade and Commerce Power » (2021) 52:2 RD Ottawa 97.

[83] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 142.

[84] *Ibid* au para 143.

[85] *Ibid* au para 144.

[86] *Ibid* au para 146, italiques ajoutés.

[87] *Ibid* au para 148.

[88] *Ibid* au para 149. *Canada (Attorney General) v Ontario (Attorney General)* [1937] 1 DLR 673 (PC) [1937] 1 WWR 299, conclut que les accords internationaux ne sont pas déterminants de la compétence fédérale, mais qu'ils ont joué un rôle dans des affaires relatives au pouvoir POBG antérieures, y compris *Reference re the Regulation and Control of Aeronautics in Canada*, [1932] AC 54 (PC) [1931] 10 WLUK 26, *Reference re Regulation and Control of Radio Communication in Canada*, [1932] AC 304 (PC) [1932] 2 DLR 81, et notamment dans *Crown Zellerbach*, *supra* note 14 à la p 408. Le juge en chef Wagner explique que « les accords internationaux […] peuvent aider à démontrer qu'une matière a un caractère extraprovincial et international et ainsi appuyer la conclusion que cette matière est qualitativement différente de matières d'intérêt provincial », tout en insistant sur le fait qu'ils ne confèrent pas en soi de nouveaux pouvoirs au Parlement.

[89] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 150.

Le *deuxième principe* est que « la preuve démontre l'incapacité des provinces de s'occuper de la matière[90] ». En élaborant ce principe, le juge en chef s'est fondé sur les quatrième et cinquième indices examinés dans l'arrêt *General Motors*. Ainsi :

> (1) la loi devrait être d'une nature telle que la Constitution n'habiliterait pas les provinces, conjointement ou séparément, à l'adopter; (2) l'omission d'inclure une seule ou plusieurs provinces ou localités dans le système législatif compromettrait l'application de ce système dans d'autres parties du pays. Bien que le juge en chef Dickson estime que les facteurs dans l'arrêt *General Motors* ne sont pas individuellement nécessaires pour la classification en vertu du pouvoir de légiférer sur le trafic et le commerce, pour établir l'incapacité provinciale aux fins de la théorie de l'intérêt national, ces deux facteurs sont requis[91].

En adoptant ce cadre, le juge en chef a rejeté l'argument avancé au cours des procédures selon lequel l'incapacité provinciale devrait être interprétée littéralement comme signifiant que les provinces n'ont pas compétence pour de s'occuper de la matière[92].

À ces deux principes, le juge en chef ajoute un troisième *facteur*, à savoir que « le défaut d'une province de s'occuper d'une matière doit avoir des conséquences extraprovinciales *graves*[93] ». Bien que le juge en chef estime que l'ajout de ce facteur « place haut la barre à atteindre », il englobe apparemment une gamme élargie de scénarios[94]. Dans une tentative de clarification, le juge en chef a ajouté que l'exigence de conséquences graves à l'échelle nationales « sera respectée s'il existe un préjudice réel ou un risque sérieux qu'un tel préjudice se matérialise dans le futur. Il peut s'agir d'une atteinte grave à la vie et à la santé humaines, ou encore à l'environnement, quoique les conséquences ne se limitent pas nécessairement à ce genre de préjudices[95]. » En même temps, « [u]n simple manque d'efficacité ou des coûts financiers supplémentaires résultant d'une compétence partagée ou d'un chevauchement de compétences sont clairement insuffisants[96] ».

Les deux principes donnent effet à l'exigence selon laquelle une matière doit être indivisible, telle qu'énoncée dans l'arrêt *Crown Zellerbach*. Comme l'explique le juge en chef :

> Le premier de ces principes requiert que l'on soit en présence d'une matière particulière et identifiable, qui ne constitue pas un agrégat illimité de sujets. Le second principe exige qu'il y ait incapacité provinciale, suivant la définition claire qui en est donnée dans l'arrêt Crown Zellerbach et, de fait, dans l'ensemble de la jurisprudence de la Cour sur l'intérêt national de notre Cour, incapacité qui est un indice d'indivisibilité[97].

3. Étendue de l'effet sur la compétence des provinces

La dernière étape de l'analyse est le critère de l'étendue de l'effet, lequel est un critère

---

[90] *Ibid* au para 152, italiques ajoutés.

[91] *Ibid*, faisant référence à l'arrêt *General Motors*, *supra* note 82.

[92] Pour un argument voulant que la capacité des provinces de légiférer en matière d'émissions de GES doive être déterminante d'une réponse négative au facteur d'incapacité provinciale, voir le *Renvoi relatif à la LTPGES* (mémoire du procureur général de la Saskatchewan), au para 86, ou *Renvoi relatif à la LTPGES* (mémoire du procureur général du Québec), au para 36.

[93] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 153.

[94] *Ibid* aux para 153–54. Par exemple, le juge en chef fait référence à l'arrêt *Johannesson*, *supra* note 73 (les conséquences intolérables de l'isolement des collectivités du Nord découlaient de l'inapplication de la *Loi sur l'aéronautique* par la compétence fédérale), *Munro*, *supra* note 69 (l'absence de compétence fédérale « aurait privé l'ensemble de la population canadienne d'une capitale nationale appropriée »), *Attorney General for Ontario v Attorney General for the Dominion*, [1896] AC 348 (PC), CR [11] AC 222 (faisant référence à la discussion dans cette affaire de trafic d'armes), et *Ontario Hydro*, *supra* note 73 (le risque d'une catastrophe nucléaire).

[95] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 155.

[96] *Ibid*.

[97] *Ibid* au para 158.

contextuel conçu pour prévenir l'« élargissement excessif des pouvoirs fédéraux ». Ainsi,

> … l'empiétement sur l'autonomie des provinces qui résulte de l'attribution au Parlement du pouvoir d'agir est mis en balance avec l'étendue des effets qu'aurait sur les intérêts touchés le fait que le Parlement ne serait pas capable, sur le plan constitutionnel, d'agir à l'égard de la question à l'échelle nationale. La reconnaissance d'une nouvelle matière d'intérêt national ne sera justifiée que si les effets de cette incapacité l'emportent sur les effets de l'empiétement[98].

H) APPLICATION DU NOUVEAU CRITÈRE À LA *LTPGES*

1. Question préliminaire : intérêt important pour le Canada dans son ensemble

Comme pour toutes les cours d'appel provinciales, les juges majoritaires reconnaissent que les changements climatiques constituent un « défi existentiel » et « une menace pour l'avenir de l'humanité[99] ». Cependant, et comme dans l'arrêt *Crown Zellerbach* où la matière ne concernait pas simplement la pollution marine, mais plutôt la pollution marine par l'immersion de déchets de mer, « la question précise dont la Cour est saisie est celle de savoir si l'établissement de normes nationales minimales de tarification rigoureuse en vue de la réduction des émissions de GES est une matière d'intérêt national[100]. » Le dossier étayait entièrement « l'importance de la tarification du carbone[101] » et reflétait en fait « l'existence, tant au Canada que sur le plan international, d'un consensus portant que la tarification du carbone est un élément indispensable en vue de la réduction des émissions de GES[102] ». À ce titre, la détermination proposée d'une nouvelle matière d'intérêt national « franchit aisément l'étape de la question préliminaire » et justifie d'être prise en considération plus en détail[103].

Comme nous l'avons examiné plus en détail dans la Partie V (commentaire), ces constatations de la Cour suprême sont importantes. Bien qu'il ne s'agisse pas de la question centrale, les arguments soutenus par la majorité en matière de changements climatiques vont au-delà des simples remarques *incidentes* et sont susceptibles d'influencer d'autres types de litiges en matière de changements climatiques au Canada, y compris les litiges actuels fondés sur la *Charte*, les litiges futurs en matière délictuelle (p. ex. en ce qui concerne les coûts liés aux changements climatiques) et les différends relatifs aux répercussions liées à des projets[104].

2. Unicité, particularité et indivisibilité

En ce qui concerne le premier principe du critère susmentionné, le juge en chef estime que la matière visée par la législation est qualitativement différente des matières de compétence provinciale. Encore une fois, les motifs mènent à la nature des émissions de GES, qui « constituent un type de polluant particulier et identifiable de façon précise » qui « représentent un problème de pollution dont l'envergure n'est pas seulement interprovinciale, mais mondiale[105] ». Les accords internationaux sont pris en compte, car « [t]ant la CCNUCC que l'Accord de Paris aident à illustrer la nature principalement extraprovinciale et internationale des émissions de GES et à étayer la conclusion selon laquelle la matière en question est qualitativement différente de

---

[98] *Ibid* au para 161.

[99] *Ibid* au para 168.

[100] *Ibid*.

[101] *Ibid* au para 169.

[102] *Ibid* au para 170.

[103] *Ibid* au para 171.

[104] Voir par ex le renvoi du gouvernement de l'Alberta à la Cour d'appel de l'Alberta, *Re: An Act to Enact the Impact Assessment Act and the Canadian Energy Regulator Act, to amend the Navigation Protection Act and to make consequential amendments to other Acts*, SC 2019, c 28 and the *Physical Activities Regulations*, SOR/2019-285, ABCA, numéro de dossier 1901-0276-AC (décision à venir) en ce qui concerne la validité de la *Loi sur l'évaluation d'impact* [*Référence C-69*].

[105] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 173.

matières d'intérêt provincial[106]. » Les motifs portent ensuite sur la tarification des émissions, soutenant que la *Déclaration de Vancouver* et d'autres initiatives fédérales-provinciales reflètent l'état de la tarification des GES comme « forme distincte de réglementation[107] ». La tarification « n'est pas assimilable à la réglementation [d]es émissions en général » et elle « est également d'une nature différente de celle des mécanismes de réglementation non tarifaires, telles les initiatives spécifiques touchant l'électricité, le bâtiment, les transports, l'industrie, les forêts, l'agriculture et la gestion des déchets[108] ». Enfin, la mise en œuvre de normes minimales en matière de tarification du carbone en s'appuyant sur le rôle de filet de sécurité est jugée qualitativement différente des matières d'intérêt provincial. L'approche fédérale complète les régimes provinciaux et « le fait suivant une approche distinctement nationale, qui ne représente pas un agrégat de matières provinciales et ne reproduit pas les systèmes provinciaux de tarification des GES[109] ». Bien que dans une certaine logique le régime fédéral soit toujours applicable, il n'est directement applicable que lorsqu'une province ou un territoire néglige de mettre en œuvre un mécanisme de tarification suffisamment rigoureux et que le gouvernement fédéral inscrit la province dans une Annexe par règlement[110]. En somme :

> …le rôle fondamental de la *LTPGES* est un rôle distinctement fédéral : l'évaluation des mécanismes provinciaux de tarification au regard d'une norme légale fondée sur le rendement, afin de parer aux risques que pose à l'échelle nationale une tarification du carbone insuffisamment rigoureuse dans une région ou une autre du pays. La *LTPGES* ne prescrit pas de règles applicables aux mécanismes provinciaux de tarification tant que ceux-ci respectent la norme fixée par le gouvernement fédéral[111].

Nous examinons ci-dessous, dans notre commentaire, la distinction entre les règles de prescription qu'une province doit respecter par opposition à l'application de règles fédérales pour compléter les règles provinciales qui n'établissent pas le degré requis de rigueur de la tarification. Nous sommes d'avis que la *LTPGES* concerne la dernière et non la première.

Le juge en chef a ensuite donné trois raisons pour conclure que la preuve établissait l'incapacité de la province de traiter de la matière proposée. Premièrement, « qu'elles agissent seules ou de concert, les provinces ne sont pas habilitées par la Constitution à établir des normes nationales minimales de tarification rigoureuse des GES en vue de réduire les émissions de ces gaz[112] ». Bien qu'ils puissent obtenir le même résultat par la coopération, rien ne pouvait garantir que celle-ci se poursuivrait, « puisque toute province pouvait à tout moment décider de retirer son adhésion à cette approche[113] ». Ici, le juge en chef s'appuie sur la décision rendue dans le *Renvoi relatif à la réglementation pancanadienne des valeurs mobilières* pour appuyer une interprétation de l'incapacité des provinces, qui repose en partie sur l'incapacité des provinces de s'engager avant l'adoption de politiques futures.

Deuxièmement, le risque de retrait d'une province pourrait nuire à l'efficacité du régime dans son ensemble. La réduction des émissions par les provinces qui maintiennent leur adhésion au régime pourrait être plus qu'annulée par l'augmentation des émissions (que ce soit en raison de fuites d'émissions ou autrement) dans les provinces qui ne mettent pas en œuvre un mécanisme de tarification des GES suffisamment rigoureux[114]. Le dossier a renforcé la réalité de ce risque, comme il est énoncé dans

[106] *Ibid* au para 174.
[107] *Ibid*.
[108] *Ibid* au para 175.
[109] *Ibid* au para 177.
[110] *Ibid* au para 178.
[111] *Ibid* au para 179.
[112] *Ibid* au para 182.
[113] *Ibid*.
[114] *Ibid* au para 183.

ce qui est sans doute deux des paragraphes les plus importants de la décision. Le juge en chef a souligné qu'« [e]ntre 2005 et 2016… les émissions ont chuté de 22 pour 100 en Ontario, de 11 pour 100 au Québec et de 5,1 pour 100 en Colombie-Britannique,… toutefois ces baisses ont été en grande partie annulées par des hausses de 14 pour 100 des émissions en Alberta et de 10,7 pour 100 des émissions en Saskatchewan[115]. » Il a ajouté que « lorsque les provinces qui sont collectivement responsables de plus des deux tiers des émissions totales de GES au Canada choisissent de se retirer d'un régime de coopération, on est à même de constater les limites évidentes d'une approche coopérative non contraignante[116] ».

Enfin, le juge en chef a insisté sur le fait que le défaut de collaboration d'une province aurait « de graves conséquences sur des intérêts extraprovinciaux ». Le raisonnement qui justifie cette conclusion est nécessairement complexe. Il commence par un passage qui réexamine les risques associés aux changements climatiques :

> Les émissions de GES sont incontestablement responsables des changements climatiques. De plus, il est incontesté que les effets des changements climatiques n'ont pas de lien direct avec la source des émissions de GES; les émissions de GES de chaque province contribuent aux changements climatiques, et les conséquences de ces changements se feront ressentir à l'extérieur de la province, partout au Canada et dans le monde entier. De plus, il est bien établi que les changements climatiques causent des dommages considérables à l'environnement, à l'économie et aux êtres humains au pays et à l'étranger, et qu'ils ont des répercussions particulièrement sévères dans les régions arctiques et côtières du Canada, ainsi que pour les peuples autochtones[117].

Le juge en chef est ensuite passé de cet énoncé des effets mondiaux à l'argument selon lequel le défaut de coopération d'une province ne pouvait guère « avoir de graves conséquences sur des intérêts extraprovinciaux », étant donné que l'impact des émissions d'une seule province ne pourrait pas entraîner de préjudice mesurable pour les autres provinces[118]. Sa réponse à cet argument, qui s'adresse de plus en plus aux tribunaux nationaux de différents secteurs de compétence dans divers contextes de litiges liés aux changements climatiques (comme il en a été question plus en détail dans la Partie V), était concise : « Étant donné que, suivant la logique qui sous-tend cet argument [que les émissions de toute administration sont sans conséquence sur le plan des changements climatiques], on pourrait appliquer ce raisonnement à l'égard de toute source individuelle d'émissions, où qu'elle soit, cet argument ne saurait être retenu[119]. » Cette conclusion a été renforcée par d'autres références aux conséquences désastreuses des changements climatiques, ainsi que par le problème de la défection dans le contexte de l'action collective et les problèmes de fuite des émissions. Bien que le juge en chef n'utilise pas ce libellé précis à ce stade-ci du jugement, il semble que ce soit le message qui sous-tend le passage suivant :

> Bien que les émissions de chaque province contribuent effectivement aux changements climatiques, il est impossible de nier que ces changements constituent un « problème intrinsèquement mondial » auquel ne peuvent s'attaquer entièrement ni le Canada, ni une province agissant seule. Cette constatation tend à indiquer qu'il y a incapacité provinciale. Parce que les changements climatiques constituent un problème mondial, la seule façon réaliste de les combattre est au moyen d'efforts internationaux. L'inaction de toute province menace la capacité du Canada de s'acquitter de ses obligations internationales, situation qui à son tour nuit à la capacité de notre pays de plaider en faveur de mesures internationales de réduction des

[115] *Ibid* au para 184.

[116] *Ibid* au para 185. Les provinces dont il est question ici sont les trois provinces qui ont entrepris des procédures de renvoi : la Saskatchewan, l'Ontario et l'Alberta.

[117] *Ibid* au para 187.

[118] *Ibid*.

[119] *Ibid* au para 188. Crochets ajoutés à des fins de clarification.

> émissions de GES. En conséquence, le défaut d'agir d'une province menace directement le Canada tout entier. Cela ne veut pas dire que le Parlement a le pouvoir de mettre en œuvre les obligations issues de traités du Canada — il ne dispose pas de ce pouvoir –, mais simplement que le caractère intrinsèquement mondial des émissions de GES et du problème des changements climatiques appuie la conclusion qu'il y a incapacité provinciale en l'espèce[120].

En effet, cela est renforcé par la nature de filet de sécurité de la *LTPGES*, qui n'intervient que lorsqu'une province omet de légiférer sur une tarification du carbone suffisamment rigoureuse[121].

3. Le dernier critère : l'étendue de l'effet de la matière sur la compétence des provinces

L'étendue de l'effet de la matière sur la compétence des provinces était au cœur des objections de chacune des provinces qui contestaient la constitutionnalité de la *LTPGES*, en particulier l'Alberta. Nous résumons ci-dessous l'opinion majoritaire sur cette question et présentons nos commentaires dans la Section V. Le juge en chef convient que « la reconnaissance d'un domaine jusqu'ici non identifié présentant un double aspect » aurait « un effet évident sur l'autonomie des provinces[122] ». Mais cette ingérence dans l'autonomie est limitée et pourrait être justifiée ou compensée par « l'effet qu'aurait sur les intérêts qui seront touchés le fait que le Parlement ne pourrait pas, suivant la Constitution, s'occuper de la matière à l'échelle nationale[123] ».

Le juge en chef a donné deux raisons à cette conclusion. Premièrement, il a fait observer que l'ingérence dans « la liberté des provinces de légiférer est minime[124] ». Une province serait toujours en mesure de légiférer sur un large éventail de matières relatives aux émissions de GES. En effet, une province demeure « libre de créer par voie législative tout système de tarification des GES, pourvu que ce système respecte les normes nationales minimales de tarification rigoureuse[125] ». Deuxièmement, « l'effet de la matière sur des sphères de vie provinciale qui relèveraient habituellement de chefs de compétence provinciaux est lui aussi limité[126] ». Chaque consommateur pourrait choisir comment il réagirait aux signaux de prix qui pourraient découler des normes minimales fédérales[127], et bien que la nouvelle matière exigerait un certain pouvoir de « surveillance » du fédéral, celui-ci serait également limité par l'objet de la *LTPGES* et les principes de droit administratif[128]. Les provinces conserveraient la capacité de légiférer dans la plupart des domaines liés aux émissions de GES sans surveillance fédérale[129]. En somme :

> La *LTPGES* n'a donc pas pour conséquence de restreindre la liberté des provinces de légiférer, mais plutôt de limiter partiellement leur faculté de choisir de ne pas adopter par voie législative de mécanismes de tarification ou encore d'adopter législativement des mécanismes de tarification qui sont moins rigoureux que ceux nécessaires pour atteindre les cibles nationales. Bien que cette restriction puisse compromettre l'équilibre que souhaitent établir les provinces entre les considérations économiques et les considérations environnementales, il est nécessaire de tenir compte des intérêts qui seraient affectés — par suite de conséquences irréversibles pour l'environnement,

[120] *Ibid* au para 190. Il convient de rappeler que le juge en chef avait expressément reconnu le problème de l'action collective plus tôt et de la façon susmentionnée au para 24.

[121] *Ibid* au para 195.

[122] *Ibid* au para 197.

[123] *Ibid* au para 196.

[124] *Ibid* au para 199.

[125] *Ibid* au para 200.

[126] *Ibid*.

[127] *Ibid* au para 201.

[128] *Ibid* au para 202.

[129] *Ibid* au para 206.

> pour la santé et la sécurité des êtres humains et pour l'économie — si le Parlement était incapable suivant la Constitution de s'occuper de la matière à l'échelle nationale[130].

Dans le commentaire qui suit, nous abordons plus en détail la suggestion selon laquelle une province ne peut pas légiférer une mesure moins rigoureuse, ce qui pourrait sous-entendre qu'un tel régime provincial pourrait être invalide ou inapplicable. Bref, nous estimons que cette insinuation n'est pas justifiée. Le fait qu'une province n'ait pas légiféré un prix du carbone ou légiféré un prix du carbone suffisamment rigoureux pour satisfaire à la norme fédérale ne fait qu'exposer la province à l'application du filet de sécurité du régime fédéral; cela ne rend pas pour autant le régime provincial invalide ou inapplicable (à moins qu'il y ait une incohérence réelle suffisante pour déclencher la prépondérance).

Le juge en chef a conclu sa discussion sur la théorie de l'intérêt national en anticipant au moins certaines des critiques des juges dissidents, en particulier le juge Brown. Plus précisément, il s'est dit préoccupé par le fait que l'inclusion de l'établissement de normes nationales dans la nouvelle matière risquait d'ouvrir la porte à un vaste ensemble de lois fédérales d'établissement de normes nationales et à la surveillance des gouvernements provinciaux par le fédéral d'une manière qui serait incompatible avec la version canadienne du fédéralisme. Après tout, l'établissement de normes nationales sera toujours hors de la portée des provinces et des territoires. Le juge en chef a répondu en insistant sur les exigences cumulatives que le gouvernement fédéral devrait respecter pour qualifier une matière comme étant une nouvelle matière d'intérêt national. Plus particulièrement, il a choisi d'insister sur le besoin d'établir que le fait de ne pas reconnaître la matière aurait des effets sur les intérêts d'autres provinces[131].

IV. BREF RÉSUMÉ DES MOTIFS DE DISSIDENCE

Comme nous l'avons indiqué dans l'introduction, notre objectif en examinant les opinions dissidentes est de mettre en évidence les points d'accord et de désaccord entre l'opinion majoritaire et les opinions dissidentes.

A) DISSIDENCE DE LA JUGE CÔTÉ

La juge Côté est d'accord avec les juges majoritaires en ce qui concerne la *formulation* de la théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG[132], mais conclut que la *LTPGES* ne s'inscrit pas dans cette formulation en raison de l'étendue du pouvoir discrétionnaire que la loi accorde au gouverneur en conseil, ce qui entraîne l'absence de toute limite significative au pouvoir de l'exécutif. De plus, elle estime que ces vastes pouvoirs discrétionnaires de façon indépendante « violent la *Loi constitutionnelle de 1867* ainsi que les principes constitutionnels fondamentaux de la souveraineté parlementaire, de la primauté du droit et de la séparation des pouvoirs[133] ».

Pour la juge Côté, l'essence de la question est que les normes nationales minimales envisagées par la *LTPGES* sont établies par le pouvoir exécutif et non explicitement dans la *LTPGES* elle-même[134], et que la Partie II de la *LTPGES* « confère le pouvoir à l'exécutif d'établir, non pas des normes nationales minimales, mais plutôt des normes variables et incohérentes par industrie[135]. » La juge Côté conclut que les règlements pris en vertu de la Loi pourraient « imposer des limites si strictes aux industries des combustibles fossiles ou de la potasse, deux grandes émettrices de GES, que ces industries en seraient décimées[136] ». Comme il a été mentionné précédemment, la Partie II de la *LTPGES* établit des normes fondées sur le rendement au niveau industriel, de sorte que l'imposition de ces politiques pourrait avoir des répercussions différentes dans l'ensemble des industries. Toutefois, la Partie II garantit

[130] *Ibid*.

[131] *Ibid* au para 209.

[132] *Ibid* au para 222.

[133] *Ibid*.

[134] *Ibid* au para 236.

[135] *Ibid* au para 238.

[136] *Ibid*.

une norme de traitement qui ne serait pas plus désavantageuse que celle qui s'appliquerait à une redevance réglementaire sur toutes les émissions. Les normes de rendement de la Partie II correspondent à l'attribution de crédits d'émissions par unité de production, de sorte que la Partie II sert de mécanisme pour réduire les coûts pour les grands émetteurs par rapport à ce qui serait le cas s'ils étaient couverts seulement par la structure de redevance sur les combustibles de la Partie I.

La principale préoccupation de la juge Côté à l'égard du degré de pouvoir discrétionnaire accordé au Cabinet fédéral concerne les clauses dites « Henry VIII » de l'art. 168 de la Partie 1 et de l'art. 192 de la Partie II de la *LTPGES*. Une clause dite « Henry VIII » est une disposition législative qui permet à « l'exécutif de modifier, par règlements, la loi même qui autorise la prise des règlements[137]. » Les articles 168 et 192 de la *LTPGES* délèguent effectivement au gouverneur en conseil un vaste pouvoir d'ajuster une vaste gamme de paramètres qui définissent le fonctionnement de la redevance sur les combustibles ou du STFR. L'article 168 donne le pouvoir discrétionnaire de fixer les taux, la couverture, les redressements, l'assurance de la conformité et d'établir le régime de référence pour déterminer l'inscription des provinces à l'annexe aux fins de l'application du filet de sécurité. L'article 192 permet à l'exécutif de prendre des règlements pour le STFR, notamment des règlements définissant une installation assujettie, les contraintes en matière de rapports, les périodes de conformité et les délais de compensation, ainsi que la détermination de la quantité et la vérification des émissions. Ces pouvoirs font tous partie intégrante de la loi. Seul l'alinéa 192n) qui permet de prendre des règlements « prévoyant des frais d'utilisation » ne semble pas avoir de lien clair avec le régime législatif. La juge Côté souligne également le vaste pouvoir discrétionnaire conféré par les paragraphes 166(2-3) en ce qui concerne la redevance sur les combustibles dans la Partie I et en particulier le paragraphe 166(4) qui permet de prendre des règlements « relatifs au régime de redevance sur les combustibles ». Étant donné que cela s'applique « malgré les dispositions de la présente partie [Partie 1 de la *LTPGES*] », un tel règlement aura préséance, comme la juge Côté l'a souligné, en cas de dispositions incompatibles[138]. Il s'agit en effet d'une clause Henry VIII classique et, pour la juge Côté, de telles clauses « censées conférer à la branche exécutive le pouvoir d'annuler ou de modifier des lois du Parlement sont inconstitutionnelles[139] ».

Cette conclusion va à l'encontre d'un pouvoir élevé et de longue date[140]. Les vastes délégations de pouvoirs législatifs à l'exécutif sont des caractéristiques communes à la plupart, sinon à la totalité, des lois fédérales et provinciales sur l'environnement et les ressources naturelles au Canada[141].

En somme, bien que la juge Côté appuie la formulation des juges majoritaires de la théorie de l'intérêt national, elle estime quand même que la *LTPGES* est inconstitutionnelle en partie parce qu'elle ne cadre pas avec la matière de l'intérêt national telle qu'elle a été formulée et en partie en raison de ce qu'elle considère comme des pouvoirs discrétionnaires extraordinaires, conférés à l'exécutif. On peut déduire qu'elle aurait jugé que la *LTPGES* était valide en vertu de la théorie de l'intérêt national si le législateur avait été plus prescriptif en ce qui concerne les normes dans la loi elle-même (aussi difficile que cela puisse être du point de vue de la rédaction) plutôt que de déléguer cet impératif à l'exécutif.

B) DISSIDENCE DU JUGE BROWN

Bien que la juge Côté examine davantage la portée des pouvoirs de réglementation

---

[137] *Ibid* au para 231.

[138] *Ibid* au para 276.

[139] *Ibid* au para 294.

[140] Voir la citation des juges majoritaires aux para 85–87, *In Re George Edwin Gray*, [1918] 57 SCR 150, 42 DLR 1, ainsi que les décisions des tribunaux d'instance inférieure plus récentes comme *Waddell v Governor in Council*, [1983] 8 Admin L.R. 266, 5 DLR (4th) 254.

[141] Voir par ex art 59 de *l'Environmental Protection and Enhancement Act*, RSA 2000, c E-12, de l'Alberta, qui autorise le Cabinet à désigner ou à exempter des activités de l'évaluation environnementale, ou art 81a) de *l'Environmental Management and Protection Act*, 2002, SS 2002, c E-10.21, de la Saskatchewan qui autorise le Cabinet à prendre des règlements [traduction] « pour définir, élargir ou restreindre le sens de tout mot ou de toute expression utilisée dans la présente loi, mais non définie dans celle-ci ».

prévus dans la *LTPGES*, et que le juge Rowe (comme il en est question dans la prochaine section) s'intéresse davantage aux effets de la nature résiduelle du pouvoir POBG, ce dernier conteste toutes les principales conclusions des juges majoritaires, à l'exception de la décision de qualifier les redevances prévues aux parties 1 et 2 de la *LTPGES* comme des redevances réglementaires et non comme des taxes[142]. À la base, et comme nous l'expliquons plus en détail dans le commentaire qui suit, l'analyse du juge Brown minimise systématiquement la question des préjudices extraprovinciaux, tant de façon générale que dans les cas particuliers des GES.

Le juge Brown offre l'analyse la plus détaillée et la plus nuancée de la loi, en particulier en ce qui concerne les différences entre les parties 1 et 2 de la *LTPGES*, en soulignant qu'à son avis, la Partie 2 accorde au Cabinet fédéral une grande latitude pour examiner à fond les détails de la réglementation industrielle[143]. Il fait valoir que cela pourrait permettre au Cabinet fédéral de faire preuve de favoritisme, car cette latitude pourrait entraîner des différences importantes dans les prix *moyens* du carbone payés par différents secteurs industriels[144]. Exprimant ce point de vue, le juge Brown est tout à fait d'accord avec les commentaires du juge Rowe sur la possibilité d'examiner tout règlement d'application pour des motifs constitutionnels[145], ce qui l'amène également à comprendre les préoccupations de la juge Côté en ce qui concerne la portée du pouvoir de réglementation[146]. Ce qui est le plus important, cependant, c'est que les différences entre les parties 1 et 2 de la *LTPGES* ont finalement amené le juge Brown à insister pour que ces parties soient qualifiées séparément[147].

De l'avis du juge Brown, la qualification a pour objet de faciliter la classification d'une loi[148] et, à ce titre, il rejette non seulement la qualification générale de la *LTPGES* adoptée dans le *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Alberta* en tant que loi relative à la réglementation des émissions de GES[149], mais aussi les qualifications plus étroites offertes par le Canada et la Colombie-Britannique et finalement approuvées par la majorité, c.-à-d. les normes nationales minimales de rigueur de la tarification des émissions de GES afin de les réduire[150]. Plus particulièrement, le juge Brown estime que l'inclusion de normes nationales minimales dans la qualification de lois est tout à fait inutile, qu'il s'agit d'un « artifice » qui « tranche dans les faits le conflit de compétence » dans la mesure où il court-circuite l'analyse « en décrivant les moyens comme quelque chose que seul le pouvoir législatif fédéral peut entreprendre[151] ». Le juge Brown est certes fondé d'affirmer que les provinces sont incapables d'appliquer des normes nationales minimales et que, par conséquent, la loi est qualifiée comme imposant des normes nationales minimales qui « tranche dans les faits le conflit de compétence[152] ». L'imposition de politiques nationales n'est toutefois pas le seul point d'ancrage de l'incapacité des provinces selon l'opinion majoritaire, et le juge Brown ne traite pas vraiment du rôle fondamental que jouent les préjudices extraprovinciaux dans l'analyse du juge en chef[153]. Le juge Brown aurait également conclu que les attributs de filet de sécurité de la loi n'étaient pas importants quant à son objet et à ses effets juridiques, même s'il les a qualifiées de caractéristiques fondamentales de la Loi[154]. Le juge Brown préfère qualifier la Partie 1 de la Loi comme étant axée sur « la réduction des émissions de GES au moyen de la hausse du

[142] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 409.

[143] *Ibid* aux para 331, 339, 346.

[144] *Ibid* au para 338.

[145] *Ibid* au para 413.

[146] *Ibid* au para 414.

[147] *Ibid* au para 340.

[148] *Ibid* au para 317.

[149] *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Alberta*, *supra* note 10 au para 256.

[150] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 aux para 321–25.

[151] *Ibid* aux para 327–31.

[152] *Ibid* au para 329.

[153] Nous renvoyons précisément ici à l'analyse des motifs des juges majoritaires, *ibid* au para 190.

[154] *Ibid* au para 312.

coût des combustibles », et la Partie 2 comme étant axée sur « la réduction des émissions de GES au moyen de la tarification des émissions d'une manière qui fait une distinction entre les industries selon l'intensité des émissions et l'exposition aux échanges commerciaux[155]. »

Bien que les juges majoritaires aient pris immédiatement des mesures pour examiner la classification proposée par le Canada de la *LTPGES* sous l'angle du chef de compétence fédéral relatif au pouvoir POBG, les juges Brown et Rowe insistent en affirmant que cela est inapproprié compte tenu de la nature résiduelle du pouvoir POBG et qu'il était important de commencer par les chefs de compétence énumérés[156]. Après avoir éliminé la notion des normes nationales minimales de la qualification de la loi, le juge Brown conclut que les parties 1 et 2 de la *LTPGES* relevaient d'un ou de plusieurs chefs énumérés à l'article 92 ou à l'article 92A[157], car après tout, « toute l'économie de la Loi repose sur la prémisse selon laquelle les provinces ont compétence pour faire précisément ce que le Parlement a voulu faire dans la Loi — c'est-à-dire imposer la tarification du carbone au moyen d'un régime comparable[158] ».

N'empêche, s'il est vrai que les gouvernements provinciaux pourraient adopter des lois valides pour réglementer les émissions de gaz à effet de serre en vertu des chefs de compétence décrits par le juge Brown, son exposé omet plusieurs facteurs à considérer. Premièrement, les limites territoriales de la compétence provinciale empêchent les provinces d'établir des prix ou de réglementer autrement les sources de GES dans d'autres provinces. Deuxièmement, il omet toute considération significative de la théorie du double aspect qui a été appliquée dans d'autres affaires d'intérêt national. Par exemple, alors que les conditions de travail relèvent normalement de la compétence provinciale, le lien étroit entre ces conditions et la sûreté nucléaire entraîne des conditions de travail associées aux centrales nucléaires qui relèvent de la compétence fédérale (*Ontario Hydro*). De même, bien que le zonage et la propriété relèvent clairement de la compétence provinciale, les lois fédérales relatives à la région de la capitale nationale peuvent légitimement inclure le zonage et les restrictions aux droits de propriété (*Munro*). En somme, le fait que les lois relatives à la tarification du carbone puissent être classées sous un chef ou des chefs de compétence provinciaux n'établit pas que des lois semblables, adoptées dans une perspective fédérale à l'égard de la matière, peuvent être classées sous la théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG.

Ayant classé la *LTPGES* sous un ou plusieurs chefs de compétence provinciaux, il n'était pas strictement nécessaire que le juge Brown évoque de nouveau le pouvoir POBG et la théorie de l'intérêt national, compte tenu de ses opinions sur la nature résiduelle du pouvoir POBG. Quoi qu'il en soit, le juge Brown a poursuivi en expliquant pourquoi, à son avis, la *LTPGES* ne pouvait être maintenue en vertu du pouvoir POBG. Encore une fois, le juge Brown s'est montré critique à l'endroit des effets de l'utilisation de l'expression « normes nationales minimales » dans la mesure où elle présupposait effectivement de l'idée d'un intérêt national et privait d'une grande partie de leur valeur des éléments du cadre actuel de l'arrêt *Crown Zellerbach*[159]. Il sous-entendait ainsi que les normes *nationales* doivent, par définition, être qualitativement différentes des préoccupations provinciales et, en même temps, ne pas relever de la compétence des provinces. Pour le juge Brown, la qualification de la loi de cette façon était un code de riche, permettant à la majorité d'en présumer le résultat.

Le juge Brown a reconnu qu'une description étroite de la matière qui est censée être d'intérêt national pourrait faciliter la conformité au cadre de l'arrêt *Crown Zellerbach*[160]. Il s'est toutefois montré clairement sceptique quant à l'idée qu'une matière d'intérêt national puisse être formulée de façon aussi étroite que le caractère véritable de la loi contestée (il s'est toutefois gardé d'affirmer que ce ne pourrait

[155] *Ibid* au para 340.

[156] *Ibid* au para 341 (juge Brown) et au para 480 (juge Rowe).

[157] *Ibid* aux para 343–51.

[158] *Ibid* au para 344.

[159] *Ibid* aux para 376, 378.

[160] *Ibid* au para 354.

jamais être[161]). Mais dans ce cas, même si la matière d'intérêt national pouvait être limitée à la portée de la loi, elle devrait néanmoins être décrite en termes suffisamment larges pour englober les parties 1 et 2 de la *LTPGES*[162]. Pour le juge Brown, cela signifie que ladite matière d'intérêt national devrait être formulée de façon aussi large que « *la réduction des émissions de GES*[163] ».

Après avoir retiré toute référence aux normes nationales minimales et à la tarification du carbone de l'énoncé de la matière d'intérêt national, il est devenu beaucoup plus facile pour le juge Brown de conclure que la loi n'était pas à la hauteur du cadre de l'arrêt *Crown Zellerbach*. Le juge Brown a donné trois raisons à cette conclusion. Premièrement, une telle matière ne pourrait pas satisfaire au critère de la particularité en ce sens qu'il s'agit d'une question distincte des questions relevant de la compétence provinciale en vertu de l'article 92[164]. Pour le juge Brown, comme il a été mentionné ci-dessus, ce point a été confirmé par le caractère de filet de sécurité de la loi[165]. La théorie du double aspect ne pouvait pas *conférer* de compétence au Parlement fédéral lorsqu'il n'y en avait pas, et cette compétence ne pouvait pas non plus être conférée simplement en invoquant des normes nationales minimales[166]. Deuxièmement, la matière ne pouvait pas satisfaire au critère de *l'indivisibilité* puisque, de par leur nature, les émissions de GES sont divisibles par source et, par conséquent, par la géographie et les limites de compétence[167]. Le fait que les émissions puissent avoir des effets extraprovinciaux était loin d'être concluant et ne rend pas la question indivisible[168]. Le juge Brown nous rappelle qu'en vertu du critère de l'arrêt *Crown Zellerbach*, l'incapacité provinciale est un indice de la singularité et de l'indivisibilité, et non une preuve de l'une ou de l'autre[169]. Enfin, le juge Brown était d'avis que « Même si la réduction des émissions de GES était un domaine de compétence unique et indivisible, son impact sur la compétence provinciale serait d'une ampleur complètement incompatible avec le partage des compétences[170] ». Le juge Brown en est arrivé à cette conclusion en se fondant sur le fait que la *LTPGES* ne se limitait pas simplement à ce que les personnes payent certaines sommes et qu'elle aurait des effets profonds sur le comportement. Le fait qu'une loi sur un filet de sécurité fondée sur un intérêt national serait beaucoup moins invasive qu'une loi fédérale fondée sur le pouvoir de taxation ou le pouvoir en matière de droit pénal n'était pas pertinent :

> … leur sphère de compétence, les législatures provinciales sont souveraines, et cette souveraineté suggère le pouvoir provincial d'agir — ou de ne pas agir — comme elles le jugent approprié, et non pourvu qu'elles le fassent d'une manière qui serait approuvée par le Cabinet fédéral… L'idée même de reconnaître la compétence fédérale d'adopter par voie législative des « normes nationales minimales » concernant des matières qui relèvent de la compétence provinciale a un effet corrosif sur le fédéralisme canadien[171].

C) DISSIDENCE DU JUGE ROWE

Le juge Rowe adopte les motifs du juge Brown pour conclure que la *LTPGES* est *ultra vires* en totalité[172], mais il ajoute ses propres raisons à cette conclusion[173]. Il ajoute également

[161] *Ibid* aux para 369–70.
[162] *Ibid* au para 370.
[163] *Ibid*, italique in original.
[164] *Ibid* au para 371.
[165] *Ibid* au para 372.
[166] *Ibid* aux para 374–77.
[167] *Ibid* au para 381.
[168] *Ibid* au para 382.
[169] *Ibid* au para 383.
[170] *Ibid* au para 387, italiques dans l'original.
[171] *Ibid* au para 394, références omises.
[172] *Ibid* au para 616.
[173] *Ibid* aux para 457–795.

quelques observations sur la façon dont la Cour pourrait, dans une affaire future, examiner la validité constitutionnelle de tout règlement pris en vertu des dispositions de la *LTPGES*[174]. À l'exception de cette discussion sur les pouvoirs de réglementation en vertu de la Loi, la dissidence du juge Rowe porte entièrement sur le pouvoir d'intérêt national, qu'il met en contexte dans sa vision du fédéralisme canadien. Ainsi, il n'a rien à dire au sujet de la qualification de la loi, si ce n'est qu'il souscrit de façon générale au point de vue du juge Brown[175].

La vision du fédéralisme du juge Rowe privilégie un certain type d'autonomie provinciale et célèbre la différence et la possibilité d'agir différemment[176]. À l'instar du juge Brown, cela l'amène à une vision forte (mais probablement mal équilibrée) de la souveraineté provinciale[177], qui permet aux provinces de « porter atteinte à des intérêts extraprovinciaux si elles agissent dans leur sphère de compétence[178] », sans reconnaître que de telles atteintes doivent également diminuer la souveraineté de la ou des provinces touchées. Cette vision du fédéralisme explique pourquoi le juge Rowe met l'accent sur la nature résiduelle du pouvoir POBG et, plus précisément, sur le chef de compétence fédéral relatif au pouvoir POBG[179]. Selon le juge Rowe, cela semble être la principale différence entre son opinion et celle des juges majoritaires. À son avis, le libellé du pouvoir POBG à l'art. 91 (« ne tombant pas dans les catégories ») est tel qu'à l'étape de la qualification, il faut d'abord examiner les pouvoirs provinciaux et les chefs de compétence fédéraux avant d'examiner les pouvoirs généraux[180]. Il fait la comparaison avec l'approche adoptée par le juge en chef, qui considère le POBG comme une source principale de la compétence pouvant être déclenchée ou générée par l'invocation de « normes nationales minimales ». De l'avis du juge Rowe, « [i]l ne s'agit pas là d'un pouvoir résiduel. C'est plutôt l'antithèse d'un tel pouvoir, car celui-ci aurait pour effet d'empiéter sur la compétence confiée aux provinces[181]. » En effet, comme le juge Brown, le juge Rowe estime que toute l'idée d'un pouvoir d'intérêt national fondé sur des normes nationales minimales est contraire à la version canadienne du fédéralisme. À son avis, un tel pouvoir nie l'autonomie des provinces et équivaut à une vision de fédéralisme de surveillance parce que « lorsque les provinces deviennent des entités subordonnées, la nation n'est plus une nation de nature fédérale. Autrement dit, le fédéralisme de supervision n'est aucunement du fédéralisme[182]. » Ainsi, bien que la théorie du double aspect puisse encore permettre à une province de légiférer en ce qui concerne certains aspects de la gestion du carbone, le pouvoir prépondérant du fédéral mine effectivement l'autonomie provinciale si la Cour adopte une vision large de l'intérêt national[183].

En fin de compte, l'analyse de l'intérêt national du juge Rowe demeure fermement ancrée dans l'énonciation du juge LeDain du critère pertinent dans l'arrêt *Crown Zellerbach*, et il a pris la peine d'insister sur le fait que le seuil pour chacun des indices de LeDain était élevé. L'*importance* de la matière n'est pas pertinente[184], et une matière ne saurait obtenir le statut d'intérêt national simplement parce qu'elle a fait l'objet d'un ou de plusieurs accords internationaux qui seraient incompatibles avec l'*Affaire des relations du travail*[185]. Pour le juge Rowe, la *particularité* de la matière ne dépend pas seulement de la nature particulière des

---

[174] *Ibid* au para 595–615.

[175] *Ibid* au para 616.

[176] *Ibid* aux para 464–69. Le juge Brown cite Jean Leclair, « The Supreme Court of Canada Understanding of Federalism: Efficiency at the Expense of Diversity » (2002) 28 Queen's LJ 411, sur ce point.

[177] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 557.

[178] *Ibid* au para 556.

[179] *Ibid* aux para 480, 532. Il convient de noter, au para 478, que la conception de la théorie de l'intérêt national du juge Rowe englobe également le volet « lacune » du pouvoir POBG.

[180] *Ibid* au para 532.

[181] *Ibid* au para 574.

[182] *Ibid* au para 570.

[183] *Ibid* aux para 566–70.

[184] *Ibid* aux para 540, 577.

[185] *Ibid* au para 578.

gaz en question[186], mais exige également que le gouvernement fédéral démontre en quoi la matière en cause est « distincte de celles relevant des chefs de compétence énumérés à l'art. 92[187]. » Mais l'exigence de particularité « est intrinsèquement incompatible avec la nature de la Loi[188]. » Pour ce qui est de l'unicité et de l'indivisibilité, le juge Rowe semble avoir été d'avis que la tarification du carbone, tout comme « l'environnement », représentait un amalgame qui pouvait être partagé entre les gouvernements fédéral et provinciaux et n'avait pas une « unicité » qui exigeait l'exclusivité de la compétence fédérale[189]. Enfin, en ce qui concerne l'incapacité des provinces et les effets extraprovinciaux, comme il a déjà été mentionné, les opinions bien arrêtées du juge Rowe sur la souveraineté provinciale l'ont amené à penser que les effets extraprovinciaux, bien que pertinents, ne seraient pas un facteur déterminant de l'incapacité de la province, pas plus que le simple risque de non-coopération[190]. Cela étant dit, il est difficile d'obtenir une lecture, à partir de son jugement, de ce que le juge Rowe considérerait comme suffisant pour répondre au critère de l'incapacité provinciale.

En ce qui concerne les vastes pouvoirs de réglementation prévus aux parties 1 et 2 de la Loi, la principale différence entre le juge Rowe et le juge en chef concernait la question de savoir s'il était approprié de formuler des commentaires abondants sur les règlements de mise en œuvre de la Loi, étant donné qu'ils ne faisaient pas l'objet de procédures devant les tribunaux. Pour la majorité, il suffisait d'observer que de tels règlements pourraient se prêter à un examen au motif de leur constitutionnalité. Le juge Rowe est allé beaucoup plus loin[191]. Plus particulièrement, il s'est dit préoccupé par le fait que l'étendue des pouvoirs de réglementation en vertu de la Loi crée des possibilités de favoritisme et de réglementation pour des motifs qui n'ont rien à voir avec l'efficacité de l'établissement des prix des GES[192]. Le juge Rowe s'est également dit préoccupé par le manque de transparence habituellement associé à la prise de règlements[193]. À notre avis, ces commentaires représentent une rupture importante avec la réticence traditionnelle (et appropriée) des tribunaux à formuler des commentaires sur des questions dont ils ne sont pas saisis. De plus, au lieu d'offrir à l'exécutif le bénéfice de la présomption que l'exécutif exercera ses pouvoirs conformément à la loi, le juge Rowe attire l'attention sur la *possibilité* que ce ne soit pas le cas et que l'exécutif puisse exercer ces pouvoirs à des fins extrinsèques et préférentielles. De plus, même si le juge Rowe fait remarquer que certains pouvoirs de réglementation peuvent ne pas susciter beaucoup de transparence, il n'est pas sans savoir que les règlements pris en vertu de la *LTPGES* exigeront la préparation d'un résumé de l'étude d'impact de la réglementation (REIR) qui sera publié dans la *Gazette du Canada*[194].

V. COMMENTAIRES ET ANALYSE

A) CARACTÈRE VÉRITABLE ET MATIÈRE D'INTÉRÊT NATIONAL : ÉTROIT OU LARGE?

Comme notre examen le démontre, il existe des différences importantes dans la façon dont les juges majoritaires et les juges dissidents perçoivent l'étendue de l'objet de la loi et l'objet d'intérêt national. Bien qu'il s'agisse, en droit, de questions distinctes, les juges majoritaires et les juges dissidents s'alignent sur les deux questions. Autrement dit, bien que les juges majoritaires soient toujours en faveur d'une vision *étroite* du caractère véritable de la *LTPGES* et de la matière d'intérêt national alléguée, les juges dissidents ont une vision plus large ou plus souple du caractère véritable et de l'intérêt national.

---

[186] *Ibid* au para 580.

[187] *Ibid* au para 541.

[188] *Ibid* au para 580.

[189] *Ibid* aux para 545, 579–87.

[190] *Ibid* aux para 556–57.

[191] *Ibid* au para 600 et suivants.

[192] *Ibid* au para 614 pour la Partie 2 et 609 pour la Partie 1.

[193] *Ibid* au para 606.

[194] Voir par ex le *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement* DORS/2019-266, (2019) Gaz Can II, 5232, en ligne (pdf) : *Gazette du Canada* <www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2019/2019-07-10/pdf/g2-15314.pdf> [perma.cc/7GDL-MXYT]. Le juge Rowe renvoie à cette exigence dans le *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 607.

Le tableau suivant résume les principales positions :

	Caractère véritable	La matière d'intérêt national
Majorité	Les parties 1 et 2 établissent des normes nationales minimales de tarification rigoureuse des GES en vue de la réduction des émissions de ces gaz[195].	Établir des normes nationales minimales de tarification rigoureuse des GES en vue de la réduction des émissions de ces gaz[196].
Juge Côté	Opinion dissidente de celle des juges majoritaires au motif que la Loi elle-même n'établit pas de normes minimales, et ne peut donc pas intervenir dans la question de la matière d'intérêt national[197]; elle ne propose pas de qualification de rechange.	Est d'accord avec la majorité[198].
Juge Brown	Partie 1 : la réduction des émissions de GES au moyen de la hausse du coût des combustibles[199]. Partie 2 : la réduction des émissions de GES au moyen de la tarification des émissions d'une manière qui fait une distinction entre les industries en fonction de l'intensité des émissions et de l'exposition aux échanges commerciaux[200].	La réduction des émissions de GES[201].
Juge Rowe	Concourt avec le juge Brown[202].	Il n'y a pas de formulation claire; il semble fonder sa critique sur l'intérêt national selon la formulation du Canada, soit « établir des normes nationales minimales indispensables à la réduction des émissions de GES [gaz à effet de serre] dans le pays tout entier[203] ».

Il en va de même pour le discours judiciaire sur la portée de la loi elle-même. Alors que les juges majoritaires estiment que le gouvernement fédéral a droit à la présomption habituelle selon laquelle il n'adoptera des règlements que dans le cadre des quatre pouvoirs contenus de la loi (et minimise dans une certaine mesure les pouvoirs discrétionnaires associés au régime du STFR), les juges Brown et Rowe estiment que la portée des pouvoirs de réglementation

[195] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 80.

[196] *Ibid* au para 119.

[197] *Ibid* aux para 236–40.

[198] *Ibid* au para 236.

[199] *Ibid* au para 340.

[200] *Ibid*.

[201] *Ibid* au para 370.

[202] *Ibid* au para 616.

[203] *Ibid* au para 577.

prévus dans la *LTPGES* crée un risque d'abus. À notre avis, ce risque est surévalué et, bien que nous reconnaissions que le juge Brown offre, à bien des égards, l'exposé le plus clair de la *LTPGES*, il exagère également la portée du pouvoir discrétionnaire accordé à l'exécutif fédéral. Ainsi, bien que le STFR accorde des pouvoirs discrétionnaires qui influeront sur le prix *moyen* que différents secteurs de l'industrie paieront pour leurs émissions de carbone, tous sont assujettis au même prix marginal et ont donc un incitatif semblable à réduire les émissions[204]. De plus, dans la mesure où la Partie II porte sur la politique industrielle, elle le fait en réduisant davantage les coûts totaux pour certaines industries et installations que pour d'autres. Le pouvoir discrétionnaire réglementaire est implicitement limité par le fait que le traitement le plus défavorable pour toute installation assujettie à la Partie II de la *LTPGES* serait de recevoir le même traitement que celui des installations assujetties à la Partie I, c'est-à-dire que la redevance réglementaire s'appliquerait à toutes les émissions.

Les juges dissidents, en particulier le juge Brown, ont une vision plus large du caractère véritable de la loi et de la matière d'intérêt national. Il devient ainsi plus facile de conclure que la loi est inconstitutionnelle parce que l'élargissement de la compétence fédérale permet une ingérence accrue et, de l'avis du juge Brown, à un degré inacceptable dans l'autonomie des provinces.

B) LE RÔLE DES NORMES NATIONALES MINIMALES

Comme le montre notre résumé de l'opinion majoritaire et des opinions dissidentes, le rôle du concept de normes nationales minimales est l'une des principales lignes de démarcation entre l'opinion majoritaire et l'opinion du juge Brown (le juge Rowe étant d'accord sur ces questions). L'utilisation de l'expression « normes nationales minimales » dans le cadre de la qualification de la *LTPGES* a d'abord été mentionnée dans l'opinion du juge Richards de la Cour d'appel de la Saskatchewan dans le *Renvoi relatif à la LTPGES de la Saskatchewan*[205]. Les juges majoritaires et le *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Ontario* ont adopté cette qualification avec de légères modifications, et le juge en chef Wagner a adopté ce cadre en précisant à la fois la matière d'intérêt national et le caractère véritable de la *LTPGES*[206]. À notre avis, le terme « normes » est à la fois inexact et inapproprié. Il est inexact parce que le projet de loi vise à assurer la tarification des émissions plutôt qu'à établir des normes. Et il est inapproprié parce qu'il laisse entendre que l'autorité de surveillance fédérale est plus intrusive que ce n'est le cas en réalité.

La jurisprudence sur la théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG reflète une préoccupation de longue date selon laquelle le Parlement fédéral ne devrait pas pouvoir prendre en charge des domaines de compétence provinciale simplement en établissant des normes nationales dans les lois fédérales. Par exemple, dans l'affaire *Board of Commerce*, le vicomte Haldane a soutenu que « même s'il peut sembler important pour le Parlement du Canada qu'une telle politique… elle devrait être généralisée à l'échelle du Canada » [traduction], un désir d'uniformité nationale n'était pas suffisant pour établir la compétence fédérale[207]. Une préoccupation générale à l'échelle du pays ne constituait pas non plus une base suffisante pour invoquer l'autorité fédérale. Le juge en chef Duff a amplifié les ramifications de la décision dans l'affaire *Board of Commerce* lorsqu'il a soutenu dans *Re : Natural Products Marketing* que « personne n'a nié l'existence du mal [abordé par la législation dans *Board of Commerce*]. Personne n'a nié que c'était généralisé partout au Canada. Personne n'a nié

[204] Le prix marginal renvoie à l'incidence de l'augmentation des émissions d'une tonne sur les coûts d'exploitation tout en maintenant la production et tous les autres facteurs constants. Pour plus de détails, voir la Commission de l'écofiscalité du Canada, « Comparing Stringency of Carbon Pricing Policies » (juillet 2016) à la p. 7, en ligne (pdf) : *EcoFiscal* <ecofiscal.ca/wp-content/uploads/2016/07/Ecofiscal-Commission-Comparing-Stringency-Carbon-Pricing-Report-July-2016.pdf>.

[205] *Renvoi relatif à la LTPGES de la Saskatchewan*, *supra* note 8 au para 125, selon l'opinion des juges majoritaires dans le *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 39.

[206] *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Ontario*, *supra* note 9 au para 77 (majorité), 187 (opinion concordante). Comme il est mentionné dans les motifs des juges majoritaires dans le *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 aux para 41, 42.

[207] *Attorney-General For The Province Of Ontario c Attorney-General For The Dominion Of Canada*, [1922] 1 AC 191 (PC) aux pp 200–01, 60 DLR 513.

l'importance de le supprimer[208]» [traduction]. Il était donc important que les juges majoritaires dans cette affaire établissent qu'il y avait des points d'ancrage appropriés pour la compétence fédérale *au-delà du simple désir d'une politique nationale coordonnée de la part du Parlement*.

La majorité le fait en insistant sur la différence qualitative entre les règles de tarification du carbone en général et les règles établissant des niveaux minimums ou la rigueur de la tarification du carbone[209] et en insistant sur les effets extraprovinciaux importants des émissions de GES[210]. Mais ce faisant, les juges majoritaires reconnaissent également qu'il existe des points d'ancrage importants pour une législation provinciale valide en matière d'émissions de GES[211]. Il est donc clair que les juges majoritaires s'appuient fortement sur l'application de la théorie du double aspect dans le contexte du pouvoir POBG pour minimiser le degré d'intrusion du gouvernement fédéral dans les compétences des provinces[212]. La théorie du double aspect fournit également le fondement nécessaire à la nature de filet de sécurité de la *LTPGES*, qui offre un autre moyen important de réduire au minimum l'intrusion fédérale. Comme le font remarquer les juges majoritaires, le fait que la redevance réglementaire ne s'applique que lorsque les politiques provinciales ne sont pas suffisamment rigoureuses garantit que « la *LTPGES* ne constitue pas un système unifié national général[213] ».

Bien qu'une application générale de la théorie du double aspect devrait servir à protéger l'autonomie des provinces, il est important d'aborder deux questions supplémentaires. Premièrement, comme on l'a déjà mentionné, le jugement des juges majoritaires comporte quelques exemples où le juge en chef semble laisser entendre que la prescription de normes nationales pourrait rendre invalides ou inopérantes certaines formes de lois provinciales :

1. « la seule chose que la *LTPGES* interdit aux provinces et territoires, c'est de ne pas mettre en place de mécanisme de tarification des GES ou d'en établir un qui n'est pas suffisamment rigoureux[214]. »

2. (Dans le contexte de l'étendue de l'effet sur la compétence des provinces) : « Suivant la *LTPGES*, les provinces et territoires sont libres de créer par voie législative tout système de tarification des GES, *pourvu que ce système respecte les normes nationales minimales de tarification rigoureuse*[215]. »

3. « Les provinces émettrices conservent la faculté de légiférer — sans être assujetties à aucune surveillance fédérale — relativement à toute méthode de réglementation des émissions de GES n'impliquant pas de tarification », et les « [provinces] demeurent libres de concevoir le système de tarification des GES qu'elles désirent, *pour autant que ces systèmes satisfassent aux normes fédérales fondées sur le rendement*[216]. »

À notre avis, chacun de ces énoncés va trop loin et sert à étayer les affirmations selon lesquelles la reconnaissance d'une nouvelle matière d'intérêt national nuira considérablement à l'autonomie des provinces. Nous affirmons que ces énoncés vont trop loin parce qu'ils ne découlent tout simplement pas de l'application de la théorie du double aspect ou des conditions de la *LTPGES*. Nous pouvons les examiner un à la fois.

1. Il est clair que rien dans la *LTPGES* n'oblige une province ou un territoire à adopter une tarification du carbone. Tout ce que la loi prévoit, c'est que le défaut de le faire établit une condition préalable

[208] *Reference re legislative jurisdiction of Parliament of Canada to enact the Natural Products Marketing Act*, [1936] SCR 398 aux pp 422–23, [1936] 3 DLR 622.

[209] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 aux para 142–57, 167–71.

[210] *Ibid* au para 173.

[211] *Ibid* au para 197.

[212] *Ibid* aux para 120–31.

[213] *Ibid* au para 81.

[214] *Ibid* au para 79, italiques ajoutés.

[215] *Ibid* au para 200, italiques ajoutés.

[216] *Ibid* au para 206, italiques ajoutés.

à l'application du filet de sécurité de la loi. De même, l'adoption comme norme nationale d'un régime de tarification du carbone moins rigoureux que celui établi ne rend pas ce régime invalide ou même inopérant. Elle établit simplement la condition préalable nécessaire pour déclencher le filet de sécurité afin d'éliminer la différence entre le prix provincial et le prix de référence fédéral.

2. Comme dans le cas du paragraphe précédent, il est clair que les provinces et les territoires sont en fait libres d'établir le régime qu'ils désirent, même s'il ne répond pas à la norme nationale minimale. S'il ne respecte pas la norme nationale, cela ne fait que donner au Cabinet fédéral le droit de déclencher l'application de la tarification fédérale du carbone dans cette province.

3. De même, une province ou un territoire n'est pas tenu d'adopter un régime de STFR ayant la même rigueur que celui qui est prévu dans la *LTPGES*. Toutefois, le défaut de le faire pourrait déclencher les dispositions sur le filet de sécurité et l'application de la redevance réglementaire fédérale.

Tous ces passages alimentent les opinions dissidentes des juges Brown et Rowe qui, comme il a été mentionné précédemment, mettent l'accent à la fois sur l'effet concluant de l'étiquette des normes nationales et sur ce que les juges dissidents qualifient comme étant les effets étendus de ces normes sur le plan de la surveillance. Par exemple, le juge Brown écrit que « les provinces peuvent exercer leur compétence comme elles le veulent, *tant qu'elles le font d'une manière qui convient également au Cabinet fédéral*[217] » et que « les provinces peuvent adopter des lois [en matière de tarification des émissions] *seulement lorsque celles-ci respectent les critères établis unilatéralement par le gouvernement fédéral*[218] ». De même, le juge Rowe estime que la loi fédérale sert à « superviser les provinces dans l'exercice de leur compétence[219] ». Cependant, tout comme notre analyse détaillée des trois passages du jugement rendu à la majorité, il peut être démontré que chacun de ces énoncés exagère considérablement l'effet de surveillance ou même de coercition de la *LTPGES*.

En somme, il est incompatible avec notre système fédéral de laisser entendre que la législation fédérale peut restreindre la portée de la compétence législative des provinces. Le degré de surveillance fédérale imposé par la *LTPGES* est en fait très limité puisque, comme les juges dissidents le reconnaissent, les provinces pourront toujours légiférer en ce qui concerne les émissions de GES, y compris la tarification de ces gaz. Il y a une seule chose que les provinces ne peuvent pas faire par suite de cette décision : elles ne peuvent empêcher le gouvernement fédéral d'imposer des redevances réglementaires sur les émissions de GES dans leur province dans la mesure où elles n'ont pas elles-mêmes imposé des redevances suffisamment rigoureuses sur ces émissions. La *LTPGES* n'impose pas de normes minimales aux politiques provinciales de tarification des émissions; elle prévoit l'application conditionnelle d'une redevance réglementaire fédérale sur les émissions de GES lorsqu'une province ou un territoire ne prend pas de dispositions pour imposer une tarification du carbone à la grandeur de l'économie dont la rigueur atteint le niveau de référence fédéral prévu dans les règlements pris en vertu de la *LTPGES*.

Le deuxième point que nous devons aborder dans le cadre du double aspect est le rôle de la prépondérance fédérale. La prépondérance fédérale est déclenchée dans deux situations, soit le conflit opérationnel et l'entrave à la réalisation de l'objet[220], mais ni l'une ni l'autre ne sera probablement déclenchée dans le contexte de la *LTPGES*, car elle constitue essentiellement un filet de sécurité. Rien dans la *LTPGES* n'empêche une province ou un territoire d'établir des dispositions plus ambitieuses en matière de tarification du carbone. Et bien qu'un régime provincial jugé insuffisamment rigoureux puisse déclencher l'imposition de redevances réglementaires fédérales, il n'y aura pas de conflit direct ni d'entrave à la réalisation de l'objet. La

[217] *Ibid* au para 358, italiques ajoutés.

[218] *Ibid* au para 348, italiques ajoutés.

[219] *Ibid* au para 574, italiques ajoutés.

[220] Voir *Orphan Well Association c Grant Thornton Ltd.*, 2019 CSC 5.

tarification des émissions est telle qu'il sera toujours possible de se conformer aux régimes fédéral et provinciaux en exigeant simplement, pour reprendre les mots du juge en chef Wagner, « que les personnes payent certaines sommes [221] ». Bien qu'il soit vrai, en principe, que la théorie de la prépondérance fédérale puisse avoir un certain effet de surveillance supplémentaire, il est difficile de penser à un exemple pratique de conflit opérationnel, car aucune province n'a à la fois omis d'établir son propre régime de tarification du carbone et prétendu interdire le paiement d'une redevance fédérale au titre de la tarification du carbone ou tenté autrement de rendre nul l'obligation de verser des redevances réglementaires fédérales.

Une analogie avec l'impôt sur le revenu peut servir d'exemple. Un gouvernement provincial a le pouvoir d'exempter des entités de l'impôt provincial sur le revenu, mais il ne peut empêcher la perception d'impôts fédéraux valides sur le revenu sur son territoire, car cela entraînerait nécessairement un conflit opérationnel qui déclencherait la prépondérance fédérale. L'impôt fédéral et l'impôt provincial sur le revenu peuvent également s'appliquer simultanément sans obstacle à la conformité conjointe. Toutefois, il est peu probable qu'un tribunal choisisse de considérer l'impôt fédéral sur le revenu comme imposant des normes nationales minimales d'imposition du revenu.

C) INCAPACITÉ DES PROVINCES ET EFFETS EXTRAPROVINCIAUX

Un troisième point de désaccord important entre le juge en chef et les juges Brown et Rowe a trait à la signification et au rôle du critère d'incapacité des provinces et à la question de savoir s'il est respecté en l'espèce. Il n'est pas surprenant que chaque partie revendique la fidélité au cadre *Crown Zellerbach* et accuse l'autre d'en dévier. Il n'est peut-être pas surprenant non plus que la vérité se situe quelque part entre les deux, bien qu'à notre avis et comme nous l'expliquons plus loin, elle se situe plus près de l'angle adopté par le juge en chef.

Pour revenir aux premiers principes, l'arrêt *Crown Zellerbach* a décrit l'incapacité des provinces comme suit :

> Pour décider si une matière atteint le degré requis d'unicité, de particularité et d'indivisibilité qui la distingue clairement des matières d'intérêt provincial, il est utile d'examiner quel effet aurait sur les intérêts extraprovinciaux l'omission d'une province de s'occuper efficacement du contrôle ou de la réglementation des aspects intraprovinciaux de cette matière[222].

Au risque d'énoncer une évidence, ce critère porte très clairement sur les préjudices extraprovinciaux découlant de l'inaction d'une province. En l'associant à l'examen de « l'unicité, de la particularité et de l'indivisibilité », toutefois, le juge LeDain a rejeté un rôle déterministe pour l'incapacité des provinces. En effet, l'incapacité provinciale ne devait être qu'un facteur, ou un indice, parmi un nombre indéterminé de facteurs.

Comme il est résumé à la Partie III, le juge en chef aborde l'incapacité provinciale comme l'un des deux principes (l'autre étant la différence qualitative) qui éclairent l'examen de « l'unicité, de la particularité et de l'indivisibilité », qui, l'observe-t-il à juste titre « ne constitue pas un critère juridique aisément applicable à sa simple lecture[223] ». S'appuyant sur l'arrêt *Crown Zellerbach* et les récents développements en ce qui concerne le pouvoir de légiférer sur le trafic et le commerce, l'incapacité provinciale comporte maintenant trois éléments : (1) les provinces doivent être conjointement ou individuellement incapables, au sens constitutionnel du terme, de promulguer la loi; (2) le refus d'une ou de plusieurs provinces compromettrait le fonctionnement du régime législatif dans d'autres régions du pays et (3) le refus de traiter de l'objet de la législation doit entraîner de graves conséquences extraprovinciales. Bien qu'il s'agisse clairement d'une élaboration, ces trois éléments peuvent tous être rattachés raisonnablement au critère énoncé dans *Crown Zellerbach*, qui reconnaissait que chaque province peut avoir compétence sur

[221] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 71. Voir aussi l'opinion dissidente du juge Brown au para 391.

[222] *Crown Zellerbach*, *supra* note 14 à la p 432.

[223] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 146.

un certain aspect de la question (les « aspects intraprovinciaux »), mais pas sur l'ensemble (les « intérêts extraprovinciaux ») (1er élément), et que ceux-ci peuvent être inextricablement liés (2e élément) de sorte que le refus d'une province d'exercer sa compétence sur le premier a des conséquences sur le deuxième (3e élément).

Le juge Brown rejette l'approche du juge en chef à l'égard de l'incapacité provinciale, qu'il décrit comme une dilution du critère établi dans l'arrêt *Crown Zellerbach*[224]. Lui et le juge Rowe s'opposent tous deux à la position apparemment renforcée de la province dans l'analyse globale de l'intérêt national, nous rappelant à plusieurs reprises que l'incapacité provinciale n'était qu'un indicateur de l'unicité, de la particularité et de l'indivisibilité dans l'arrêt *Crown Zellerbach*[225]. À cet égard, les juges Brown et Rowe ont clairement raison, bien que l'approche du juge en chef satisfasse également à cette exigence sur le plan technique (comme l'un des deux principes guidant cet examen).

Quant à la formulation du critère, le juge Brown se désole « que les juges majoritaires ne semblent pas se rendre compte que les effets extraprovinciaux doivent être tels que la totalité ou une partie de la matière excède la portée de la compétence législative que confère l'art. 92 aux provinces pour traiter de la question, *que ce soit indépendamment ou de concert*[226]. » Pour le juge Brown, la somme des parties provinciales est égale au tout fédéral, une perspective qu'il exprime plus clairement dans un passage antérieur de son jugement dissident : « D'où l'impossibilité constitutionnelle de concevoir la Loi comme un « backstop » : si les provinces *ont* compétence pour faire ce que fait la Loi — et, je le répète, c'est la prémisse même de l'économie de la Loi — alors la Loi ne saurait être constitutionnelle au titre du volet intérêt national du pouvoir POBG[227]. » Cependant, c'est tout à fait inexact : les provinces n'ont pas compétence pour faire tout ce que fait la *LTPGES* parce qu'aucune province n'a compétence pour réglementer les émissions de GES d'une autre province. Comme l'a expliqué le procureur général de la Colombie-Britannique, « l'incapacité n'est pas celle de l'administration émettrice, mais bien celle des administrations qui subissent les effets de ces émissions[228] » [traduction]. Comme l'a fait remarquer le juge en chef, cette question est au cœur de la *LTPGES*, car « cette matière habiliterait le gouvernement fédéral à accomplir uniquement ce que les provinces ne peuvent pas faire pour se protéger contre ces graves dommages, rien de plus[229] ».

Le juge Brown s'oppose également à l'ajout du troisième critère, le « préjudice extraprovincial grave », car il constitue une norme « péremptoire, quasi inutilement subjective et susceptible de changer[230] ». Nous convenons que des qualificatifs comme « grave » ou « important » ajoutent une certaine subjectivité à l'exercice, mais il semble assez clair que l'intention ici est de décourager l'invocation aveugle du volet de l'intérêt national et qu'un tel qualificatif fournit au moins une base intelligible pour le débat[231]. La préoccupation du juge Brown pour la subjectivité est également difficile à concilier avec son dédain pour le critère de l'incapacité provinciale qui, à la suite de la décision de la Cour suprême dans l'affaire *Hydro-Québec*, a été défendu pour établir [traduction] « une norme objective et normative attrayante pour la coordination des initiatives fédérales et provinciales[232] ». Il est à tout le moins douteux que l'approche du juge Brown, qui équivaut à une incapacité provinciale et à « autre chose », soit moins subjective[233].

---

[224] Voir par ex *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 aux para 376, 420, 441, 448.

[225] Voir par ex *ibid* aux para 383, 448, 558.

[226] *Ibid* au para 446, italiques ajoutés.

[227] *Ibid* au para 350; voir aussi les motifs dissidents du juge Rowe au para 555.

[228] *Renvois relatifs à la LTPGES* (mémoire du procureur général de la Colombie-Britannique) au para 46.

[229] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 195.

[230] *Ibid* au para 447.

[231] Nous pouvons nous appuyer sur de la jurisprudence internationale sur cette question. Voir, par exemple, *Certaines activités menées par le Nicaragua dans la région frontalière (Costa Rica c. Nicaragua) et Construction d'une route au Costa Rica le long du fleuve San Juan (Nicaragua c. Costa Rica)* [2015] CIJ Rep 665.

[232] David M Beatty, « Canadian Constitutional Law in a Nutshell » (1998) 36:3 Alta L Rev 605 à la p 610.

[233] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 382.

Les juges majoritaires et les juges dissidents ne s'entendent pas non plus sur l'importance, ou la gravité, du tort que peut causer une province, qui n'arrive pas à atténuer ses propres émissions de GES, sur les autres provinces. En se fondant sur le dossier qui lui a été présenté, le juge en chef voit un lien direct et de plus en plus sinistre entre un tel échec et l'incapacité du Canada de respecter ses engagements internationaux et ses effets nuisibles sur les efforts mondiaux de lutte contre les changements climatiques[234]. Le juge Brown, pour sa part, souscrit au raisonnement des juges majoritaires de la Cour d'appel de l'Alberta selon lequel aucun « préjudice mesurable » ne pourrait être lié au fait qu'une province n'a pas limité ses émissions[235]. On peut en déduire de même pour le juge Rowe, qui commence par la proposition quelque peu renversante selon laquelle certains effets extraprovinciaux doivent être compatibles avec la compétence provinciale :

> De toute évidence, certains effets extraprovinciaux sont compatibles avec la compétence provinciale, étant donné que, suivant la structure fédérale, les provinces peuvent porter atteinte à des intérêts extraprovinciaux si elles agissent dans leur sphère de compétence … Si le caractère véritable d'une loi provinciale relève des catégories de sujets assignés aux provinces, les effets extraprovinciaux accessoires de la loi sont sans pertinence quant à sa validité … Vu la possibilité que la compétence provinciale soit écartée, les tribunaux devraient disposer [traduction] « d'éléments de preuve empiriques solides » pour conclure que les effets extraprovinciaux sont tels que la matière dépasse la capacité des provinces de s'en occuper seules ou de concert…[236]

Bien entendu, la constitutionnalité des lois provinciales n'était pas en cause dans les renvois relatifs à la LTPGES, et même si elle l'avait été, cela ne raconte qu'une partie de l'histoire. Bien qu'il soit vrai que, conformément à la théorie actuelle (voir *Colombie-Britannique c Imperial Tobacco Canada Ltée*), les lois provinciales ne peuvent être annulées en raison d'effets *accessoires* extraprovinciaux (abstraction faite, pour le moment, de la question de savoir si ces effets sont en effet qu'accessoires), cela ne signifie pas pour autant que ces effets sont légaux[237]. La décision de la Cour suprême dans *Interprovincial Co-operatives* est peut-être la plus connue pour avoir statué qu'une province ne peut pas modifier les droits légaux d'une entreprise dans une autre province, mais une majorité des juges de la Cour suprême a également statué que les provinces ne peuvent pas laisser courir des préjudices au-delà de leurs frontières[238]. L'Alberta a concédé ce point dans son mémoire supplémentaire lorsqu'elle a tenté de distinguer les émissions de GES des « mesures provinciales ayant un impact immédiat et tangible sur les autres provinces, comme les déchets toxiques qui circulent directement d'une province à l'autre[239] » [traduction].

Il s'agit essentiellement de la situation entre les États-nations, où les gouvernements nationaux ont recours à des litiges et aux principes du droit international de l'environnement, y compris l'interdiction des dommages environnementaux transfrontaliers importants[240]. Dans cette optique, la question est de savoir si le respect de l'autonomie provinciale — telle qu'elle est envisagée par les juges Brown et Rowe — exige que la Colombie-Britannique (ou peut-être l'une de ses municipalités) poursuive l'Alberta ou des membres de son secteur pétrolier et gazier pour des dommages liés aux changements climatiques[241] ou si le fédéralisme canadien peut s'accommoder d'une « solution législative », auquel cas « le Parlement est la seule tribune

---

[234] *Ibid* au para 190.

[235] *Ibid* au para 384.

[236] *Ibid* au para 556, citations omises.

[237] *Colombie-Britannique c Imperial Tobacco Canada Ltée*, 2005 CSC 49.

[238] *Interprovincial Co-operatives Ltd et al c La Reine*, [1975] 1 RCS 477 à la p 498 (par le juge Laskin), 511 (par le juge Pigeon), 53 DLR (3e) 321.

[239] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 (mémoire du procureur général de l'Alberta) au para 28.

[240] *The Trail Smelter Arbitration, the United States v Canada (1938 and 1941)*, 3 UNRIAA 1905-1982.

[241] Voir par ex Martin Olszynski, Sharon Mascher et Meinhard Doelle, « From smokes to smokestacks: Lessons from tobacco for the future of climate change liability » (2017) 30:1 Geo Intl Envtl L Rev 1.

compétente pour soupeser *les intérêts provinciaux concurrents* et prendre une décision stratégique fondée sur une perception de ce qui sera dans l'intérêt du bien-être national[242] » [traduction].

À notre avis, les désaccords des juges majoritaires et dissidents au sujet de l'incapacité des provinces peuvent en fin de compte être attribuables à des visions concurrentes du fédéralisme — en fait, les juges Brown et Rowe le reconnaissent. Pour le juge Brown, un rôle renforcé pour l'incapacité provinciale signifie l'adoption d'une « vision centralisée » du fédéralisme canadien[243]. Le juge Brown affirme plutôt audacieusement qu'« [a]ucune province, et pas même le Parlement lui-même, n'a accepté — ni même envisagé — l'une de ces caractéristiques[244] », tandis que le juge Rowe conclut que ces répercussions « modifient de façon permanente le pacte confédératif[245] ». Le juge en chef, pour sa part, ne se prononce pas vraiment à ce sujet, sauf peut-être dans un rappel subtil que « les tribunaux sont chargés, en qualité d'arbitres impartiaux, de résoudre les conflits de compétence concernant la délimitation des frontières entre les pouvoirs du fédéral et ceux des provinces au regard du principe du fédéralisme[246]. »

Nous ne pouvons nous empêcher de remarquer que les juges Brown et Rowe semblent considérer l'autonomie provinciale comme quelque chose qui ne peut être altéré que par le gouvernement fédéral plutôt que par les effets de l'action ou de l'inaction d'une province sur une autre. Cette même omission se reflète dans l'opinion majoritaire de la Cour d'appel de l'Alberta, comme l'a souligné le procureur général de la Colombie-Britannique[247].

La possibilité d'une action ou d'une inaction unilatérale est une autre lacune dans le raisonnement des juges Brown et Rowe. Ils semblent être d'avis que les provinces devraient avoir le droit unilatéral d'établir un équilibre entre les préoccupations environnementales et la durabilité économique, même lorsqu'il est très clair, tant sur le plan conceptuel que du point de vue du dossier dont la Cour est saisie, que ces intérêts concurrents ne sont pas situés en entier dans une même province. Cela, à son tour, peut avoir des effets incitatifs profonds et facilement prévisibles ou dissuasifs. Comme l'a fait remarquer Ruth Sullivan il y a près de trente ans, dans de telles situations « la meilleure solution pour chacune [des provinces] sera probablement de sacrifier les intérêts de l'autre[248] » [traduction]. Les émissions de GES et leurs effets, sous forme de changements climatiques, sont diffus et transcendent non seulement les frontières provinciales, mais aussi les frontières internationales[249]. La prépondérance des avantages de l'exploitation des ressources (c.-à-d. les emplois, les redevances et d'autres taxes) demeure, d'autre part, dans chaque province (reconnaissant que le gouvernement fédéral profite également des revenus et des taxes générés par cette exploitation). Essentiellement, lorsque l'Alberta ou la Saskatchewan tiennent compte du rythme et de l'ampleur de l'exploitation pétrolière et gazière, elles ne tiennent compte que d'une partie des avantages par rapport aux coûts environnementaux. Les autres inconvénients sont essentiellement des externalités, qui faussent de façon prévisible l'analyse de l'équilibre — comme l'indique clairement le dossier dont la Cour est saisie dans le présent Renvoi[250].

---

[242] Ruth Sullivan, « Interpreting the Territorial Limitations on the Provinces » (1985) 7 SCLR 511 à la p 551.

[243] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 365.

[244] *Ibid* au para 456.

[245] *Ibid* au para 592.

[246] *Ibid* au para 50, italiques ajoutés.

[247] Voir le *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1, (mémoire supplémentaire du procureur général de la Colombie-Britannique) au para 47 : qui souligne que « la majorité (ABCA) ne tient pas compte – et, en fait, la rejette – de la possibilité que les provinces se retrouvent à observer depuis l'extérieur l'action ou l'inaction unilatérale des autres provinces qui a une incidence sur leurs intérêts vitaux. Surtout, il s'agit de la raison pour laquelle les colonies ont opté pour une union fédérale » [traduction].

[248] Sullivan, *supra* note 242 à la p 544.

[249] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 173.

[250] *Ibid* au para 184.

D) LE RÔLE DES TRIBUNAUX NATIONAUX DANS LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES MONDIAUX

Partout dans le monde, les tribunaux nationaux sont de plus en plus appelés à trancher des différends liés aux changements climatiques. La réponse de certains tribunaux, surtout aux États-Unis, a récemment été décrite comme une forme de « nihilisme judiciaire », où la complexité et l'échelle mondiale du défi servent à excuser l'inaction nationale[251]. Cette approche est implicite dans l'approche des juges majoritaires de la Cour d'appel de l'Alberta sur la question du préjudice extraprovincial[252].

Le problème, comme l'a souligné le juge en chef, est que « suivant la logique qui sous-tend cet argument, on pourrait appliquer ce raisonnement à l'égard de toute source individuelle d'émissions, où qu'elle soit, cet argument ne saurait être retenu[253] ». En rejetant cette approche, le juge en chef rattache très explicitement son jugement à d'autres jugements récents et reconnus à l'échelle internationale sur les changements climatiques[254].

À notre avis, l'approche du juge en chef est nettement préférable au haussement d'épaules des juges dissidents et de la majorité de la Cour d'appel de l'Alberta. Elle aura également une incidence sur le déroulement des litiges actuels et futurs sur le climat au Canada, au-delà des affaires concernant la répartition des compétences et même du droit public lui-même. Par exemple, dans *Mathur v Ontario*, la juge Carole Brown a commencé son jugement en citant l'opinion majoritaire dans le *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Ontario* pour souligner que « les changements climatiques mondiaux ont bel et bien lieu et les activités humaines en sont la cause principale[255] » [traduction]. L'opinion de la Cour suprême dans ce renvoi a été citée de la même façon peu après sa publication. Dans l'affaire *Flying Squad*, la compagnie requérante a obtenu une injonction interdisant les barrages routiers visant à faire obstacle à ses activités forestières sur l'île de Vancouver[256]. Le juge Verhoeven s'est toutefois donné la peine de reconnaître et de valider les préoccupations de Flying Squad :

> Les manifestants expriment avec passion des préoccupations sérieuses par rapport à l'environnement. Il ne fait aucun doute que les changements climatiques sont réels et représentent une grave menace pour l'avenir de l'humanité. La Cour suprême du Canada l'a en effet affirmé il y a quelques jours à peine. Mais comme je l'ai dit, l'effet de l'exploitation forestière de peuplement vieux sur les changements climatiques et la biodiversité n'est pas l'affaire dont je suis saisi et il ne m'appartient pas de me prononcer à ce sujet[257].

---

[251] Scott Novak, « The Role of Courts in Remedying Climate Chaos: Transcending Judicial Nihilism and Taking Survival Seriously » (2020) 32(4) Geo Env L Rev 743 à la p 755.

[252] *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Alberta*, *supra* note 10 para 324, tel qu'endossé par le juge Brown dans le *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 384.

[253] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 188.

[254] Le juge en chef a fait référence aux affaires suivantes : (1) *Massachusetts v Environmental Protection Agency*, 549 US 497 (2007) où la majorité a rejeté l'argument du gouvernement fédéral selon lequel l'augmentation prévue des émissions d'autres pays signifiait qu'il n'y avait aucune possibilité réaliste que les réductions nationales des émissions de GES aux États-Unis atténuent les changements climatiques mondiaux. (2) *État des Pays-Bas (ministère des Affaires économiques et de la politique climatique) v Stichting Urgenda*, trois insances judiciaires culminant dans ECLI:NL:RBDHA:2015:7196 au para 4.79 confirmant la constatation en première instance selon laquelle à [traduction] « toute émission d'origine anthropique (GES), même mineure, contribue à […] des changements climatiques dangereux ». (3) Dans le même sens, *Gloucester Resources Limited v Minister for Planning*, [2019] NSWLEC 7 portant sur un projet de mine de charbon.

[255] *Mathur v Ontario*, 2020 ONSC 6918 au para 97 [*Mathur*], citant le *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Ontario*, *supra* note 9 au para 7. *Mathur* était une action collective visant à obtenir certaines ordonnances déclaratoires et obligatoires contre la province au motif que les normes et les cibles de la province sur les changements climatiques n'étaient pas suffisamment rigoureuses et qu'elles violaient ainsi les droits garantis au demandeur par la Charte. Le juge Brown s'est appuyé sur plusieurs constatations tirées des motifs de la majorité dans le *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Ontario* pour conclure que les demandeurs dans l'affaire *Mathur* pouvaient réunir des preuves scientifiques afin d'établir le fondement du préjudice causé par les changements climatiques. Pour ces citations, voir *Mathur*, *supra* note au para 97, citant le *Renvoi relatif à la LTPGES de l'Ontario*, *supra* note 9 aux para 9–11, 16.

[256] *Teal Cedar Products Ltd v Rainforest Flying Squad*, 2021 BCSC 605.

[257] *Ibid* au para 74, la référence au *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 2 omis.

Bien entendu, les conclusions de la Cour suprême n'étaient pas directement pertinentes à l'affaire dont la Cour était saisie dans l'affaire *Flying Squad*, de sorte que leur influence réelle était limitée. Quoi qu'il en soit, il n'est pas difficile d'imaginer un large éventail de contextes de litiges, publics et privés, où les conclusions de la Cour suprême et son approche de la nature mondiale des changements climatiques seront pertinentes. En ce qui concerne la première, les contributions des grands projets aux changements climatiques font maintenant officiellement partie du régime d'évaluation environnementale du Canada en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact*[258]. Abstraction faite pour le moment de la constitutionnalité de cette question[259], les promoteurs de projet devraient s'attendre à ce que le *Renvoi à la LTPGES* figure en tête en liste dans les contestations judiciaires de toute évaluation qui prétendrait réduire au minimum les émissions de GES d'un projet au point où elles deviendraient insignifiantes par rapport aux émissions mondiales[260]. L'approche du juge en chef pourrait également être invoquée de façon raisonnable dans le contexte des litiges civils (*p. ex.* si une municipalité devait intenter des poursuites contre des sociétés pétrolières et gazières pour des dommages liés aux changements climatiques, comme on l'observe de plus en plus aux États-Unis), où une approche traditionnelle de la causalité *de minimis* pourrait exclure tous les émetteurs sauf les plus grands. Par souci de clarté, nous n'affirmons pas que le *Renvoi relatif à la LTPGES* sera déterminant dans de tels différends, mais il ne fait guère de doute dans notre esprit que leur trajectoire serait différente en son absence.

VI. CONCLUSION

Comme on pourrait s'y attendre de toute décision dans laquelle la Cour suprême reconnaît une nouvelle matière d'intérêt national, le *Renvoi relatif à la LTPGES* est important. Mais cette décision est particulièrement importante dans la mesure où elle reconnaît une nouvelle matière d'intérêt national dans le contexte de l'élaboration de mesures législatives appropriées au sein de la fédération canadienne face à une menace existentielle — les changements climatiques mondiaux. Elle confirme que le Parlement fédéral ne se limite pas aux instruments grossiers du pouvoir en matière de droit pénal et du pouvoir d'imposition et qu'il peut également élaborer des lois moins intrusives, en l'occurrence sous forme de redevances réglementaires appliquées de façon sélective.

Le Renvoi a également clarifié certains aspects de la théorie de l'intérêt national. La clarification la plus importante est peut-être que l'intérêt national (ou toute autre théorie de l'intérêt national du pouvoir POBG) n'est pas exclusif au point d'éliminer l'application de la théorie du double aspect chaque fois qu'un intérêt national est déclenché. Le pouvoir POBG ne confère pas de compétence plénière. Le terme « plénière », utilisé dans des affaires antérieures relatives au pouvoir POBG, ne signifie pas qu'il n'y a pas de double aspect. Cette distinction est essentielle, car cela permet d'exercer le pouvoir concernant l'intérêt national d'une manière soigneusement conçue pour combler les lacunes et tenir compte de l'incapacité des provinces plutôt que d'une manière qui limite nécessairement les pouvoirs législatifs provinciaux. En effet, il n'y a rien dans cette décision qui limite le pouvoir législatif des provinces, et le caractère très étroit de la matière d'intérêt national qui a été reconnue signifie que la théorie de la prépondérance fédérale n'a qu'un rôle limité à jouer, sinon aucun.

La décision a également modifié les critères de reconnaissance des nouvelles matières d'intérêt national par rapport à celles établies par le juge LeDain dans l'arrêt *Crown Zellerbach*. Bien que le jugement rendu à la majorité utilise encore la formulation « unicité, particularité et indivisibilité », il y a ajouté quelques nuances supplémentaires. Bien que cette superposition donne lieu à une prolifération de critères, de principes et de facteurs qui, comme le juge Brown le laisse entendre, peuvent porter à confusion[261], il semble se

---

[258] *Loi sur l'évaluation d'impact*, LC 2019, c 28, art. 1.

[259] Rappelez-vous que cette affaire est actuellement devant la Cour d'appel de l'Alberta dans *Référence C-69*, *supra* note 104.

[260] Voir par ex Mark Friedman, « Assessing Greenhouse Gas Emissions in the Oil Sands: Legislative or Administrative (in)Action? » (2016) 6:3 UWO J Leg Studies 5, en ligne : <ir.lib.uwo.ca/uwojls/vol6/iss3/5>.

[261] *Renvoi relatif à la LTPGES*, *supra* note 1 au para 300.

dégager trois principaux changements. Tout d'abord, l'analyse commence par une nouvelle question préliminaire : « La détermination de l'importance nationale de la matière proposée requiert un examen fondé sur le sens commun[262] ». Deuxièmement, et dans le cadre de l'application du concept de particularité, les juges majoritaires introduisent le concept de « différence qualitative » qui sert effectivement à sanctionner les concepts liés d'établissement de normes nationales et de filet de sécurité. Troisièmement, et dans le cadre de l'analyse de l'idée de l'incapacité provinciale qui éclaire les critères établis dans l'arrêt *Crown Zellerbach*, les juges majoritaires mettent davantage l'accent sur les effets extraprovinciaux dans le contexte des problèmes d'action collective, comme l'a amplement démontré la section V. C ci-dessus. ■

[262] *Ibid* au para 142.