PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 13, NUMÉRO 1 2025

RÉDACTEURS EN CHEF

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

SUPPORTERS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEUR 2025

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

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

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

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

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

Edgardo Sepulveda, BA, MA, Consultant, Sepulveda Consulting

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

Lettre de l'éditeur 5

Timothy M. Egan, président et chef de la direction, Association canadienne du gaz

Éditorial 6

Rowland J. Harrison, c.r.

CHRONIQUES RÉGULIÈRES

Évolution du droit administratif relatif au droit et à la règlementation de l'énergie en 2024 16

Paul Daly

ARTICLE

L'avenir de la planification intégrée des ressources : dans quelle mesure devrait-elle être intégrée ? 59

David Morton

Le vent tourne-t-il ? Valeur de la production d'énergie éolienne dans un réseau dominé par l'énergie nucléaire et hydroélectrique à faibles émissions – le cas de l'Ontario 70

Edgardo Sepulveda

Le point de vue des investisseurs sur les entreprises de services publics de gaz naturel – Le Canada et les États-Unis sous la loupe..... 84

Sam Brothwell

COMMENTAIRE

Commentaires sur l'article : « Accélérer l'électrification en réduisant ses coûts d'exploitation grâce à une tarification au coût marginal en fonction de la technologie utilisée », signé Ahmad Faruqui 88

Carl R. Danner et Philip Quadrini

LETTRE DE L'ÉDITEUR

Timothy M. Egan, président et chef de la direction, Association canadienne du gaz

La *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* fait actuellement l'objet d'un changement de garde. En effet, le présent numéro est le dernier sous la direction éditoriale de Rowland Harrison. Rowland dirige la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* depuis sa création en 2013; en partenariat avec Gordon Kaiser, jusqu'à la mort prématurée de ce dernier l'année dernière, et depuis lors seul. Nous avons pu profiter de son analyse perspicace, de sa pensée créative et de sa plume éditoriale rigoureuse et professionnelle depuis plus de 11 ans. Il a toujours été très agréable de travailler avec Rowland. Sa direction éditoriale a été marquée par une patience extraordinaire : il n'est pas facile d'être à la barre d'une revue comme la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* compte tenu des diverses personnalités des juristes qui y collaborent. Je suis convaincu que Rowland s'abstiendrait de tout commentaire sur ce point, car en plus de toutes ses autres qualités, il est un parfait gentleman. Toutefois, je peux dire, pour l'avoir observé de près, qu'il nous a aidés à traverser de nombreuses épreuves et tribulations. D'un point de vue personnel, je ne l'ai vu s'enthousiasmé que lorsqu'il décrit certaines des représentations d'opéra dont lui et sa femme Alex se délectent. Alors que Rowland se retire de ses responsabilités éditoriales à la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, j'espère que cette transition lui permettra d'avoir encore plus de temps pour assister avec Alex à de nombreuses et belles prestations musicales !

Ce départ s'accompagne de l'arrivée de nos deux nouveaux rédacteurs en chef, soit Karen Taylor et Moin Yahya. Une fois de plus, nous avons la chance de disposer d'un riche bassin de talents. Tous deux sont d'anciens responsables de la règlementation : Karen à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) et Moin à l'Alberta Utilities Commission (AUC). De plus, tous deux ont beaucoup écrit sur les questions de règlementation ainsi que sur l'interaction entre le droit et la politique, qui est au cœur de la règlementation économique. Ils pourront également nous faire profiter de leur expérience du monde des affaires et du milieu universitaire. Je me réjouis de travailler avec eux pour renforcer la réputation déjà bien établie de cette importante publication. Bienvenue, Karen et Moin ! ■

ÉDITORIAL

Rétrospective de l'année 2024

Rédacteur en chef

Rowland J. Harrison, c.r.[*]

NOTE DE LA RÉDACTION

Depuis le lancement de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* en 2013, il est d'usage d'axer l'éditorial du premier numéro de chaque année sur l'évolution de la règlementation canadienne de l'énergie au cours de l'année civile précédente. Les rédacteurs en chef entrants de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* n'ont pas participé à la préparation de la rétrospective de l'année 2024 qui suit; en tant que rédacteur en chef du présent numéro, j'assume l'entière responsabilité de son contenu.

J'ai eu le privilège d'être l'un des rédacteurs en chef de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*. Je tiens à remercier les nombreux collaborateurs qui ont contribué à notre publication pendant plus d'une décennie.

Je tiens à souligner le soutien indéfectible de l'Association canadienne du gaz à titre d'éditeur, et en particulier du président et chef de la direction de l'Association, Tim Egan, qui a fait preuve d'un engagement sans faille à l'égard de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, tout en respectant scrupuleusement son indépendance éditoriale.

RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2024

La politique et la règlementation canadiennes de l'énergie en 2024 ont été marquées par des tensions — en particulier celle entre la poursuite de la « carboneutralité », d'une part, et, d'autre part, la réalité d'une dépendance croissante aux combustibles fossiles, en particulier au pétrole et au gaz naturel. Alors que les gouvernements et les organismes de règlementation (et, de manière peut-être moins évidente, l'industrie) prennent des mesures visant à atteindre l'objectif de carboneutralité, la production canadienne d'hydrocarbures a en fait augmenté au cours de l'année et devrait, selon les prévisions, continuer à croître de manière significative pendant encore plusieurs années[1].

De grands projets visant à accroître la production de pétrole et de gaz naturel sont en cours de développement. Il a été rapporté en novembre qu'Enbridge Gas Inc. envisageait d'étendre son réseau de pipelines principal d'ici la fin 2026. De plus, au cours de la première semaine de 2025, la première ministre de l'Alberta a annoncé que la province avait signé une lettre d'intention avec Enbridge pour « se pencher sur la capacité de production et d'acheminement de l'Alberta »[2] [traduction]. Le gouvernement, a-t-elle ajouté, est en discussion avec d'autres entreprises pétrolières « au sujet du doublement de la production » [traduction]. À la mi-décembre, il a été rapporté que trois grandes entreprises du secteur des sables bitumineux prévoyaient d'augmenter leur production en 2025, même face à la possibilité que des droits de douane soient imposés par la nouvelle administration du président élu Donald Trump[3].

---

[*] Rédacteur en chef de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*.

[1] Régie de l'énergie du Canada, « Avenir énergétique du Canada en 2023 : Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050 » (2023), en ligne (pdf) : <www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2023/avenir-energetique-canada-2023.pdf>.

[2] Gouvernement de l'Alberta, « Taking action to double Alberta's oil production » (6 janvier 2025), en ligne : <www.alberta.ca/release.cfm?xID=926075BE3672A-E622-1917-DEC78FF814EFCF09>.

[3] Chris Varcoe, « Three oilsands majors plan to boost output next year, despite of Trump », *Calgary Herald* (13 décembre 2024), en ligne : <epaper.calgaryherald.com/article/281530821613846>.

Ces deux voies semblent souvent s'opposer, présentant une forme de dissonance cognitive qui demande à être résolue et qui continuera probablement à interpeller les gouvernements fédéral et provinciaux, les décideurs et les organismes de règlementation dans le domaine de l'énergie pendant de longues années. Les événements survenus tout au long de l'année 2024 témoignent de la réalité de cette dichotomie et illustrent les défis qu'elle pose.

À la fin de l'année, cependant, l'évolution de la situation politique au Canada et aux États-Unis laissait présager les deux préoccupations immédiates de la politique et de la règlementation de l'énergie à l'horizon 2025. Au moment où le présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* sera publié, le Canada sera probablement au milieu ou sur le point de tenir des élections qui aboutiront probablement à l'abrogation ou au remplacement de la taxe fédérale sur le carbone. D'ici là, il est également possible que les tarifs douaniers proposés par le président Donald Trump sur les importations aux États-Unis d'un large éventail de biens et de marchandises, y compris l'énergie, soient au moins clarifiés. Le Canada est de loin le plus grand fournisseur d'énergie importée par les États-Unis, notamment de pétrole, de gaz naturel et d'électricité. La United States Energy Information Administration a indiqué que les importations de pétrole brut aux États-Unis en provenance du Canada ont atteint un nouveau record de 4,3 millions de barils par jour en juillet 2024[4]. Le pétrole brut est la principale source de revenus d'exportation du Canada.

TENSIONS FÉDÉRALES-PROVINCIALES

La tension fédérale-provinciale s'est transformée en hostilité ouverte avec le dépôt, le 4 novembre 2024, d'un projet de règlementation visant à mettre en œuvre le « plafonnement de la pollution par les gaz à effet de serre (GES) produite par le secteur pétrolier et gazier » proposé par le gouvernement fédéral[5]. Selon le gouvernement, ce plafonnement placerait le secteur pétrolier et gazier « sur la voie de la carboneutralité d'ici 2050, tout en lui permettant de continuer de répondre à la demande mondiale » [6].

Le projet de *Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*[7] et le projet de *Règlement modifiant le Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*[8] seraient promulgués en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*[9]. Le niveau de plafonnement pour la première période de conformité 2030-2032 serait fixé à 27 % en deçà des émissions déclarées par les exploitants pour 2026, ce qui, selon les estimations du gouvernement fédéral, équivaut à 35 % en deçà des émissions de 2019. Les quotas d'émission alloués aux installations visées par le système seraient échangeables.

Le gouvernement fédéral prétend que le projet de règlement vise à « limiter la pollution, et non la production »[10] et qu'il a été « soigneusement conçu en fonction de ce qui est techniquement réalisable […], tout en permettant une croissance continue de la production en réponse à la demande mondiale »[11].

---

[4] U.S. Energy Information Administration, « Crude oil imports from Canada reached a record after pipeline expansion » (30 octobre 2024), en ligne : <www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63564>.

[5] Environnement et Changement climatique Canada, « Plafonnement de la pollution par les gaz à effet de serre produite par le secteur pétrolier et gazier – document d'information externe relatif au projet de règlement publié dans la Partie I de la Gazette du Canada » (4 novembre 2024), en ligne : <www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2024/11/plafonnement-de-la-pollution-par-les-gaz-a-effet-de-serre-produite-par-le-secteur-petrolier-et-gazier--document-dinformation-externe-relatif-au-pro.html> [*Environnement et Changement climatique Canada*].

[6] *Ibid*.

[7] Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier, (2024) Gaz C I, 158:45.

[8] Règlement modifiant le Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement et le Règlement sur les pénalités administratives en matière d'environnement, DORS/2023-240 (2023), Gaz C II, 1133.

[9] *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, LC 1999, c 33.

[10] *Environnent et Changement climatique Canada*, *supra* note 5.

[11] *Ibid*.

L'Alberta a catégoriquement rejeté cette demande. La province insiste sur le fait que le régime fédéral constitue en réalité un plafond de production et, en tant que tel, une incursion directe dans la compétence provinciale, protégée par la constitution, en ce qui concerne la gestion des ressources naturelles de la province. La première ministre Danielle Smith, qui vient d'obtenir l'appui de 91,5 % des membres du Parti conservateur unifié deux jours avant la publication du projet de règlementation, a accusé le gouvernement fédéral de commettre une « vendetta irrationnelle contre l'Alberta »[12]. Elle aurait comparé le premier ministre au « mauvais locataire qui détruit les meubles »[13] en partant. La première ministre a déclaré que son gouvernement chercherait à lancer un recours juridique « dès que possible » [traduction] et qu'on y utiliserait la *Sovereignty Within a United Canada Act*[14] (loi sur la souveraineté dans un Canada uni) pour protéger les intérêts de la province.

L'industrie s'est mobilisée, publiant des pages entières de publicité dans les journaux pour dénoncer la proposition fédérale comme étant « à courte vue et punitive »[15].

Les contestations juridiques des initiatives fédérales par l'Alberta ne se limitent cependant pas à sa proposition de contester le plafond fédéral des émissions du secteur pétrolier et gazier. En juin 2024, d'importantes modifications de la *Loi sur l'évaluation d'impact*[16] (*LEI*) fédérale sont entrées en vigueur. Ces modifications visaient principalement à répondre à l'arrêt rendu en 2023 par la Cour suprême du Canada, selon lequel de grandes parties de la *LEI* étaient inconstitutionnelles[17].

Dans une lettre de la première ministre de l'Alberta au premier ministre, datée du 3 octobre 2024, la province a rejeté les modifications au motif qu'elles ne répondent pas « aux préoccupations de l'Alberta concernant la *LEI* et qu'elles ne répondent pas non plus de manière adéquate à la décision de la Cour suprême du Canada » [traduction][18]. La lettre de la première ministre joignait des modifications proposées qui « seraient nécessaires pour répondre aux préoccupations constantes [de la province] »[19]. La lettre indiquait que si la province ne recevait pas de « réponse satisfaisante »[20], par écrit, dans un délai de quatre semaines, elle avait l'intention « d'intenter une nouvelle action en justice »[21]. Le 28 novembre, la première ministre a annoncé que le gouvernement fédéral n'avait pas modifié la *LEI* comme la province l'avait demandé et que la province avait enjoint la Cour d'appel de l'Alberta à se prononcer sur la constitutionnalité de la Loi.

Pour compléter le trio de contestations juridiques proposées, le 29 octobre, la première ministre Smith a annoncé que la province avait déposé auprès de la Cour fédérale une demande de révision judiciaire de l'exonération de la taxe carbone sur le mazout de chauffage accordée par le gouvernement fédéral, arguant que cette exonération « est inconstitutionnelle et incompatible avec l'objectif déclaré du gouvernement du Canada lors de l'adoption de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* » [traduction][22].

---

[12] Don Braid, « Feds' cap on emissions underscores why Smith needs to drop the gloves », *Calgary Herald* (5 novembre 2024), en ligne : <epaper.calgaryherald.com/article/281539411468730>.

[13] *Ibid*.

[14] *Alberta Sovereignty Within a United Canada Act*, SA 2022, c A-33.8.

[15] Par exemple : Cenovus Energy, « Canada's emissions cap short-sighted and punitive » (dernière modification : novembre 2024), en ligne : <www.cenovus.com/News-and-Stories/Our-views/Canadas-emissions-cap-short-sighted-and-punitive>.

[16] *Loi sur l'évaluation d'impact*, LC 2019, c 28, art 1. [*Loi sur l'évaluation d'impact*].

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

[18] Lettre de l'Honorable Première Ministre Danielle Smith à l'Honorable Premier Ministre Justin Trudeau (3 octobre 2024), en ligne (pdf) : <www.alberta.ca/system/files/premier-smith-letter-to-pm-trudeau.pdf>.

[19] *Ibid*.

[20] *Ibid*.

[21] *Ibid*.

[22] Gouvernement de l'Alberta, « Accountability for Ottawa's carbon tax double standard » (29 octobre 2024), en ligne : <www.alberta.ca/release.cfm?xID=912467C3030B9-C2D6-3DF0-D5CEE22AF06C325D>.

Le 17 décembre, la publication de la version finale du *Règlement sur l'électricité propre*[23] a donné lieu à une possible nouvelle contestation juridique par l'Alberta au sujet d'initiatives fédérales visant à atteindre l'objectif de carboneutralité. Plus important encore, l'objectif fédéral précédemment proposé de carboneutralité d'ici 2035 a été reporté à 2050, comme l'avait vigoureusement demandé l'Alberta (et d'autres parties intéressées). Le même jour, la première ministre et deux de ses ministres ont publié une déclaration dans laquelle ils se sont dits « heureux de voir Ottawa admettre enfin que le plan du gouvernement de l'Alberta visant à mettre en place un réseau électrique carboneutre d'ici 2050 est un objectif plus responsable, plus abordable et plus réaliste »[24]. Cependant, la déclaration commune précise que le règlement fédéral « reste entièrement inconstitutionnel. [Il impose] des objectifs provisoires déraisonnables et inatteignables commençant en 2035, qui rendront l'électricité inabordable pour les familles canadiennes. L'Alberta va donc préparer une contestation judiciaire immédiate de ce règlement sur l'électricité que nous nous attendons pleinement à remporter » [traduction][25].

Les tensions entre l'Alberta et Ottawa dans le domaine de l'énergie semblent s'être intensifiées au cours de l'année pour atteindre un degré d'acrimonie qui pourrait rivaliser avec la contestation par la province, au début des années 1980, du programme énergétique national fédéral — une contestation qui, il est bon de le rappeler, a été résolue en grande partie en faveur de la province.

Entre-temps, un signe bienvenu de coopération entre l'industrie et un organisme fédéral pour soutenir un projet de 16 milliards de dollars de captage et de stockage du carbone est apparu avec l'annonce d'un soutien financier du Fonds de croissance du Canada. La Pathways Alliance regroupe six producteurs représentant 95 % de la production des sables bitumineux qui se sont engagés à réduire les émissions de gaz issues de la production des sables bitumineux à un niveau net nul d'ici 2050. Le Fonds de croissance du Canada a été constitué en 2022 en tant que filiale de la Corporation de développement des investissements du Canada (CDEV) « pour soutenir la croissance de l'économie propre du Canada »[26]. La Pathways Alliance n'est cependant pas exempte de controverses. Des groupes environnementaux et autochtones ont demandé à l'Alberta Energy Regulator (organisme de règlementation de l'énergie de l'Alberta — AER) d'exiger une évaluation environnementale du projet. En novembre, l'AER a décidé qu'une telle évaluation ne serait pas nécessaire. Huit Premières Nations ont alors annoncé qu'elles demanderaient une rétrospective en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact*[27] fédérale. À l'aube de la nouvelle année, des commentateurs ont laissé entendre que l'incertitude politique au niveau fédéral menaçait également le projet Pathways Alliance, car il n'était pas certain qu'un nouveau gouvernement lui apporterait son soutien.

LE RÉSEAU PIPELINIER AGRANDI DE TRANS MOUNTAIN ENTRE EN SERVICE

Après l'échec de plusieurs grands projets de pipelines ces dernières années en raison d'une combinaison de défis politiques, règlementaires et commerciaux, l'achèvement de l'expansion du réseau pipelinier agrandi de Trans Mountain (TMX) et l'entrée en service du réseau élargi en mai[28] ont été une bonne nouvelle pour les producteurs de pétrole canadiens. Le TMX a presque triplé la capacité de Trans Mountain en permettant d'atteindre environ 890 000 barils par jour (bpj), réduisant ainsi le manque de capacité des pipelines d'exportation de pétrole au Canada — un manque qui a eu pour conséquence que le pétrole canadien est vendu

[23] *Règlement sur l'électricité propre*, DORS/2024-263.

[24] Gouvernement de l'Alberta, « Responding to Ottawa's electricity regulations: Joint Statement » (17 décembre 2024), en ligne : <www.alberta.ca/release.cfm?xID=925446019306C-D458-F80D-68C351CF59B20CCD>.

[25] *Ibid*.

[26] Fonds de croissance du Canada, *Rapport annuel 2023*, (2023) en ligne (pdf) : <https://d2apye5bf031b.cloudfront.net/documents/fcc-rapport-annuel-2023.pdf>.

[27] *Loi sur l'évaluation d'impact*, *supra* note 16.

[28] Régie de l'énergie du Canada, communiqué, « La Régie accorde son ultime autorisation pour la mise en service du projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain » (30 avril 2024), en ligne : <www.cer-rec.gc.ca/fr/regie/salle-presse/communiques-presse/2024/regie-accorde-ultime-autorisation-mise-en-service-projet-agrandissement-reseau-trans-mountain.html>.

avec un rabais substantiel par rapport au West Texas Intermediate. À l'avenir, cet écart devrait encore se réduire, ce qui se traduira par une augmentation des revenus pour les producteurs et des redevances pour le gouvernement.

Les craintes que la mise en service du TMX puisse nuire aux flux sur le réseau principal d'Enbridge (le plus grand réseau de pipelines de pétrole brut en Amérique du Nord) ont été apaisées lorsqu'il a été signalé en novembre que le réseau principal avait été en répartition (avec un rationnement de la capacité) en juillet et en août et qu'il devrait l'être à nouveau en novembre. En outre, Enbridge a indiqué qu'elle discutait avec les expéditeurs de l'agrandissement de la canalisation principale en 2026 et au-delà, afin de traiter les volumes croissants provenant des producteurs canadiens[29]. Compte tenu de l'opposition à laquelle les projets de pipelines canadiens se sont heurtés ces dernières années, l'examen règlementaire d'un tel agrandissement pourrait s'avérer controversé.

Après l'élection en novembre de Donald Trump à la présidence entrante des États-Unis, le ministre de l'Énergie de l'Alberta aurait également espéré que le projet Keystone XL puisse être ressuscité, mais il a été rapporté que TC Energy, le commanditaire du projet, ne le relancerait pas[30].

L'achèvement du TMX a cependant eu un coût : le coût final du projet s'est élevé à 34,2 milliards de dollars, soit plus du quadruple du coût initial estimé à 7,4 milliards de dollars. À la fin de l'année, le Directeur parlementaire du budget (DPB) a déclaré à la Chambre des communes qu'Ottawa risquait de perdre de l'argent sur une éventuelle vente du projet.

Trans Mountain doit maintenant faire face à un défi règlementaire en cherchant à obtenir l'approbation de la Régie de l'énergie du Canada (REC) pour les droits qu'elle propose. L'audience de la REC sur la demande d'approbation des droits de Trans Mountain (à laquelle certains intérêts s'opposent fermement) est prévue pour le mois de mai 2025[31].

Le potentiel de croissance future de la production pétrolière extracôtière du Canada a également refait surface en 2024, avec des rapports indiquant que les travaux de développement du projet Bay du Nord (BDN) étaient en cours. BDN est un projet de développement proposé par Equinor Canada[32] dans la passe Flamande, à plus de 200 milles nautiques au large de Terre-Neuve-et-Labrador.

Le projet a été approuvé, de manière quelque peu controversée, par le gouvernement fédéral en 2022[33]. En mai 2023, le promoteur du projet a annoncé qu'il reportait le projet de trois ans au maximum, en raison de « l'évolution des conditions du marché et de la forte inflation des coûts qui en découle... » [traduction][34]. En juin 2024, le PDG d'Equinor Canada aurait cependant déclaré qu'il restait optimiste à l'égard du projet et que l'entreprise travaillait « activement à examiner tout ce que nous pouvons pour améliorer le projet » [traduction][35]. Le forage exploratoire au large de Terre-Neuve-et-Labrador se poursuit[36].

---

[29] La Presse canadienne, « Enbridge in talks about Mainline pipeline expansion as Canadian oil output grows », *CTV News* (1er novembre 2024), en ligne : <www.ctvnews.ca/calgary/article/enbridge-in-talks-about-mainline-pipeline-expansion-as-canadian-oil-output-grows>.

[30] Thomson Reuters, « Calgary-based TC Energy will not revive Keystone XL oil pipeline project », *CBC News* (8 mars 2022), en ligne : <www.cbc.ca/news/canada/calgary/canada-s-tc-energy-will-not-revive-keystone-xl-oil-pipeline-project-1.6377165>.

[31] Régie de l'énergie du Canada, « Trans Mountain Pipeline » (23 juillet 2024), ULC RH-002-2023, en ligne : <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/4301738/4369664/4369668/4477079/C30800-1_Letter_to_RH-002-2023_Participants_-_Process_Letter_No._13_-_Revised_Timetable_of_Events_-_A9C6W3.pdf?nodeid=4477080&vernum=-2>.

[32] Avec British Petroleum Canada.

[33] Voir Rowland J. Harrison, « Projet de production pétrolière extracôtière de Bay du Nord franchit le seuil règlementaire » (2022) 10:2, *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, 22.

[34] Equinor ASA, « The Bay du Nord Project » (dernière consultation le 26 février 2025), en ligne : <www.equinor.com/where-we-are/canada-bay-du-nord>.

[35] Mike Moore, « One year after shelving Bay du Nord, this Equinor executive is a bit more optimistic », *CBC News* (7 juin 2024), en ligne : <www.cbc.ca/news/canada/newfoundland-labrador/bay-du-nord-2024-update-1.7226897>.

[36] Patrick Butler, « Major deepwater drilling underway 500 km off Newfoundland », *CBC News* (6 août 2024), en ligne : <www.cbc.ca/news/canada/newfoundland-labrador/persephone-ultra-deepwater-oil-exploration-1.7286049>.

PROGRESSION DES PROJETS DE GNL

Alors que les développements au cours de 2024 présageaient une croissance continue de la production pétrolière canadienne et des prix plus fermes, les producteurs de gaz naturel, quant à eux, ont continué à faire face à des prix déprimés. Parallèlement, la production a atteint des niveaux record. Cependant, une lueur d'optimisme (bien qu'elle ne soit pas partagée par tous les producteurs) a commencé à apparaître vers la fin de l'année en prévision de l'achèvement et du démarrage en 2025 du projet LNG Canada, près de Kitimat, en Colombie-Britannique. LNG Canada sera le premier projet d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) au Canada. Comme dans le cas du TMX, le projet a franchi d'importants obstacles règlementaires et des protestations en cours de route, en particulier au sujet du Coastal GasLink, un projet de TC Energy présenté comme la « première voie directe pour le gaz naturel canadien vers les marchés mondiaux de GNL » [traduction][37].

Entre-temps, deux autres projets de GNL sur la côte Ouest ont continué à progresser au cours de l'année. Woodfibre LNG, détenu par un partenariat entre Pacific Energy Corporation (Canada) Limited (70 %) et Enbridge Inc. (30 %), est situé sur la baie Howe. La construction a commencé à l'automne 2023, et l'achèvement substantiel est prévu pour 2027. Ce projet vise à produire 2,1 millions de tonnes de GNL par an pour les marchés étrangers. On prétend qu'il est « la première installation d'exportation de GNL carboneutre au monde » [traduction][38].

Woodfibre LNG se distingue également par l'importance qu'elle accorde à la construction et à l'exploitation du projet « dans le respect des valeurs autochtones »[39]. On prétend que le projet est « le premier projet industriel au Canada à reconnaître un gouvernement autochtone non conventionné, la Nation Squamish, comme organisme de règlementation environnementale à part entière » [traduction][40].

Le développement de l'industrie émergente d'exportation de GNL au Canada s'est poursuivi au cours de l'année avec l'annonce, le 25 juin 2024, d'une décision finale d'investissement pour la poursuite du projet Cedar LNG[41]. Cedar LNG est un projet d'installation flottante d'une capacité nominale de 3,3 millions de tonnes par an, située sur le territoire traditionnel de la Nation Haisla. Celle-ci en est le propriétaire majoritaire (avec Pembina Pipeline Corporation), ce qui fait de Cedar LNG le premier projet de GNL au monde détenu majoritairement par des Autochtones. Il devrait s'agir de l'une des installations de GNL les moins polluantes au monde, alimentée par de l'électricité renouvelable fournie par BC Hydro. La construction est en cours, et la mise en service est prévue pour la fin de l'année 2028.

ÉQUITÉ AUTOCHTONE

Le rôle croissant de la participation autochtone dans les projets de développement énergétique et la propriété des infrastructures s'est également manifesté d'autres manières au cours de l'année. Dans un appel à la production d'électricité propre lancé en avril, BC Hydro a précisé que les projets devaient comporter un pourcentage minimum de participation détenue par les Premières Nations[42]. Elle a indiqué que la Banque canadienne d'infrastructure mettrait des prêts à la disposition des Premières Nations pour les aider à financer jusqu'à 90 % de leur participation dans tout projet ayant fait l'objet d'un contrat d'achat d'électricité dans le cadre de l'appel d'offres. Il a été signalé que le service

---

[37] TransCanada PipeLines Ltd, « The first direct path for Canadian natural gas to global LNG markets » (dernière consultation le 26 février 2025), en ligne : <www.coastalgaslink.com>.

[38] Woodfibre LNG, « Sustainably Produced Liquefied Natural Gas » (dernière consultation 26 février 2025), en ligne : <woodfibrelng.ca> [*Woodfibre*].

[39] Woodfibre LNG, « Reconciliation in Action » (dernière consultation 26 février 2025), en ligne : <woodfibrelng.ca/indigenous-reconciliation>.

[40] *Woodfibre*, *supra* note 38.

[41] Cedar LNG, « Cedar LNG Announces Positive Final Investment Decision » (2 juin 2024), en ligne : <www.cedarlng.com/cedar-lng-announces-positive-final-investment-decision>.

[42] Gouvernement de la Colombie-Britannique, « BC Hydro issues call for new clean electricity to power B.C.'s future » (3 avril 2024), en ligne : <news.gov.bc.ca/releases/2024EMLI0018-000470>.

public a reçu des propositions pour trois fois plus d'énergie qu'il n'en avait l'intention[43].

En octobre, une déclaration de vision publiée par le gouvernement de l'Ontario (évoquée plus loin) indiquait que le projet de transport d'énergie Wataynikaneyap, dont l'achèvement substantiel était prévu pour la fin de l'année, serait le plus grand projet d'infrastructure dirigé par des Autochtones au Canada. Le projet appartient à 24 communautés des Premières Nations en partenariat avec Fortis Ontario et Algonquin Power & Utilities Corporation.

ÉNONCÉ DE LA VISION ÉNERGÉTIQUE DE L'ONTARIO

Les défis posés par la croissance prévue des besoins en électricité de l'Ontario ont été soulignés par le gouvernement provincial dans son énoncé de vision « L'avenir énergétique abordable de l'Ontario : Le besoin pressant en énergie »[44], publiée le 22 octobre. La déclaration fait état des prévisions de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de la province selon lesquelles la demande d'électricité augmentera de 75 %, ce qui nécessitera 111 TWh d'énergie supplémentaire d'ici 2050, « l'équivalent de quatre villes et demie comme Toronto »[45]. En formulant la vision d'une « économie alimentée par une énergie abordable, fiable et propre », l'énoncé souligne la nécessité de « planifier pour l'électricité, du gaz naturel et d'autres combustibles pour s'assurer que les besoins énergétiques de la province sont anticipés et comblés de façon coordonnée »[46].

À la suite du dépôt de l'énoncé de vision, le projet de loi 214 a été présenté à l'Assemblée législative comme une loi « modifiant diverses lois sur l'énergie en ce qui a trait à la planification énergétique à long terme, aux modifications touchant les codes appelés Distribution System Code et Transmission System Code et à la recharge des véhicules électriques »[47]. Les modifications comprennent l'ajout d'un énoncé d'objectif à la *Loi sur l'électricité*[48] « pour faire la promotion de l'électrification et faciliter la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique visant à utiliser l'électricité pour réduire l'ensemble des émissions en Ontario »[49]. Les modifications remplacent également les plans énergétiques à long terme par des « plans intégrés de ressources énergétiques… ». La *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*[50] a reçu la sanction royale le 4 décembre 2024.

L'énoncé de vision de l'Ontario est également remarquable pour sa référence à une demande supplémentaire émergente d'électricité par suite de la prolifération des centres de données — dont on prévoit qu'elle sera à peu près égale d'ici 2026 à l'ajout de la demande de la ville de Kingston au réseau. On y ajoute que l'essor de l'intelligence artificielle (IA) et des centres de données qui alimentent les progrès de l'informatique pourrait également entraîner une augmentation significative de la demande sur les réseaux d'énergie.

En décembre, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une stratégie visant à devenir « la destination de choix de l'Amérique du Nord pour les investissements dans les centres de données d'intelligence artificielle (IA) » [traduction][51]. L'annonce indiquait que la taille du marché des centres de données d'IA devrait doubler d'ici 2030 pour atteindre plus de 820 milliards de dollars. Quelques jours plus tard, l'entrepreneur Kevin O'leary a annoncé

---

[43] Amanda Stephenson, « Equity ownership 'the next evolution' for reconciliation », *Calgary Herald* (30 septembre 2024), en ligne : <epaper.calgaryherald.com/article/281805699344928>.

[44] Ministère de l'Énergie et de l'Électrification, « L'avenir énergétique abordable de l'Ontario » (2024), en ligne (pdf) : <www.ontario.ca/files/2024-11/energy-ontarios-affordable-energy-future-fr-2024-11-07.pdf>.

[45] *Ibid*.

[46] *Ibid* à la p 19.

[47] Projet de loi 214, *Loi modifiant diverses lois sur l'énergie en ce qui a trait à la planification énergétique à long terme, aux modifications touchant les codes appelés Distribution System Code et Transmission System Code et à la recharge des véhicules électriques*, (sanctionné reçue le 4 décembre 2024), LO 2024, c 26.

[48] *Loi de 1998 sur l'électricité*, LO 1998, c 15, annexe A.

[49] *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, LO 2024, c 26, annexe 1, art 1(a.2).

[50] *Loi de 2024 sur l'énergie abordable*, LO 2024, c 26.

[51] Gouvernement de l'Alberta, « Fueling innovation through AI data centre attraction », (4 décembre 2024), en ligne : <www.alberta.ca/release.cfm?xID=92471C316C21B-DF5D-8ABC-A6386B520590AB55>.

que O'leary Ventures avait signé une lettre d'intention au sujet de l'achat d'un terrain près de Grand Prairie pour un projet de parc industriel de centres de données d'IA[52]. Cependant, des commentateurs ont noté que l'essor des centres de données dans le secteur florissant de la haute technologie soulevait des questions concernant le réseau de la province[53].

« ÉCOBLANCHIMENT » ET « ÉCOSILENCE »

La plupart des mesures fédérales destinées à poursuivre l'objectif de « carboneutralité » ont visé à réduire plus ou moins directement les émissions de carbone. En 2024 cependant, avec la promulgation du projet de loi C-59[54] modifiant la *Loi sur la concurrence*[55], le gouvernement a élargi son arsenal de lutte contre les changements climatiques avec une mesure d'un caractère différent : le projet de loi C-59 qui vise l'écoblanchiment, soit « le fait de donner une fausse impression ou des informations trompeuses sur la manière dont les produits d'une entreprise sont respectueux de l'environnement » [traduction][56].

Les modifications interdisent les représentations visant à promouvoir la fourniture ou l'utilisation d'un produit ou tout intérêt commercial qui ne sont pas fondées sur une analyse ou une justification « adéquate et appropriée », dont la preuve incombe à la personne qui fait la représentation. À partir de juin 2025, les parties privées pourront demander au Tribunal de la concurrence l'autorisation d'engager une procédure d'application de la loi.

Le 23 décembre, le Bureau de la concurrence a publié un nouveau projet de lignes directrices sur l'application de la loi[57]. Cependant, des commentateurs ont laissé entendre que les lignes directrices ne résolvent pas entièrement l'ambiguïté des dispositions.

De nombreuses inquiétudes ont été exprimées sur le fait que les modifications ont introduit un risque considérable, en particulier en ce qui concerne les affirmations de l'industrie quant à ses efforts pour lutter contre les changements climatiques. Il a également été rapporté que des entreprises ont supprimé leur site Web en raison de l'incertitude liée à l'interprétation et à l'application des modifications[58]. Un nouveau terme a fait son entrée dans le lexique : « écosilence ».

Deux groupes d'entreprises de l'Alberta ont déposé un recours devant la Cour du Banc du Roi de l'Alberta, affirmant que les dispositions violaient leur droit à la liberté d'expression[59].

CHURCHILL FALLS

D'importants développements règlementaires et de politique énergétique ont également eu lieu dans le Canada atlantique au cours de l'année.

Le 12 décembre, le premier ministre de Terre-Neuve-et-Labrador et le premier ministre du Québec ont annoncé la signature d'un protocole d'entente portant sur l'achat par Hydro-Québec de l'électricité provenant de Churchill Falls, à compter de 2025. Cet accord remplacera le contrat de 1969 qui a été une source de ressentiment à Terre-Neuve-et-Labrador pendant plus de

---

[52] Chris Varcoe, « O'leary proposes AI data park in province », *Calgary Herald* (10 décembre 2024), en ligne : <epaper.calgaryherald.com/article/281590951148944>.

[53] Chris Varcoe, « Data centres raise questions over province's grid », *Calgary Herald* (6 novembre 2024), en ligne : <epaper.calgaryherald.com/article/281565181274780>.

[54] Projet de loi C-59, *Loi portant exécution de certaines dispositions de l'énoncé économique de l'automne déposé au Parlement le 21 novembre 2023 et de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 28 mars 2023*, 44e législature, 1re session, 2021, (première lecture le 30 novembre 2023).

[55] *Loi sur la concurrence*, LRC (1985), c C-34.

[56] Adam Hayes, « Greenwashing: Definition, How It Works, Examples, and Statistics » (30 juin 2024), en ligne : <www.investopedia.com/terms/g/greenwashing.asp>.

[57] Gouvernement du Canada, « Déclarations environnementales et la Loi sur la concurrence » (23 décembre 2024), en ligne : <bureau-concurrence.canada.ca/fr/comment-nous-favorisons-concurrence/consultations/declarations-environnementales-loi-concurrence>.

[58] Voir par exemple : Brett Mckay, « Biogas project deletes website after Bill C-59 », *Calgary Herald* (10 octobre 2024), en ligne : <epaper.calgaryherald.com/article/281633900692387>.

[59] Chris Varcoe, « Ottawa faces lawsuit over 'egregious' bill », *Calgary Herald* (6 décembre 2024), en ligne : <epaper.calgaryherald.com/calgary-herald/20241206/281539411533719/textview>.

cinq décennies. En vertu de ce contrat, qui aurait couru jusqu'en 2041, HydroQuébec achetait de l'électricité au prix de 0,2 cents par kilowattheure, tout en vendant l'électricité excédentaire aux distributeurs américains aux taux courants du marché. En vertu du nouvel accord, Hydro-Québec paiera 30 fois plus pour l'électricité produite à Churchill Falls. Hydro-Québec acquiert également le droit de s'associer à Newfoundland and Labrador Hydro pour de nouvelles installations hydroélectriques.

Le protocole d'entente a été approuvé par l'assemblée législative de Terre-Neuve-et-Labrador le 9 janvier 2025.

DÉVELOPPEMENTS EN NOUVELLE-ÉCOSSE

Les changements généralisés du cadre politique, législatif et règlementaire de l'énergie provoqués par l'électrification et la poursuite de la carboneutralité nécessitent dans certains cas une restructuration globale de ce cadre. C'est ce qui s'est passé en Nouvelle-Écosse avec la création, au cours de l'année, d'une nouvelle commission de l'énergie et d'une nouvelle société indépendante d'exploitation du réseau énergétique, comme cela a été abordé dans le numéro de décembre de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.* À la fin de l'année, le recrutement du président et des membres du conseil d'administration de la société indépendante d'exploitation du réseau énergétique était en cours.

L'annonce, en septembre, d'une nouvelle garantie de prêt de 500 millions de dollars de la part d'Ottawa a constitué un autre événement important sur le marché de l'électricité de la Nouvelle-Écosse et a permis d'éviter ce qui aurait sinon signifié une hausse vertigineuse des tarifs pour les clients de Nova Scotia Power. En raison de retards dans la réception de l'électricité provenant de la centrale hydroélectrique de Muskrat Falls, au Labrador, et de la nécessité d'acheter de l'électricité ailleurs, Nova Scotia Power devait accumuler des coûts de combustible non récupérés qui devaient atteindre plus de 400 millions de dollars d'ici la fin de l'année. Sans la garantie de prêt fédérale, l'entreprise s'attendait à ce que ses clients subissent une augmentation moyenne des tarifs de 19,2 %. La garantie de prêt réduirait cette augmentation à une moyenne de 2,4 % pour 2025. Le 29 novembre, le Nova Scotia Utility and Rétrospective Board a publié sa décision approuvant la demande d'approbation de l'accord présentée par Nova Scotia Power[60].

ÉNERGIES RENOUVELABLES EXTRACÔTIÈRES

L'évolution continue du cadre règlementaire de l'énergie a également donné lieu au cours de l'année à l'élargissement des pouvoirs des deux offices des hydrocarbures extracôtiers du Canada. Le projet de loi fédérale C-49, développé en partenariat avec le gouvernement de la Nouvelle-Écosse et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, a modifié la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador*[61] et la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*[62] afin d'établir un cadre règlementaire commun pour le développement des énergies renouvelables extracôtières. Les modifications ont également changé le nom de chacun des deux organismes conjoints fédéraux-provinciaux de « Offshore Petroleum Board » [office des hydrocarbures extracôtiers] » à « Offshore Energy Regulator » [régie de l'énergie extracôtière] »[63]. Les changements correspondants au niveau provincial ont suivi, afin de maintenir le cadre de législation

[60] *Nova Scotia Power Inc* (23 décembre 2024), NSUARB 2024-216, en ligne (pdf) : Nova Scotia Utility and Review Board <nsuarb.novascotia.ca/sites/default/files/NSUARB%20Board%20Decision%20-%20Nova%20Scotia%20Power%20Incorporated%20%28M11912%29.pdf>.

[61] *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador*, LC 1987, c 3.

[62] *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, LC 1988, c 28.

[63] Projet de loi C-49, *Loi modifiant la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador et la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*, 44e législature, 1re session, 2024, (sanctioné le 3 octobre 2024).

fédérale-provinciale miroir qui soutient la mise en œuvre des accords extracôtiers respectifs[64].

À VENIR

Comme il a été mentionné dans l'introduction de cette rétrospective annuelle, les événements politiques survenus au cours des dernières semaines de 2024, tant au Canada qu'aux États-Unis, ont soulevé deux questions urgentes qui seront probablement au cœur de la politique et de la règlementation énergétiques en 2025. La taxe sur le carbone du Canada, si elle n'est pas purement et simplement abolie, sera probablement remplacée, et l'attention se portera sur à toute proposition de remplacement..

Les tarifs douaniers américains potentiels sur les importations d'énergie canadienne et les mesures de représailles proposées par le Canada domineront les relations entre le Canada et les États-Unis — et, en fait, pourraient mettre à rude épreuve les relations intergouvernementales au sein même du pays. ■

[64] Ressources naturelles Canada, communiqué, « Le gouvernement du Canada adopte une loi pour saisir l'occasion formidable que représente l'énergie éolienne en mer pour la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador » (3 octobre 2024), en ligne : <www.canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2024/10/le-gouvernement-du-canada-adopte-une-loi-pour-saisir-loccasion-formidable-que-represente-lenergie-eolienne-en-mer-pour-la-nouvellee cosse-et-terre-n.html>.

ÉVOLUTION DU DROIT ADMINISTRATIF RELATIF AU DROIT ET À LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE EN 2024

*Paul Daly**

INTRODUCTION

L'année dernière marquait le cinquième anniversaire de l'arrêt historique de la Cour suprême du Canada, *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*[1]. Cinq ans après la publication du prédécesseur de l'arrêt *Vavilov*[2], le professeur Mullan écrivait un article de 85 pages sur les points laissés en suspens, intitulé « the Top Fifteen! »[3].

Aucun article de ce genre ne pourrait être rédigé aujourd'hui. L'arrêt *Vavilov* a laissé relativement peu de points en suspens. J'en ai tout de même relevé cinq : la norme interne de contrôle, les appels d'arbitrage, l'équité procédurale, l'examen fondé sur la *Charte*[4] et la mesure dans laquelle le contrôle selon la norme de la décision raisonnable s'inscrit dans la Constitution[5]. J'ai plus tard ajouté à la liste la norme de contrôle applicable à des règlements[6].

Parmi ces six points laissés en suspens, la Cour suprême a directement traité de l'équité procédurale[7] et de la norme de contrôle applicable aux règlements[8], et elle a tranché des causes portant sur l'examen fondé sur la *Charte*[9] et les fondements constitutionnels du contrôle judiciaire[10].

La question de la norme interne de contrôle n'a pas été traitée. Il convient toutefois de mentionner que la Cour suprême ne s'est jamais penchée sur cette question. En ce qui concerne

---

* Le professeur Paul Daly est titulaire de la Chaire de recherche de l'Université d'Ottawa en droit administratif et gouvernance.

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

[2] *Dunsmuir c Nouveau-Brunswick*, 2008 CSC 9.

[3] David Mullan, « Unresolved Issues on Standard of Review in Canadian Judicial Review of Administrative Action - The Top Fifteen! » (2013), 42:1 Advocates' Q 1.

[4] *Charte canadienne des droits et libertés*, partie I de la *Loi constitutionnelle de 1982*, constituant l'annexe B de la *Loi de 1092 sur le Canada* (R-U), 1982, c 11 [*Charte*].

[5] Paul Daly, « Unresolved Issues after Vavilov » (2022) 85:1 Saskatchewan L Rev 89.

[6] Paul Daly, *A Culture of Justification: Vavilov and the Future of Canadian Administrative Law* (Vancouver: UBC Press, 2023), aux pp 145–49.

[7] *Law Society of Saskatchewan v Abrametz*, 2022 CSC 29.

[8] *Auer c Auer*, 2024 CSC 36 [*Auer*].

[9] *Commission scolaire francophone des Territoires du Nord-Ouest c Territoires du Nord-Ouest (Éducation, Culture et Emploi)*, 2023 CSC 31 [*CSFTNO*]; *Conseil scolaire de district de la région de York c Fédération des enseignantes et des enseignants de l'élémentaire de l'Ontario*, 2024 CSC 22.

[10] *Yatar c TD Assurance Meloche Monnex*, 2024 CSC 8 [*Yatar*].

les appels d'arbitrage, les motifs minoritaires dans l'affaire *Wastech Services Ltd. c Greater Vancouver Sewerage and Drainage District*[11] visaient à trancher la question.

Ainsi, après cinq ans, la question est plutôt de savoir dans quelle mesure la Cour suprême est demeurée fidèle au cadre de l'arrêt *Vavilov* que de savoir si elle doit le clarifier ou le fignoler. Au cours des 12 derniers mois, la Cour a rendu un certain nombre de décisions importantes en appliquant le cadre de l'arrêt *Vavilov* et en examinant des questions non résolues. La plus grande partie de la présente « Rétrospective annuelle » portera sur ces celles-ci. Une seule de ces affaires concerne directement le droit de l'énergie, à savoir une décision importante concernant des actifs délaissés, tandis que les autres entraînent toutes des répercussions immédiates sur le secteur.

J'aborderai d'entrée de jeu, dans la partie I, la question des normes de contrôle applicables à des règlements. Dans la partie II, je me pencherai sur la question du contrôle selon la norme de la décision raisonnable, en me reportant plus particulièrement à la décision rendue dans l'affaire des *lettres de mandat*[12] ainsi qu'en traitant de la décision la plus récente dans le grand livre des « valeurs de la *Charte* ». Dans la partie III, je m'attarderai à la question du contrôle selon la norme de la décision correcte, en plus de discuter de deux affaires relatives à la *Charte*, issues du domaine du travail et de l'emploi, qui constitueront le cœur de mon analyse. Dans la partie IV, je m'intéresserai à des questions constitutionnelles, plus précisément à la portée de l'essence constitutionnelle minimale du contrôle judiciaire dans le sillage de l'arrêt *Vavilov*. Enfin, dans la partie V, j'examinerai un certain nombre de questions liées à la conduite règlementaire qui sont pertinentes pour les praticiens du droit de l'énergie et qui ont été récemment soulevées devant des tribunaux inférieurs (réunions avec des organismes de règlementation, présence de l'avocat durant des enquêtes règlementaires et pertinence de la transparence).

I. NORME DE CONTRÔLE APPLICABLE AUX RÈGLEMENTS

A) Clarifier la norme

En 2024, la Cour suprême du Canada a rendu une décision très attendue sur la norme de contrôle applicable aux règlements[13]. Bien entendu, dans le secteur de l'énergie, la règlementation est assujettie au cadre énoncé dans l'arrêt *Auer*.

J'étais d'ailleurs l'avocat-conseil adjoint de l'appelant, Roland Auer. Après l'audience d'avril, deux éléments m'ont semblé très clairs : la Cour suprême appliquerait le cadre de l'arrêt *Vavilov* au contrôle judiciaire des règlements, mais elle conclurait vraisemblablement que les règlements en cause (les *Lignes directrices fédérales sur les pensions alimentaires pour enfants*[14] prises par le gouverneur en conseil) étaient valides. Ce qui s'est avéré.

Le principal aspect du principe de droit administratif en cause était la norme à appliquer dans les cas où une partie demanderesse cherche à contester un règlement. Dans l'arrêt *Katz Group Canada Inc. c Ontario (Santé et Soins de longue durée)*[15], la Cour suprême a conclu qu'une intervention judiciaire ne serait appropriée que « pour cause d'incompatibilité avec l'objet de la loi[16] » lorsqu'il était démontré que le règlement est « non pertinent » ou « complètement étranger » à l'objet de la loi, ou repose sur des considérations « sans importance ». Cette norme a été critiquée comme étant celle de « l'hyperretenue »[17] et une voie de dérogation inappropriée du cadre général de l'arrêt *Vavilov*[18]. Quoi qu'il en soit, dans l'affaire *Auer*, la Cour d'appel de l'Alberta a conclu à la majorité que les règlements

[11] *Wastech Services Ltd. c Greater Vancouver Sewerage and Drainage District*, 2021 CSC 7.

[12] Voir *Ontario (Procureur général) c Ontario (Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée)*, 2024 CSC 4 [*lettres de mandat*].

[13] *Auer*, *supra*, note 8.

[14] *Lignes directrices fédérales sur les pensions alimentaires pour enfants*, DORS/97-175.

[15] *Katz Group Canada Inc. c Ontario (Santé et Soins de longue durée)*, 2013 CSC 64 [*Katz*].

[16] *Ibid* au para 28.

[17] *Portnov c Canada (Procureur général)*, 2021 CAF 171, au para 19.

[18] *British Columbia (Attorney General) v Le*, 2023 BCCA 200, au para 93.

jouissent d'un statut spécial reconnu par la norme unique établie dans l'arrêt *Katz*[19].

La Cour suprême, dans des motifs rédigés par la juge Côté, a réglé ce différend à l'unanimité en faveur de *Vavilov*. Le cadre de l'arrêt *Vavilov* est « exhaustif »[20] et représente un « changement substantiel »[21] dans le droit administratif canadien, établissant le point de départ pour toute considération future des questions liées à la norme de contrôle[22]. En effet, l'arrêt *Vavilov* invite à se référer expressément à des affaires où était contestée la légalité de textes règlementaires[23]. En outre, dans l'arrêt *Vavilov*, les juges majoritaires ont estimé qu'un « contrôle rigoureux selon la norme de la décision raisonnable » suffirait pour veiller à ce que des décideurs administratifs (y compris ceux qui prennent des règlements) agissent dans les limites des pouvoirs qui leur sont conférés, même en l'absence de motifs officiels pour justifier la décision[24].

Cependant, certains aspects de la décision dans l'arrêt *Katz* ont survécu au changement substantiel *Vavilovien*. La décision antérieure de la Cour suprême dans l'affaire *Katz* comportait cinq aspects :

> [1] « Pour contester avec succès la validité d'un règlement, il faut démontrer qu'il est incompatible avec l'objectif de sa loi habilitante ou encore qu'il déborde le cadre du mandat prévu par la Loi »[25];
>
> [2] « Les règlements jouissent d'une présomption de validité […] Cette présomption comporte deux aspects : elle impose à celui qui conteste le règlement le fardeau de démontrer que celui-ci est invalide, plutôt que d'obliger l'organisme règlementaire à en justifier la validité… ensuite, la présomption favorise une méthode d'interprétation qui concilie le règlement avec sa loi habilitante de sorte que, dans la mesure du possible, le règlement puisse être interprété d'une manière qui le rend *intra vires* » [emphase supprimée][26];
>
> [3] « Il convient de donner au règlement contesté et à sa loi habilitante une "interprétation téléologique large […] compatible avec l'approche générale adoptée par la Cour en matière d'interprétation législative" »[27];
>
> [4] « Cette analyse ne comporte pas l'examen du bien-fondé du règlement au regard de considérations d'intérêt général pour déterminer s'il est "nécessaire, sage et efficace dans la pratique" »[28]. « L'analyse ne s'attache pas aux considérations sous-jacentes "d'ordre politique, économique ou social [ni à la recherche, par les gouvernements, de] leur propre intérêt" », ni à la question de savoir si le règlement « permettra effectivement d'atteindre les objectifs visés par la loi »[29];
>
> [5] « Pour qu'il puisse être déclaré *ultra vires* pour cause d'incompatibilité avec l'objet de la loi, le règlement doit reposer sur des considérations "sans importance", doit être "non pertinent" ou être

[19] *Auer*, *supra* note 8, aux para 47–63.

[20] *Ibid* au para 21.

[21] *Ibid* au para 32.

[22] *Ibid* au para 19.

[23] *Ibid* au para 22.

[24] *Ibid* au para 26.

[25] *Katz*, *supra* note 15 au para 24.

[26] *Ibid* au para 25.

[27] *Ibid* au para 26, citant *United Taxi Drivers' Fellowship of Southern Alberta c Calgary (Ville)*, 2004 CSC 19, au para 8.

[28] *Ibid* au para 27, citant *Jafari c Canada (Ministre de l'Emploi et de l'Immigration)* 1995 CanLII 3592 (CAF), [1995] 2 FC 595 (CA), à la p 604.

[29] *Ibid* au para 28, citant *Thorne's Hardware Ltd. c La Reine*, 1983 CanLII 20 (CSC), [1983] 1 RCS 106, aux pp 112–113.

> "complètement étranger" à l'objet de la loi »[30].

Plusieurs de ces propositions sont tout à fait acceptables, comme le juge Stratas l'a observé dans *Portnov*[31]. Dans l'arrêt *Auer*, seule la dernière d'entre elles a été jugée incompatible avec l'arrêt *Vavilov*, car elle créait une voie de dérogation fondée sur le statut du décideur et la nature de la décision en cause :

> À mon avis, tous les principes susmentionnés figurant dans l'arrêt *Katz Group*, excepté celui du seuil relatif au texte « sans importance », « non pertinent » ou « complètement étranger », demeurent valables en droit et continuent de guider le contrôle de la *validité* d'un texte législatif subordonné. Comme je l'expliquerai, le changement substantiel qu'a entraîné l'arrêt *Vavilov* en faveur de la présomption d'application de la norme de la décision raisonnable en tant que base du contrôle érode la raison d'être du seuil relatif au texte « sans importance », « non pertinent » ou « complètement étranger », et le maintien de ce seuil perpétuerait l'incertitude en droit. En conséquence, il existe de solides raisons justifiant de s'écarter légèrement de l'arrêt *Katz Group*[32]. Sous réserve de l'exception mentionnée précédemment, l'arrêt *Katz Group* continue « de fournir des indications utiles sur l'application de la norme de la décision raisonnable » [traduction][33]. Dans la mesure où les principes énoncés dans l'arrêt *Katz Group* n'entrent pas en conflit avec l'arrêt *Vavilov*, ils « doivent faire partie de l'application de la norme de la raisonnabilité » [traduction][34] .
>
> …
>
> En résumé, sauf indication contraire du législateur ou si une affaire soulève une question se rapportant à la primauté du droit qui doit être contrôlée suivant la norme de la décision correcte, la validité d'un texte législatif subordonné doit être contrôlée selon la norme de la décision raisonnable, peu importe le délégataire qui l'a édicté, sa proximité avec le pouvoir législatif ou le processus suivant lequel le texte législatif subordonné a été édicté. Intégrer ces distinctions dans le cadre d'application de la norme de contrôle serait « contrairement aux objectifs *Vaviloviens* de simplification et de clarté » [traduction][35].

Je signale également que le premier principe n'a pas été retenu dans son intégralité dans l'arrêt *Auer*. Le mot « exige » utilisé dans l'arrêt *Katz* laissait entendre qu'il s'agissait d'un fondement exclusif sur lequel des règlements pouvaient être contestés. Cependant, dans l'arrêt *Auer*, ce principe est reformulé : l'incompatibilité avec les objectifs ou la portée de la loi constitue *un* fondement sur lequel se fonder pour s'attaquer à un règlement, car il « doit être conforme à la fois aux dispositions pertinentes de la loi habilitante et à l'objet dominant de celle-ci »[36], mais cela n'est pas considéré comme un motif *exclusif* de contestation. De même, certaines des contraintes juridiques de l'arrêt *Vavilov* – le régime statutaire, les principes de la common law et les règles d'interprétation des

---

[30] *Ibid*.

[31] *Supra* note 17, au para 20.

[32] Voir *Canada (Procureur général) c Power*, 2024 CSC 26, aux para 98, 209; *R. c Kirkpatrick*, 2022 CSC 33, au para 202, les juges Côté, Brown et Rowe, motifs concordants.

[33] *Supra*, note 6 à la p 148.

[34] *Auer*, *supra* note 8 au para 32; voir aussi *ibid* à la p 149.

[35] Paul Daly, « Resisting which Siren's Call? Auer v Auer, 2022 ABCA 375 and TransAlta Generation Partnership v Alberta (Minister of Municipal Affairs), 2022 ABCA 381 » (24 novembre 2022), en ligne (blogue) : <www.administrativelawmatters.com/blog/2022/11/24/resisting-which-sirens-call-auer-v-auer-2022-abca-375-and-transalta-generation-partnership-v-alberta-minister-of-municipal-affairs-2022-abca-381>; *supra* note 6 à la p 147; *Auer*, *supra* note 8 au para 44.

[36] *Auer*, *supra* note 8 au para 33, citant *Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, 2021 CSC 11, au para 87.

lois – seront « particulièrement pertinentes » lors du contrôle de la validité d'un règlement[37], mais il est clair que, dans les cas appropriés, d'autres contraintes pourraient être importantes et, en effet, le règlement pourrait ne pas suivre une chaîne de raisonnements cohérente[38].

En ce qui concerne le deuxième principe, la juge Côté a pris acte de la critique formulée à son égard, mais elle considérait néanmoins qu'il était conforme à l'arrêt *Vavilov*. D'une part, l'arrêt *Vavilov* impose aussi à la partie demanderesse le fardeau de démontrer le caractère substantiellement déraisonnable[39]. D'autre part, le corollaire de la présomption de validité selon laquelle un règlement devrait être interprété comme étant conforme au régime statutaire l'autorisant n'impose pas un fardeau plus lourd que l'arrêt Vavilov, parce que « pour réfuter la présomption de validité du texte législatif subordonné, ceux qui le contestent doivent établir que celui-ci ne représente pas une interprétation raisonnable du pouvoir légal du délégataire »[40].

J'admets nourrir une certaine sympathie pour le point de vue contraire avancé par la Cour d'appel fédérale. Comme le juge Stratas l'a expliqué dans la décision *Médicaments novateurs Canada*, « selon l'arrêt *Vavilov*, il [le contestataire] n'a pas à renverser la présomption que la décision est raisonnable »[41]. Le fardeau incombe à la partie demanderesse et, de fait, une décision est raisonnable jusqu'à preuve du contraire. Mais il n'y a pas de présomption *de jure* de la validité. La façon la plus modeste (et, à mon avis, la meilleure) d'aborder cette question est de considérer que, dans le cadre d'un contrôle judiciaire, un tribunal doit toujours caractériser la décision en cause. L'arrêt *Vavilov* donne à penser que, de façon générale, la caractérisation devrait être favorable au décideur[42], expliquant le besoin d'interpréter les décisions administratives « en tenant compte du contexte institutionnel et à la lumière du dossier »[43].

Conserver la *présomption* de l'arrêt *Katz* est un pas trop loin, à mon avis, si cela signifie qu'un juge doit, à titre préliminaire, entreprendre un exercice d'interprétation visant à rendre un règlement conforme au régime législatif applicable. Donner à un règlement une caractérisation juste aux fins du contrôle selon la norme de la décision raisonnable (comme c'est le cas pour d'autres décisions administratives) est une chose, laquelle d'ailleurs concorderait avec le troisième principe de l'arrêt *Katz* sur l'interprétation large et téléologique, mais le fait d'exiger une gymnastique interprétative préliminaire serait une tout autre chose. Bien sûr, il se peut que j'accorde trop d'importance à la distinction *de facto/de jure*, surtout compte tenu de l'insistance de la juge Côté sur la primauté du cadre de l'arrêt *Vavilov*, de son rejet d'une voie de dérogation spéciale pour les règlements, de sa conclusion selon laquelle le « très haut degré de déférence » exigé par le cinquième principe de l'arrêt *Katz* est incompatible avec le contrôle selon la norme de la décision raisonnable de l'arrêt *Vavilovien*[44] et de ses commentaires sur le quatrième principe de l'arrêt *Katz*, que j'aborde maintenant.

En ce qui concerne le quatrième principe de l'arrêt *Katz*, il est clair que le contrôle du caractère raisonnable d'un règlement, dans la même mesure que le contrôle de tout autre type de décision administrative, ne permet pas à un tribunal de remettre en question le bien-fondé d'une décision rendue par un décideur administratif. Il n'y a donc pas violation de la séparation des pouvoirs en appliquant la norme du caractère raisonnable à un règlement[45]. Bien que la Cour suprême n'ait pas été saisie de cette question dans l'affaire *Auer*, les divers textes législatifs qui visent à protéger les règlements municipaux contre des contestations fondées sur le « caractère déraisonnable » pourraient

[37] *Ibid* au para 60.

[38] *Ibid* au para 51; voir plus particulièrement les para 52–54.

[39] *Ibid* au para 38, citant *Vavilov*, *supra* note 1 au para 100.

[40] *Ibid* au para 39.

[41] *Médicaments novateurs Canada c Canada (Procureur général)*, 2022 CAF 210 au para 30.

[42] *Vavilov*, *supra* note 1 aux para 91–94.

[43] *Ibid* au para 96.

[44] *Auer*, *supra* note 8 au para 46.

[45] *Ibid* aux para 55–56.

être interprétés comme mettant simplement l'accent sur le fait que l'examen du bien-fondé est interdit[46].

Citant le professeur Mancini, la juge Côté a souligné que le tribunal doit « être conscient » du fait qu'il ne joue qu'un rôle de contrôle lorsqu'il s'agit d'évaluer le caractère raisonnable d'un règlement :

> Considération importante, les tribunaux doivent bien organiser ces diverses sources afin que l'accent demeure sur le libellé restrictif de la loi. Encore une fois, le contrôle selon la norme de la décision raisonnable ne devrait pas s'attacher au contenu des contributions au processus ou encore au bien-fondé de celles-ci au regard de considérations d'intérêt général. Les tribunaux doivent plutôt rattacher ces sources à l'analyse de la question de savoir si le texte subordonné est compatible avec le texte de la loi habilitante, son contexte et son objet. Par exemple, les résumés d'étude d'impact de la règlementation peuvent éclairer le tribunal sur le lien existant entre l'objet d'une loi habilitante et un objectif règlementaire, tout comme les débats parlementaires. Ces analyses peuvent aider à démontrer comment les effets d'un règlement qui, à première vue, semblent déraisonnables sont permis par la loi habilitante [traduction][47].

Cela se rapproche davantage de ce que j'ai à l'esprit en ce qui concerne la présomption de validité : je pense qu'il faut la traiter *de facto* plutôt que *de jure* et caractériser l'action administrative en cause de manière équitable.

Après considération de l'arrêt *Katz*, la juge Côté s'est penchée sur les principales contraintes. En fin de compte, l'affaire de l'appelant repose sur l'interprétation du pouvoir conféré par l'article 26.1 de la *Loi sur le divorce*[48] par la juge Côté. Le pouvoir général de règlementer (para 26.1[1]) a accordé au gouverneur en conseil « un pouvoir extrêmement large »[49]. Ce pouvoir général est limité par le paragraphe 26.1(2), qui impose « le principe que l'obligation financière de subvenir aux besoins des enfants à charge est commune aux époux et qu'elle est répartie entre eux selon leurs ressources respectives permettant de remplir cette obligation »; cependant, cette contrainte aussi, a conclu la juge Côté, « est exprimée en termes larges »[50]. Par conséquent, en ce qui concerne les diverses questions soulevées par l'appelant relativement au caractère raisonnable du fond des *Lignes directrices* en ce qui concerne les lignes tracées (ou non tracées) par le gouverneur en conseil, il n'y avait aucun fondement pour une intervention judiciaire :

> Il était loisible au GEC de choisir une méthode de calcul des ordonnances alimentaires pour enfants qui : (1) ne tient pas compte du revenu du parent créancier; (2) tient pour acquis que les parents payent le même pourcentage linéaire de revenu pour leurs enfants peu importe les niveaux de revenu des parents et l'âge des enfants; (3) ne tient pas compte des allocations pour enfant versées par le gouvernement aux parents créanciers; (4) ne tient pas compte des dépenses engagées directement par le parent débiteur à l'égard de l'enfant lorsque ce parent exerce moins de 40 p. 100 du temps parental au cours d'une année; (5) risque d'entraîner une double prise en compte de certaines dépenses spéciales ou extraordinaires. Chacune de ces décisions relevait nettement du pouvoir délégué au GEC en vertu de la Loi sur le divorce[51].

Maintenant que le cadre est clarifié, il sera intéressant d'observer sur quoi seront fondées les futures contestations du caractère

---

[46] *GSI Global Shelters Developments Ltd. v Rural Municipality of Last Mountain Valley No. 250*, 2024 CanLII 30 (SKCA) au para 23; *Koebisch v Rocky View (County)*, 2021 CanLII 265 (ABCA) au para 42.

[47] *Auer*, *supra* note 8 au para 57.

[48] *Loi sur le divorce*, SRC 1985, c 3 (2e suppl).

[49] *Auer*, *supra* note 8 au para 75.

[50] *Ibid* au para 79.

[51] *Ibid* au para 116.

raisonnable d'un règlement. L'élimination de la voie de dérogation spéciale pour les règlements est certainement bienvenue (et, à mon avis du moins, inévitable) à la lumière de l'arrêt *Vavilov*. Toutefois, comme toujours, des aspects de l'analyse de la Cour suprême exigeront un examen approfondi dans les affaires futures afin de déterminer dans quelle mesure les contestataires d'un règlement sont susceptibles d'obtenir gain de cause.

B) Quelques questions sans réponse

Toute incursion de la Cour suprême dans un domaine controversé laissera invariablement certaines questions sans réponse. C'est aussi le cas de l'arrêt *Auer*. Trois me sautent aux yeux.

Premièrement, comme je l'ai déjà mentionné, les exigences de la présomption de validité ne sont pas claires. On pourrait alléguer que la « présomption » ne fait que réaffirmer les principes fondamentaux du droit administratif selon lesquels le contestataire, dans le cadre d'un contrôle judiciaire, a le fardeau de démontrer l'illégitimité et qu'un règlement, comme toute décision, doit être interprété équitablement en fonction de son objet plutôt avoir un but plutôt que parcimonieusement. Encore une fois, tant que la présomption n'a qu'une qualité *de facto*, plutôt qu'une qualité *de jure*, elle ne devrait pas créer trop de difficultés.

Deuxièmement, la mesure dans laquelle les conséquences d'un règlement peuvent être prises en compte par une cour de révision n'est pas claire. L'opinion de la Cour suprême était la suivante:

> Les conséquences potentielles ou concrètes du texte législatif subordonné ne sont pertinentes que dans la mesure où une cour de révision doit décider si le délégataire était raisonnablement autorisé à édicter le texte législatif subordonné qui aurait de telles conséquences. L'analyse appropriée ne consiste pas à se demander si ces conséquences sont en soi nécessaires, souhaitables ou sages[52].

Dans son sens négatif – ce qu'un tribunal *ne peut pas* examiner – ce passage est suffisamment clair : les conséquences ne doivent pas être prises en compte lorsque la partie demanderesse cherche à mettre en cause le caractère nécessaire, souhaitable ou sage. Dans son sens positif – ce qu'un tribunal *peut* examiner *comme il se doit* –, ce passage est plutôt moins clair. On pourrait faire une analogie instructive avec la jurisprudence du fédéralisme, où les effets juridiques d'une disposition législative sont pertinents pour déterminer son caractère véritable aux fins de classification, et il devient légitime d'en déterminer les effets juridiques « par l'examen de son application et de ses effets sur les Canadiens »[53]. Mais cela soulève une autre question : comment le tribunal obtient-il l'information nécessaire pour déterminer les effets?

Troisièmement, toutefois, le contenu du dossier sur le contrôle judiciaire d'un règlement demeure flou. La Cour suprême suggère que les documents d'étude d'impact de la règlementation peuvent être pris en compte dans le cadre de l'exercice de contrôle judiciaire (bien que la suggestion à proprement parler est qu'ils aideront un tribunal à comprendre pourquoi un règlement a été adopté et, ainsi, font partie des arguments en faveur du maintien du règlement). Outre cette considération, la situation est trouble.

Pour commencer, il y a parfois un débat sur ce qui constitue le dossier lorsqu'un règlement est examiné : le tribunal peut-il seulement examiner les renseignements dont dispose l'autorité règlementaire au moment où le règlement a été pris (ce qui peut être simplement le texte du règlement lui-même et tout document d'évaluation d'impact pertinent) ou un plus large éventail de renseignements pourrait-il être approprié compte tenu des motifs du contrôle judiciaire ? L'opinion émergente est qu'un éventail relativement large de renseignements peut être pris en considération, à condition qu'il ait été présenté à l'autorité règlementaire

[52] *Ibid* au para 58.

[53] *Renvoi relatif à la Loi sur les armes à feu (Can.),* 2000 CSC 31 au para 18.

et qu'il se rapporte à un motif de contrôle judiciaire plaidé par la partie demanderesse.[54] Il y a aussi un débat sur la mesure dans laquelle une autorité règlementaire peut être contrainte de divulguer des renseignements qu'elle avait à sa disposition, car cela pourrait parfois être protégé par le privilège[55], bien que les revendications de privilège puissent se retourner contre elle en amenant un tribunal à tirer une conclusion défavorable à l'autorité règlementaire.[56]

De plus, il y a un débat sur les éléments de preuve extrinsèques qui peuvent être versés au dossier. Dans l'affaire *Sobeys West Inc. v College of Pharmacists of British Columbia*[57], les pharmacies à grande surface ont contesté un règlement qui, selon elles, favorisait de façon injustifiée les intérêts des membres du collège par rapport à ceux du public. En première instance, elles ont eu gain de cause en grande partie sur la base d'une preuve extrinsèque examinée par la cour de révision. Toutefois, la Cour d'appel a infirmé cette décision en concluant que la preuve extrinsèque ne faisait pas partie du dossier. La juge Newbury avait estimé que la présence « d'éléments de preuve, même anecdotiques, mais appuyant en tout ou en partie les préoccupations [du Collège] » [traduction][58] suffisait. Dans l'affaire *Auer*, la partie demanderesse a présenté une preuve d'expert exhaustif devant les tribunaux visant à démontrer en quoi l'application des *Lignes directrices* était inéquitable dans un grand nombre de cas. La Cour suprême n'a pas eu à se prononcer sur la légitimité de cet exercice, car elle a conclu que la partie demanderesse n'avait pas réussi à faire valoir le bien-fondé de son argumentaire. Mais si les « conséquences » sont une considération légitime, au moins dans certains cas, alors on peut supposer qu'une preuve d'expert et d'autres éléments de preuve extrinsèques seront admissibles pour démontrer qu'un règlement a des effets qui vont au-delà de ceux qui sont raisonnablement autorisés par la loi.

Étant donné que l'arrêt *Auer* largue l'arrêt *Katz* et élargit ainsi la portée du contrôle judiciaire du caractère raisonnable d'un règlement, il est naturel de s'attendre à un élargissement correspondant de ce qui peut constituer le dossier. En fin de compte, les affaires futures nous renseigneront sur la disponibilité potentielle (sous réserve des revendications de privilège) de l'information devant l'autorité règlementaire, ainsi que sur la preuve extrinsèque. À mon avis, cependant, la tendance qui se dessine favorise des dossiers plus complets et plus étendus aux fins du contrôle judiciaire d'un règlement.

C) Règlements discriminatoires

L'arrêt *Auer* a été accompagné d'une décision complémentaire sur les règlements discriminatoires : l'arrêt *TransAlta Generation Partnership c Alberta*[59], a donné lieu à une décision portant sur le traitement des actifs désuets utilisés par les entreprises de services publics aux fins d'imposition municipale. Il s'agit donc d'une décision sur une question importante pour les acteurs du secteur de l'énergie : comment traiter les actifs délaissés. Dans la présente section, je vais décrire le cadre établi par l'arrêt *TransAlta* et l'illustrer en faisant référence à une série de décisions d'appel récentes concernant des règlements discriminatoires.

La discrimination au sens du droit administratif est différente de la notion de discrimination énoncée dans les lois sur les droits de la personne ou la jurisprudence concernant le droit à l'égalité garanti par la *Charte*[60], et la discrimination en ce sens existe depuis beaucoup plus longtemps. Dans l'affaire classique *Kruse v Johnson*[61], le juge en chef lord Russell de Killowen a établi un critère de caractère

[54] Voir *Canadian Constitution Foundation c le procureur général du Canada*, 2022 FC 1233, aux para 62–64; *British Columbia (Lieutenant Governor in Council) v Canada Mink Breeders Association*, 2023 BCCA 310, aux para 66–74 [*Mink Breeders*].

[55] Voir par exemple *Mink Breeders*, *ibid* au para 76.

[56] *Supra* note 17 au para 51.

[57] *Sobeys West Inc. v College of Pharmacists of British Columbia*, 2016 BCCA 41.

[58] *Auer*, *supra* note 8 au para 70.

[59] *TransAlta Generation Partnership c Alberta*, 2024 CSC 37 [*TransAlta*].

[60] *Charte*, *supra* note 4.

[61] *Kruse v Johnson*, [1898] 2 QB 91.

déraisonnable applicable à des règlements municipaux. Un des motifs d'invalidité, sous la rubrique générale du caractère déraisonnable, était lorsque le règlement en question a été « jugé partiel et inégal dans son application entre différentes catégories » [traduction][62].

La cause de premier plan au Canada est l'affaire *Montréal c Arcade Amusements Inc.*[63], où un règlement municipal interdisant aux personnes de moins de 18 ans d'entrer dans les aires de divertissement a été considéré comme une discrimination illégale fondée sur l'âge. Le juge Beetz a fourni[64] une longue liste de cas où la discrimination avait été jugée illégale :

> – la distinction, en matière de permis, entre résidents et non-résidents : *Jonas c. Gilbert* (1881); *Rex v. Paulowich*, citée dans *Montréal c. Arcade Amusements Inc.* par L.-P. Pigeon; *Re Ottawa Electric Railway Co. and Town of Eastview* (1924); *Rex Ex Rel. St-Jean v. Knott*;[65]
>
> – la distinction, relativement aux heures de fermeture, entre marins dont le navire mouille dans le port et les autres clients des marchands : *Regina v. Flory* (1889);[66]
>
> – la distinction entre chiens pesant plus de trente-cinq livres et chiens plus légers, aux fins de les faire museler ou attacher : *Phaneuf c. Corporation du Village de St-Hugues* (1936), 61 Que. B.R. 83; la distinction non autorisée s'aggravait dans ce dernier cas de l'intention de viser une personne en particulier, mais ce sont les principes généraux relatifs à la distinction non autorisée par la loi que le juge Chouinard, parlant pour cette Cour, cite en les approuvant dans *Ville de Montréal c. Civic Parking Center Ltd.*[67];
>
> – la distinction entre commerces d'une même classe, aux fins, entre autres, de fixer les heures de fermeture : *Forst v. City of Toronto* (1923); *S.S. Kresge Co. v. City of Windsor* (1957); *City of Calgary v. S.S. Kresge Co.* (1965); *Regina v. Varga* (1979); *Entreprises Anicet Gauthier Inc. c. Ville de Sept-Îles*.[68]

La discrimination au sens du droit administratif peut être autorisée par une loi. Le problème dans l'affaire *Arcade Amusements* n'était pas le règlement administratif discriminatoire en soi, mais plutôt l'absence d'autorisation législative pour la discrimination fondée sur l'âge. La Ville de Montréal avait fait valoir que l'étendue de ses pouvoirs d'adopter des règlements soutenait sa règlementation des salles de jeux d'arcade. Mais le juge Beetz a rejeté cet argument:

> Mais, comme il apparaît à la face même de ces dispositions, aucune d'entre elles n'habilite explicitement la Ville à faire des distinctions fondées sur l'âge. On peut penser que l'autorisation de faire des distinctions fondées sur l'âge des enfants et des adolescents serait utile à la Ville dans l'exercice de ses pouvoirs généraux et particulièrement dans l'exercice de son pouvoir d'adopter des règlements de police. Mais si utile ou commode que puisse être une telle autorisation, je ne puis me convaincre qu'elle soit indispensable à l'exercice de ces pouvoirs de telle sorte que l'on

---

[62] *Auer*, *supra* note 8 au para 99.

[63] *Montréal c Arcade Amusements Inc.*,1985 CanLII 97 (CSC).

[64] *Ibid* au para 407.

[65] *Jonas c Gilbert*, 1881 CanLII 36 (CSC); *Rex v Paulowich*, cité dans *Montréal c Arcade Amusements Inc.* par L.-P. Pigeon; *Re Ottawa Electric Railway Co. and Town of Eastview* (1924), 1924 CanLII 386 (ONSC); *Rex Ex Rel. St. Jean v Knott*, 1944 CanLII 365 (ONSC).

[66] *Regina v Flory* (1889), 17 O.R. 715.

[67] *Ville de Montréal c Civic Parking Center Ltd.*, 1981 CanLII 214 (CSC), à la p 559.

[68] *Forst v City of Toronto* (1923), 54 OLR 256; *S.S. Kresge Co. v City of Windsor, Bartlet, MacDonald & Gow Ltd. et al. v City of Windsor*, 1957 CanLII 365 (ON CA); *City of Calgary v S.S. Kresge Co.*, 1965 CanLII 508 (AB KB); *Regina v Varga* (1979), 1979 CanLII 1715 (ON CA); *Entreprises Anicet Gauthier Inc. c Ville de Sept-Îles*, [1983] CS 709.

> doive la trouver dans ces dispositions habilitantes, par inférence nécessaire ou délégation implicite[69].

La juge McLachlin (qui était alors dissidente, mais pas sur ce point) a expliqué comment s'appliquait la notion juridique de discrimination dans le contexte des règlements municipaux dans l'affaire *Produits Shell Canada Ltée c Vancouver (Ville)* :

> La règle relative à la discrimination par une municipalité concerne essentiellement les pouvoirs qu'elle possède. Les municipalités sont tenues de fonctionner dans les limites des pouvoirs que leur attribue leur loi constitutive et habilitante. La discrimination n'est pas interdite en soi. Ce qui est interdit, c'est la discrimination qui excède les pouvoirs de la municipalité définis par sa loi habilitante. La discrimination dans ce contexte municipal est donc un concept différent de la notion de discrimination dans le contexte des droits de la personne; pour les fins de la règle applicable en matière municipale, la discrimination ne porte que sur l'étendue d'une délégation de pouvoir[70].

Dans *TransAlta*, la Cour suprême a clarifié le lien entre le principe de non-discrimination et le contrôle selon la norme de la décision raisonnable.

Premièrement, lorsqu'il est allégué que les règlements sont discriminatoires, l'affaire sera examinée selon la norme de la décision raisonnable. Deuxièmement, au risque d'énoncer un traitement discriminatoire évident, il faut néanmoins le distinguer : la discrimination au sens du droit administratif – en établissant des distinctions entre les personnes ou les catégories de personnes – plutôt qu'au sens du droit constitutionnel. Troisièmement, il s'agira d'appliquer les principes de l'interprétation des lois pour déterminer si a) la discrimination a été expressément autorisée ou b) est autorisée par déduction nécessaire; sinon, le règlement sera illégal. Quatrièmement, le tribunal doit déterminer si le règlement respecte les contraintes juridiques pertinentes énoncées dans l'arrêt *Vavilov*.

TransAlta possède des installations de production d'électricité au charbon en Alberta. Le gouvernement de la province a pour politique d'éliminer progressivement la production d'électricité à partir du charbon. Par conséquent, en 2016, TransAlta et le gouvernement provincial ont conclu un accord (un « Off-Coal Agreement ») qui prévoyait que TransAlta cesserait d'utiliser ces installations d'ici 2030 en échange de « paiements de transition ». Mais une autre question s'est alors posée. TransAlta doit payer des taxes municipales sur ses propriétés, y compris les installations de production d'électricité au charbon. Elles sont définies comme des « propriétés linéaires » en vertu de l'alinéa 284(1)k) de la *Municipal Government Act*[71].

Cependant, ces propriétés se déprécient rapidement à mesure que les centrales au charbon disparaissent. Est-ce que TransAlta a donc le droit d'accélérer l'amortissement de ces installations ? Il en résulterait que la valeur imposable des installations de TransAlta serait beaucoup plus faible aux fins de l'imposition municipale.

Normalement, un propriétaire peut demander une réparation à un évaluateur dans ces circonstances. Cependant, le ministre des Affaires municipales avait pris un règlement en vertu de la *MGA* qui excluait expressément les propriétés assujetties à un accord d'élimination du charbon de la possibilité de demander une dépréciation additionnelle. Était-ce légal ? En fin de compte, oui, la Cour suprême a confirmé le point de vue unanime des tribunaux inférieurs.

i. La norme de contrôle

Aux fins d'une décision unanime de la Cour suprême, la juge Côté a appliqué la norme

[69] *Supra* note 63 à la p 414.

[70] *Produits Shell Canada Ltée c Vancouver (Ville)*, 1994 CanLII 115 (CSC) au para 259.

[71] *Municipal Government Act*, RSA 2000, c M-26 [*MGA*].

de la décision raisonnable, comme présagé par l'arrêt *Auer*[72], en insistant sur le fait que l'application de la norme à la légalité d'un règlement « constitue fondamentalement une opération d'interprétation statutaire qui vise à s'assurer que le délégataire a agi dans les limites du pouvoir légitime qu'il détient en vertu de la loi habilitante »[73].

ii. Distinguer la discrimination

La juge Côté a conclu que TransAlta avait fait l'objet de discrimination. La Cour d'appel avait conclu qu'il n'y avait pas de discrimination entre des personnes « dans des situations analogues », car le règlement en cause « s'applique à toutes les centrales électriques alimentées au charbon de la province qui sont assujetties à des accords ou à des lois exigeant la réduction ou l'arrêt des émissions provenant du charbon » [traduction][74]. La juge Côté n'était pas d'accord. La catégorie pertinente était celle des propriétaires de propriétés linéaires; dans cette catégorie, ceux qui avaient conclu des accords d'élimination du charbon ont été ciblés. Mais pour ce qui est du règlement, TransAlta aurait pu demander que la dépréciation additionnelle soit prise en considération par un évaluateur municipal :

> Les Lignes directrices sur l'évaluation foncière linéaire discriminent à l'encontre de TransAlta et des autres parties à des accords d'élimination du charbon en les désignant spécifiquement comme inadmissibles à réclamer une dépréciation additionnelle en raison des accords d'élimination du charbon et à faire examiner cette réclamation par l'évaluateur (voir les al. 1.003(d) et 2.004(e)). Les propriétaires de biens-fonds linéaires qui ne sont pas parties à des accords d'élimination du charbon sont admissibles, sans exclusion, à réclamer une dépréciation additionnelle et à faire examiner ces réclamations par l'évaluateur.
>
> […]
>
> Le fait que les Lignes directrices sur l'évaluation foncière linéaire traitent toutes les parties à des accords d'élimination du charbon de la même façon ne signifie pas qu'elles ne sont pas discriminatoires. Les Lignes directrices sur l'évaluation foncière linéaire traitent toutes les parties à des accords d'élimination du charbon de la même façon discriminatoire, par comparaison avec les propriétaires de biens-fonds linéaires qui ne sont pas parties à de tels accords. Comme il a été expliqué, il y a discrimination administrative lorsqu'un texte législatif subordonné établit expressément des distinctions entre les personnes à qui s'applique sa loi habilitante (Keyes, p. 370 et 371). Les Lignes directrices sur l'évaluation foncière linéaire établissent expressément une distinction entre les propriétaires de biens-fonds linéaires qui sont parties à des accords d'élimination du charbon et ceux qui ne sont pas parties à de tels accords, bien que les deux groupes de propriétaires soient assujettis à la MGA[75].

Il s'agit d'un rappel utile que le seuil à partir duquel on peut conclure qu'il y a eu discrimination en droit administratif est relativement bas. Un traitement différentiel au sein d'une catégorie sera suffisant.

iii. Autorisation de discriminer

Il y aura parfois présence d'un pouvoir explicite de discrimination. Prenons l'affaire *GSI Global Shelters Developments Ltd. c Rural Municipality of Last Mountain Valley No. 250*[76], où un règlement administratif a résisté à une

[72] *Auer*, *supra*, note 8 aux para 14–18.

[73] *Ibid* au para 59; voir aussi *Canadian Natural Resources Limited v Fishing Lake Metis Settlement*, 2024 CanLII 131 (ABCA), aux para 29–30; voir aussi *Restaurants Canada c Ville de Montréal*, 2021 CanLII 1639 (CAQ) au para 24.

[74] *TransAlta Generation Partnership v Alberta (Minister of Municipal Affairs)*, 2022 ABCA 381, au para 86.

[75] *TransAlta Generation Partnership c Alberta*, 2024 CSC 37 aux para 46, 48.

[76] *GSI Global Shelters Developments Ltd. v Rural Municipality of Last Mountain Valley No. 250*, 2024 CanLII 30 (SKCA) [*GSI*].

contestation basée sur de nombreux motifs, y compris la discrimination entre les propriétaires de terrains aménagés et non aménagés dans un centre de villégiature.

Dans l'affaire *GSI*, la question centrale concernait l'imposition d'une taxe d'un montant minimum, laquelle était controversée en raison des particularités de la municipalité. La municipalité en question comprend un parc, un hameau, trois centres de villégiature et des terres agricoles. La plupart des résidents permanents de la municipalité sont des agriculteurs. Il y a de nombreux contribuables qui ne sont pas des résidents permanents, mais qui utilisent plutôt les terrains du centre de villégiature pendant l'été. GSI possède 78 de ces terrains. Cependant, bon nombre des contribuables n'ont pas érigé de résidence sur leur terrain. Ils y viennent plutôt en visite et résident dans leurs VR de luxe pendant les mois d'été. Par le passé, les contribuables qui n'avaient pas érigé de résidences sur leurs terrains payaient beaucoup moins d'impôt municipal que ceux qui en avaient érigé une; la valeur imposable de leur terrain était beaucoup plus faible. Lorsque la municipalité a imposé une taxe minimale de 1 200 $, cette mesure a eu un effet important sur les contribuables qui n'avaient pas érigé de résidence sur leurs terrains et surtout sur GSI qui était propriétaire de nombreux terrains.

La discrimination entre les terrains aménagés et non aménagés était-elle autorisée par la loi ? Le juge Caldwell a opiné en ce sens :

> Je prends aussi acte de l'argument de GSI selon lequel le règlement établit une distinction entre les propriétés sur la base qu'elles ont été aménagées ou non, et du fait que cela a un effet économique disproportionné sur GSI, parce qu'il est propriétaire de nombreux terrains résidentiels vacants. Toutefois, comme il a été mentionné, la *Municipalities Act* autorise expressément les municipalités à imposer des taxes différentes sur différentes catégories de propriétés et à imposer des taxes minimales différentes sur différentes catégories de propriétés. Le règlement administratif ne vise pas, à première vue, GSI ni aucune autre entité particulière, et il n'affecte pas les propriétés résidentielles de GSI différemment des autres propriétés résidentielles dans la MR (sauf celles expressément exclues de son application). La *Municipalities Act* autorise une municipalité à établir légalement une distinction entre des propriétés de même catégorie générale, comme le fait ce règlement administratif [traduction][77].

Il s'agissait d'un cas d'autorisation expresse, selon le juge Caldwell. Bien sûr, l'alinéa 289(2) b) prévoit « différents montants d'impôt minimum ou différentes méthodes de calcul de l'impôt minimum pour différentes catégories de biens […] » [traduction]. Par conséquent, il était tout à fait possible de faire la distinction entre les terrains non aménagés et les terrains aménagés, étant donné qu'il s'agit de différentes catégories de propriétés. Il convient également de souligner que la discrimination peut être légitimement autorisée dans une loi d'interprétation générale, comme en Ontario[78], ce qui élimine la discrimination comme motif de contestation d'un règlement[79].

Dans *TransAlta*, il n'y avait pas de disposition expresse autorisant la discrimination. Cependant, la juge Côté a conclu que le ministre était implicitement autorisé à exercer une discrimination contre TransAlta et d'autres parties à des accords d'élimination du charbon. D'abord : « [l]e ministre dispose d'un vaste pouvoir lui permettant de prendre des règlements établissant des normes d'évaluation pour les biens-fonds linéaires, concernant l'évaluation de biens-fonds linéaires, concernant les processus et procédures de préparation des évaluations et concernant toute question jugée nécessaire pour réaliser l'objet de la MGA »[80]. Ensuite :

> Dans l'établissement d'une norme d'évaluation pour les biens-fonds linéaires, le ministre est autorisé à

[77] *Ibid* au para 62.

[78] *Loi de 2006 sur la législation*, LO 2006, c 21, annexe F, art 82(2).

[79] *Katz, supra* note 15 au para 48.

[80] *Supra* note 75 au para 52.

> prendre des règlements « concernant les biens-fonds industriels désignés, notamment des règlements concernant les spécifications et caractéristiques des biens-fonds industriels désignés » [traduction] (MGA, al. 322[1] d.3). Les « spécifications et caractéristiques » énoncées par le ministre doivent être prises en compte par l'évaluateur dans la détermination de la valeur du bien-fonds aux fins d'imposition (al. 292[2] [b]). Cette attribution de pouvoir est formulée en termes très larges – « sans restriction » – et habilite explicitement le ministre à identifier les « spécifications et caractéristiques » des biens-fonds industriels et à prendre des règlements à cet égard. Il n'est pas possible d'interpréter l'al. 322(1) (d.3) sans envisager l'établissement de distinctions entre les types de biens-fonds sur le fondement de leurs spécifications et caractéristiques[81].

En effet, la *raison d'être* du régime législatif est de s'assurer que les évaluations sont à jour, justes et équitables. Cela sous-tend que le ministre doit pouvoir faire de la discrimination parce qu'autrement, il y a un risque que les évaluations soient « inappropriées »[82]. Le tracé des lignes est inévitable et la discrimination est donc inhérente au régime législatif : « lorsque cela est approprié, le ministre doit avoir le pouvoir de déclarer que certaines spécifications et caractéristiques ne sont pas pertinentes à l'égard d'une évaluation, comme il l'a fait en l'espèce »[83] . Dans la plupart des régimes d'imposition, il semblerait que la discrimination sera inévitablement autorisée implicitement, car la différenciation fait partie intégrante d'un programme d'imposition fonctionnel.

Cependant, la Cour d'appel de l'Alberta a sans doute adopté un point de vue différent dans l'affaire *Canadian Natural Resources Limited v Fishing Lake Metis Settlement*[84]. Elle a conclu qu'une politique fiscale (fonctionnellement équivalente à un règlement administratif) discriminatoire entre les membres et les non-membres de l'Établissement était illégale, car il n'y avait pas d'autorisation expresse ni nécessairement d'autorisation implicite. La juge Pentelechuk a d'abord expliqué la nature de la discrimination exercée par les politiques d'imposition adoptées par le Metis Settlements General Council (non pas par les règlements administratifs en tant que tels, mais bien par des instruments semblables de nature générale ayant force de loi) :

> Le résultat de ces exemptions est que le bien d'entreprise des [sociétés détenues par des non-membres de l'Établissement] sera assujetti à l'impôt, tandis que celui d'entreprises détenues par des membres de l'Établissement ne le sera pas. Cela diffère de la politique d'origine qui prévoyait que les mêmes biens soient imposés, peu importe si l'entreprise appartient ou non à un membre de l'Établissement. Le Conseil général fait remarquer que la politique d'origine exempte déjà de l'impôt « les biens appartenant à un membre de l'Établissement qui ne sont pas utilisés pour exploiter une entreprise ». Toutefois, cela n'a pas créé d'inégalité de traitement, car la politique d'origine, qui ne traitait que des biens d'entreprise, aurait également « exempté » de l'impôt tout bien appartenant à un membre qui *n'est pas utilisé pour exploiter une entreprise* [traduction][85].

Elle a aussi expliqué avec nuance que la discrimination à des fins fiscales n'a pas besoin d'être expressément autorisée par une loi. En effet, dans une décision antérieure de la Cour suprême, *Jonas c Gilbert*[86], le juge en chef Ritchie a conclu qu'un « pouvoir de discrimination doit être expressément autorisé »[traduction]. Toutefois, dans des décisions plus récentes

[81] *Ibid* au para 53.

[82] *Ibid* au para 54.

[83] *Ibid*

[84] *Canadian Natural Resources Limited v Fishing Lake Metis Settlement*, 2024 CanLII 131 (ABCA).

[85] *Ibid* au para 15.

[86] *Jonas c Gilbert*, 1881 CanLII 36 (CSC).

(notamment l'arrêt *Arcade Amusements*, comme il a été mentionné ci-dessus), la Cour suprême a confirmé que la déduction nécessaire était suffisante[87]. La juge Pentelechuk a néanmoins accepté que « l'*application* du critère sera fortement teintée par la nature du pouvoir en cause » [traduction][88].

Ces mots étaient prémonitoires. La juge Pentelechuk était d'avis, à la lumière de la jurisprudence de la Cour suprême[89], que des fardeaux fiscaux discriminatoires ne peuvent être imposés que lorsque la capacité de discriminer est nécessaire à l'atteinte des objectifs du pouvoir d'imposition lui-même :

> À la lumière de cette orientation, on ne peut pas affirmer que la capacité d'établir une distinction entre les membres et les non-membres de l'Établissement soit absolument nécessaire pour que le Conseil général (ou, par extension, aux établissements métis individuels) puisse exercer des pouvoirs d'imposition; le pouvoir d'adopter de telles politiques ne peut être implicite ou déduit du MSA. Il est difficile de déduire le pouvoir de discrimination dans des domaines comme la fiscalité, et les tribunaux hésiteront à le faire. Le fait de qualifier le *MSA* d'accord mélioratif n'est pas suffisant pour réfuter la présomption profondément enracinée d'égalité en matière fiscale [traduction][90].

En l'absence d'une autorisation expresse de faire de la discrimination entre les membres et les non-membres de l'Établissement, la politique d'imposition était contraire à la loi[91].

La juge Pentelechuk a également rejeté la proposition (avancée par le juge de première instance) selon laquelle la discrimination entre les membres et les non-membres de l'Établissement pourrait être considérée comme une mesure mélioratives adoptée par une entité gouvernementale intrinsèquement chargée de soutenir la vie et la culture des Métis[92].

Il me semble que le fondement de la préoccupation de la juge d'appel Pentelechuk était que la discrimination en l'espèce concernait des *personnes* et était fondée sur des attributs qui n'étaient pas pertinents pour l'application du régime statutaire. Une certaine forme de traitement différencié semble inévitable dans le contexte fiscal, comme le suggère fortement l'arrêt *TransAlta*, mais les différences pertinentes ne devraient pas être liées à l'appartenance d'une personne à un groupe particulier. Il serait étrange que les fardeaux de l'impôt sur le revenu ou de la taxe de vente diffèrent en fonction des croyances religieuses, des affiliations politiques ou de l'orientation sexuelle d'une personne.

iv. Autres contraintes juridiques pertinentes

Enfin, la juge Côté a évalué le règlement en fonction des contraintes juridiques pertinentes : « la prochaine question consiste à se demander s'il [le ministre] a exercé ce pouvoir d'une manière compatible avec l'économie et les objectifs de la MGA[93] ». Dans le cas qui nous occupe, comme dans l'arrêt *Auer*[94] , les contraintes pertinentes découlaient du régime statutaire. Cela ne veut pas dire pour autant que dans d'autres affaires, d'autres contraintes découlant de l'arrêt *Vavilov* pourraient ne pas être pertinentes. En l'espèce, toutefois, l'argument avancé par TransAlta était que le fait de ne pas tenir compte d'une dépréciation additionnelle allait à l'encontre de l'objectif de la *MGA*, à savoir que la valeur estimée des installations serait inexacte même si le régime avait été conçu pour garantir précisément cette exactitude. Cet argument n'a pas tenu parce que

---

[87] *Supra* note 84 aux para 35–40.

[88] *Ibid* au para 45.

[89] *R. c Greenbaum*, 1993 CanLII 166 (CSC) à 695; *114957 Canada Ltée (Spraytech, Société d'arrosage) c Hudson (Ville)*, 2001 CSC 40 au para 29.

[90] *Supra* note 84 au para 68.

[91] *Loi sur les Indiens* LRC 1985, c I-5, art 87; *Canadien Pacifique Ltée c Bande indienne de Matsqui*, 2000 1 FC 325.

[92] *Supra* note 84 au para 59.

[93] *Supra* note 75 au para 55.

[94] Voir Paul Daly, « Standard of Review of Regulations: Auer v. Auer, 2024 SCC 36 » (8 novembre 2024), en ligne (blogue) : <www.administrativelawmatters.com/blog/2024/11/08/6563>.

l'accord d'élimination du charbon compense les pertes de TransAlta :

> La formule employée pour calculer les paiements de transition dans l'Accord d'élimination du charbon tient compte d'au moins une partie de la perte de valeur découlant de la durée de vie réduite des installations alimentées au charbon de TransAlta. Elle le fait en répartissant proportionnellement la valeur comptable nette des installations en fonction du pourcentage de la durée de vie restante après 2030 (Accord d'élimination du charbon, Ann. A). Même si l'on qualifie les paiements d'indemnisation pour la perte de profits, parce qu'ils promettent des revenus additionnels qui suivent les biens, ils ont pour effet de compenser la diminution de valeur causée par la durée de vie réduite des installations. Pour être à jour et exacte, une évaluation des installations alimentées au charbon de TransAlta doit tenir compte du fait que les paiements de transition atténuent au moins une partie de la dépréciation qui résulterait autrement de la mise hors service hâtive des installations. Par conséquent, à la lumière de l'objectif de la MGA qui consiste à faire en sorte que les évaluations soient à jour et exactes, il était raisonnable pour le ministre d'interpréter le pouvoir qui lui est accordé par la loi comme l'autorisant à priver TransAlta de la capacité de réclamer une dépréciation additionnelle en vertu des *Lignes directrices sur l'évaluation foncière linéaire*[95].

Le fait de priver TransAlta de la capacité de réclamer une dépréciation additionnelle est également compatible avec l'objectif de la MGA consistant à faire en sorte que les évaluations soient justes et équitables. Étant donné que les paiements de transition tiennent déjà compte d'au moins une partie de la perte de valeur résultant de la durée de vie réduite des installations alimentées au charbon de TransAlta, il y aurait un véritable risque de « cumul d'indemnisations » si TransAlta était en mesure de profiter d'une dépréciation additionnelle pour cette même perte de valeur en vertu des *Lignes directrices sur l'évaluation foncière linéaire*. Ce ne serait ni juste ni équitable[96].

Maintenant, on peut se demander si les contraintes juridiques pertinentes pourraient être violées si la discrimination est implicitement autorisée. Pour qu'une discrimination soit implicitement autorisée, elle doit être conforme au régime statutaire et il serait inhabituel que la discrimination soit implicitement autorisée (et donc compatible avec le régime statutaire), tandis qu'elle mine les objectifs de la loi. Je pense que cela pourrait se produire, mais il conviendrait de faire la distinction entre la discrimination au sens général (interprétation) et la discrimination en un sens particulier (application). Déterminer si la discrimination est autorisée est une question d'interprétation générale : l'autorité règlementaire peut-elle jamais faire de la discrimination ? Déterminer si un type particulier de discrimination est causé par l'application du pouvoir de discrimination est une question précise : l'autorité règlementaire a-t-elle fait preuve de discrimination raisonnable dans ce cas-ci ? Il semble toutefois approprié de souligner que l'examen de la question de savoir si la discrimination est implicitement autorisée recoupe souvent l'examen de la question de savoir si une application particulière du pouvoir de discrimination est justifiée. En fait, la meilleure façon de comprendre les préoccupations de la juge d'appel Pentelchuk dans l'affaire *Fishing Lake* pourrait être de considérer que la question portait sur l'*exercice* d'un pouvoir de discrimination – ciblant des *personnes* en fonction de critères non pertinents pour l'objet du régime statutaire – plutôt que sur son *existence*.

Deux affaires récentes au Québec sont utiles pour éclairer davantage la question. Dans l'affaire *Lauzon-Foresterie (Fiducie) c Municipalité de L'Ange-Gardien*[97], la plainte pour discrimination découle d'une nouvelle disposition législative autorisant les

[95] *Supra* note 75 au para 58.

[96] *Ibid* aux para 58–59.

[97] *Lauzon-Foresterie (Fiducie) c Municipalité de L'Ange-Gardien*, 2024 CanLII 506 (CAQ).

municipalités du Québec à percevoir des taxes directement[98]. La disposition renferme des restrictions (p. ex. pas d'impôt sur le revenu) et des conditions (p. ex. l'objet de la taxe et le taux d'imposition doivent être clairement précisés). Elle précise également que la municipalité peut accorder des « exemptions de la taxe ».

La municipalité a utilisé le nouveau pouvoir pour créer une taxe sur *certains* terrains vacants, tout terrain d'au moins 10 acres, mais exemptant les terres agricoles et d'extraction des ressources. Selon les appelants, cela a créé une distinction arbitraire entre certains types de terrains considérés comme vacants (comme ceux utilisés pour la foresterie) et les terres agricoles et d'extraction des ressources (même si ces terres sont souvent aussi forestières et donc indissociables des terrains des appelants). Essentiellement, ils ont fait valoir que la municipalité devait appliquer une approche uniforme dans l'ensemble de son territoire à l'imposition des terrains vacants. Cela a donné lieu à deux motifs distincts d'attaque contre la légalité du règlement, à savoir premièrement que l'approche fragmentaire de la municipalité n'était pas autorisée par la loi et, deuxièmement, qu'elle était discriminatoire.

Le premier motif a échoué, car la juge Lavallée a conclu que le pouvoir de créer des « exemptions » pouvait s'appliquer à l'ensemble du territoire de la municipalité ou simplement à une partie[99], parce que l'assemblée législative n'avait pas cherché à limiter ou à assortir de conditions ce pouvoir d'aucune façon[100].

Le deuxième motif a également échoué. La juge Lavallée a reconnu qu'un pouvoir de discrimination doit être conféré expressément ou par déduction nécessaire *et* que ce pouvoir ne peut être utilisé que de façon non arbitraire. Ici, le pouvoir de créer des « exemptions » autorisait implicitement la discrimination, pour peu que celle-ci soit rationnellement justifiable[101]. La justification nécessaire était disponible[102]. La municipalité s'était engagée dans un processus de conciliation classique des facteurs sociaux et économiques, cherchant à donner un traitement favorable au secteur agricole pour favoriser la croissance et ne pas pénaliser un secteur d'extraction de ressources déjà tenu de payer des impôts sous un régime différent :

> les règlements attaqués prévoient une exonération de la taxe qui a fait l'objet d'une justification rationnelle et raisonnable de la part de l'intimée. La preuve démontre que les exonérations règlementaires reposent sur la volonté que les terrains vacants situés dans les zones d'extraction soient exploités sans que soit imposé un fardeau fiscal supplémentaire aux carrières et sablières, lesquelles sont déjà assujetties à une redevance qui s'ajoute à la taxe foncière. De même, la preuve retenue par le juge permet de conclure que l'intimée s'est souciée de la volonté de revitaliser les terres agricoles vacantes et, à cette fin, de ne pas accroître le fardeau fiscal des agriculteurs.[103]

En revanche, dans l'affaire *Fishing Lake*, on pourrait dire que le fait de cibler des non-Métis n'était pas le résultat d'un exercice de conciliation de divers facteurs sociaux et économiques.

Dans l'affaire *Procureur général du Québec c Kanyinda*[104], la question portait sur la validité de l'exclusion du programme de garde d'enfants subventionné du Québec des demandeurs d'asile qui sont titulaires d'un permis de travail valide. Les demandeurs dont le statut de réfugié est reconnu sont admissibles, mais ceux dont la demande est en cours de traitement ne le sont pas. Le problème pratique – et bien réel – est que les décisions finales sur les demandes d'asile peuvent tarder de plusieurs années (3 ans dans le cas de K), période pendant laquelle ils ne sont

[98] *Code municipal du Québec*, RLRQ c C-27.1, art 1000.1.

[99] *Supra* note 97 au para 62.

[100] *Ibid* au para 61.

[101] *Ibid* au para 72.

[102] *Ibid* au para 76.

[103] *Ibid* au para 75.

[104] *Procureur général du Québec c Kanyinda*, 2024 CanLII 144 (CAQ) [*Kanyinda*].

pas admissibles au programme subventionné de garde d'enfants.

La *Loi sur les services de garde éducatifs à l'enfance*[105] (LSGEE) établit le programme, qui prévoit le paiement de frais réduits par les parents pour les services de garde subventionnés en vertu de la *Loi* : « Le gouvernement peut, par règlement, fixer le montant de la contribution exigible d'un parent pour les services de garde fournis par un prestataire de services de garde subventionné à cette fin[106] ». Certains parents peuvent également être exemptés du paiement de la contribution, en tout ou en partie[107] : il existe un mécanisme de règlement des différends pour déterminer l'admissibilité[108]. La *Loi* prévoit en outre un pouvoir de règlementation pour « déterminer les conditions et modalités suivant lesquelles le parent verse la contribution fixée par le gouvernement »[109].

La juge Dutil a conclu que la capacité d'établir des modalités était suffisamment vaste pour permettre au gouvernement d'exclure les demandeurs d'asile par règlement :

> En examinant tant l'objet de la LSGÉE que cette loi dans son ensemble et sa finalité, je suis d'avis que le gouvernement pouvait déterminer les conditions d'admissibilité prévues à l'article 3 RCR. La LSGÉE doit être étudiée « dans [le] contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur » [30]. En interprétant la LSGÉE en suivant ces enseignements, les conditions et modalités, dont il est question au paragraphe 106(26), « suivant lesquelles le parent verse la contribution réduite fixée par le gouvernement », incluent, à mon avis, les conditions d'admissibilité qu'il faut respecter pour profiter de cette contribution réduite et auxquelles le législateur fait référence au paragraphe 42(2) et à l'article 87 LSGÉE. Il est logique qu'il en soit ainsi et cela est cohérent. En effet, comme le plaide le PGQ, il est difficile de soutenir que le gouvernement puisse établir par règlement les cas où un parent peut être exempté de payer une contribution réduite, mais qu'il ne puisse en établir les conditions d'admissibilité[110].
>
> […]
>
> En l'espèce, le législateur indique qu'il y a des conditions d'admissibilité à la contribution réduite. Puisque je conclus que le gouvernement était habilité à déterminer ces conditions d'admissibilité par règlement, il avait donc le pouvoir discrétionnaire de faire des distinctions entre certaines catégories de personnes pour déterminer lesquelles étaient admissibles. Cela respecte l'objet de la loi et ne rend pas l'article 3 RCR discriminatoire au sens du droit administratif. Il me faudra toutefois déterminer si la distinction qui fait en sorte d'exclure les personnes demandant l'asile respecte les chartes, ce que je ferai dans la section suivante[111].

Je ne suis pas tout à fait convaincu ici. La loi crée effectivement un droit à des services de garde subventionnés (sous réserve qu'il y ait suffisamment de places disponibles). Les seules conditions pertinentes se rapportent au montant qu'un parent doit payer pour le service et à la question de savoir si un parent est exempté du paiement. Le pouvoir de règlementation ne semble pas avoir pour objet d'exclure des catégories de parents — l'objet du texte législatif est de créer un régime général auquel tous les enfants dont les parents

---

[105] *Loi sur les services de garde éducatifs à l'enfance*, LQ 2005, c 47 [*LSGEE*].

[106] *Ibid* à l'art 82.

[107] *Ibid* à l'art 84.

[108] *Ibid* à l'art 87.

[109] *Ibid* au para 106(26); voir aussi *ibid* au para 42(4).

[110] *Kanyinda*, *supra* note 104 au para 55.

[111] *Ibid* au para 75.

travaillent ont accès. Dans ce contexte, je ne crois pas qu'il s'ensuit nécessairement que le pouvoir de déterminer les conditions comprend le pouvoir d'exclure des catégories déterminées de parents.

Je me souviens de la décision rendue par la Cour d'appel d'Angleterre et du pays de Galles dans l'affaire *R. v Secretary of State for Social Security, ex part Joint Council for the Welfare of Refugees*[112]. Le règlement dont il est question dans cette affaire, qui privait certaines catégories de demandeurs du statut de réfugié des prestations d'aide sociale, avait des effets beaucoup plus graves que le règlement en cause dans l'affaire *Kanyinda*. Il a aussi été adopté en vertu d'une loi différente de celle qui concerne le statut de réfugié. Quoi qu'il en soit, le point général me semble tout à fait semblable : un pouvoir de règlementation général ne devrait pas être autorisé à la légère quand son exercice peut éliminer un droit précis accordé par une loi. En somme, l'arrêt *Kanyinda* ne me semble pas être un cas évident d'autorisation implicite. À tout le moins, toute exclusion par règlement devrait faire l'objet d'un examen minutieux dans des circonstances comme celles-ci.

En fin de compte, dans l'affaire *Kanyinda*, le règlement a été invalidé parce qu'il violait le droit à l'égalité garanti par l'article 15 de la *Charte des droits et libertés*[113] et que cette violation n'était pas justifiée par le critère de proportionnalité prévu à l'article 1.

Cette analyse soulève toutefois une autre question. Comme il a été mentionné ci-dessus, la discrimination doit être autorisée par une loi (expressément ou par déduction nécessaire), mais elle doit également satisfaire aux autres contraintes juridiques pertinentes. Même si l'on admet que l'exclusion des demandeurs d'asile du programme de garde d'enfants subventionné était implicitement autorisée par la loi, il reste à déterminer si cette exclusion est raisonnable.

En l'espèce, toutefois, l'exclusion ne pouvait pas être justifiée en vertu de l'article 1, car il n'y avait aucun lien rationnel entre l'objectif du règlement et les moyens utilisés pour atteindre cet objectif. Le Québec a fait valoir que le règlement visait à faire en sorte que seuls les parents ayant un lien suffisant avec la province puissent bénéficier de services de garde subventionnés. Mais, comme a fait remarquer la juge Dutil, bon nombre des personnes à qui le règlement permet de *bénéficier* du programme ne seraient au Québec que temporairement[114]. Elle a également conclu qu'il n'y avait pas d'atteinte minimale et que l'exclusion ne satisfaisait pas au critère de pondération : « Le PGQ ne soulève aucun effet bénéfique découlant de cette exclusion prévue à l'article 3 du RCR du point de vue des politiques législatives et de la société dans son ensemble. Les effets préjudiciables subis par les personnes demandant l'asile, au contraire, ont été démontrés de manière manifeste par Mme Kanyinda, preuve scientifique à l'appui »[115].

Tout cela étant dit, comment peut-on dire que l'exclusion était justifiée au sens du droit administratif ? À mon avis, l'absence de lien rationnel, l'atteinte minimale et la preuve d'un préjudice à l'intérêt public militent autant en faveur d'une conclusion d'illégalité en droit administratif qu'en faveur de la conclusion de la juge Dutil en vertu de l'article 1. Il aurait été intéressant que ce point eût été approfondi, car le contexte du pouvoir de règlementation ici est très différent du contexte municipal, où la pondération des intérêts divergents fait partie intégrante du processus d'élaboration des règlements et où les tribunaux font preuve de déférence, et à juste titre.

En fin de compte, Mme Kanyinda a eu gain de cause en vertu de la *Charte*[116], car la juge Dutil a pu déterminer l'admissibilité de Mme Kanyinda dans l'interprétation du règlement[117]. La Cour suprême entendra l'appel du gouvernement du Québec dans cette affaire, bien qu'il n'y ait pas eu d'appel incident de la part de Mme Kanyinda. Par conséquent, la question

---

[112] *R. v Secretary of State for Social Security, ex part Joint Council for the Welfare of Refugees*, 1996 EWCA Civ 1293.

[113] *Charte*, *supra* note 4.

[114] *Kanyinda*, *supra* note 104 au para 111.

[115] *Ibid* au para 115.

[116] *Charte*, *supra* note 4.

[117] *Kanyinda*, *supra* note 104 aux para 117–120.

du droit administratif ne sera probablement pas débattue devant le plus haut tribunal du pays.

Si j'ai raison de dire qu'une cour de révision doit demander (1) s'il y a eu discrimination; (2) si la discrimination a été autorisée expressément ou par déduction nécessaire; et (3) si la discrimination était autrement raisonnable, alors une question persiste au sujet des affaires *TransAlta* et *Auer*. La question qui se pose concerne l'*application* du pouvoir de discrimination : à quel moment la discrimination devient-elle disproportionnée dans une mesure telle qu'elle devient déraisonnable ?

Il semble clair que TransAlta n'est pas exactement dans la même position qu'il aurait été, sauf pour ce qui est de l'accord d'élimination du charbon. Il semble donc y avoir un décalage entre ce que TransAlta a reçu du gouvernement et ce qu'il devra payer en taxes municipales. Pour la Cour suprême, le fait qu'il y ait eu une compensation semble suffisant. Toutefois, on n'a pas tenu compte de la proportionnalité de la compensation. Cet aspect pourrait devenir important pour régler le problème des actifs délaissés à l'avenir.

De même, dans l'arrêt *Auer*, le fait que le règlement ait établi des limites entre différentes personnes et catégories de personnes qui entraînent divers résultats inhabituels, arbitraires ou absurdes n'était pas suffisant pour rendre le règlement illégal, même si, dans certains cas, il était appelé à entraîner un impact économique disproportionné sur certaines personnes. Ce sujet aurait pu être approfondi aussi bien dans l'arrêt *TransAlta* que dans l'arrêt *Auer*.

Néanmoins, le cadre établi par la Cour suprême pour évaluer les allégations de discrimination règlementaire dans l'arrêt *Vavilov* est bien ficelé et exige que la cour pose trois questions : y a-t-il eu discrimination ? Le cas échéant, a-t-elle été autorisée ? Était-elle compatible avec les contraintes juridiques pertinentes ?

II. CONTRÔLE SELON LA NORME DE LA DÉCISION RAISONNABLE

La plus récente décision de la Cour suprême du Canada dans son catalogue des normes de contrôle est l'arrêt *Ontario (Procureur général) c Ontario (Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée)*[118]. Cette décision fait suite à l'arrêt *Mason c Canada (Citoyenneté et Immigration)*[119], qui a conclu qu'une décision administrative était déraisonnable et que, en outre, il n'y avait qu'une seule interprétation raisonnable de la disposition en cause. J'étais relativement optimiste au sujet de la décision rendue dans l'affaire *Mason*; je suis moins enthousiaste à l'égard de l'affaire des *lettres de mandat*.

Dans cette affaire, le Commissaire avait ordonné que les lettres de mandat envoyées par le premier ministre de l'Ontario à ses ministres soient rendues publiques en vertu de la *Loi sur l'accès à l'information et la protection de la vie privée*[120]. Le gouvernement de la province avait résisté à la divulgation en vertu du paragraphe 12(1) de la *Loi*, qui crée une exception lorsque la divulgation « aurait pour effet de révéler l'objet des délibérations » du Cabinet pour un éventail de documents « notamment » (mais sans s'y limiter), des ordres du jour, des procès-verbaux ou des documents qui relatent un choix de politiques présentées au Cabinet. La prémisse de base des motifs détaillés de décision du Commissaire était que les lettres de mandat, qui mentionnent des décisions déjà prises, ne révéleraient pas le fond des délibérations.

Appliquant le contrôle selon la norme de la décision raisonnable, la juge Karakatsanis a conclu que la décision du Commissaire était déraisonnable. La principale erreur était que le Commissaire n'avait pas tenu suffisamment compte du contexte constitutionnel : « Puisque le par. 12(1) vise à préserver le secret des délibérations du Cabinet, la dimension constitutionnelle du secret du Cabinet est un élément contextuel crucial dans l'interprétation du par. 12(1) »[121]. Cela a entraîné une perte de confiance à l'égard du résultat[122].

---

[118] *Lettres de mandat, supra* note 12.

[119] *Mason c Canada (Citoyenneté et Immigration)*, 2023 CSC 21 [*Mason*].

[120] *Loi sur l'accès à l'information et la protection de la vie privée*, LRO 1990, c F.31.

[121] *Lettres de mandat, supra* note 12 au para 27.

[122] *Ibid* au para 23.

Le Commissaire a erré de deux façons. Premièrement, il a donné une portée trop étroite au paragraphe 12(1). Le Commissaire a axé son analyse que sur deux justifications de la confidentialité du Cabinet – promouvoir la franchise ministérielle et préserver la solidarité collective – au détriment d'une troisième, un gouvernement efficient. L'omission de prendre en compte cette justification l'a amené à attribuer un objectif trop étroit au par. 12(1) et à ne pas répondre à l'une des observations du gouvernement :

> Premièrement, si le CIPVP avait reconnu que le secret des délibérations vise fondamentalement à assurer un gouvernement efficace, il n'aurait pas pu énoncer l'objectif comme étant simplement de permettre « des discussions libres et franches entre les membres du Cabinet[123] ». Comme l'a fait remarquer le juge Lauwers, une interprétation contextuelle du par. 12(1) indique plutôt que la disposition vise, de façon plus générale, à instaurer la confidentialité nécessaire au fonctionnement efficace de l'exécutif (par. 187 et 208).
>
> Deuxièmement, si le CIPVP avait formulé l'objectif du par. 12(1) en des termes plus larges, il n'aurait peutêtre pas rejeté un argument central du Bureau du Cabinet qui intéresse la portée du par. 12(1). Le Bureau du Cabinet a fait valoir qu'en plus d'assurer la franchise et la solidarité ministérielles, le secret du Cabinet contribue également à garantir le déroulement efficace du processus de délibération en préservant la confidentialité des délibérations jusqu'à ce qu'une décision définitive soit prise et annoncée (motifs du CIPVP, par. 30 à 32; d.a., vol. III, p. 90, 101, 102, 228 et 232)[124].

Par conséquent, le Commissaire non plus « ne s'est pas penché sur cet argument important, il n'a pas traité de l'observation du Bureau du Cabinet suivant lequel le fait de décider [traduction] "quand et comment" communiquer des priorités stratégiques au public et aux partis d'opposition est en soi une partie importante du processus de délibération du Cabinet[125]. En particulier, le Commissaire « a conclu que les "résultats" du processus de délibération ne sont pas visés par la phrase liminaire du par. 12(1), point à la ligne, sans reconnaître qu'une part importante de la confidentialité du Cabinet est la prérogative du gouvernement de décider de l'occasion et de la manière d'annoncer des priorités stratégiques (voir par. 104) »[126].

Deuxièmement, le Commissaire n'a pas tenu compte des conventions et traditions constitutionnelles relatives à la nature du processus décisionnel du Cabinet et au rôle du premier ministre dans ce processus :

> Les Lettres contiennent à première vue des communications entre le premier ministre et les ministres du Cabinet à propos de priorités stratégiques, dont un grand nombre si ce n'est la majorité devraient faire l'objet de décisions du Cabinet, tant en ce qui concerne leur contenu que la manière de les communiquer au public. Le Cabinet [traduction] « formule et met en œuvre toutes les politiques de l'exécutif », et toutes les questions importantes de politique gouvernementale sont soumises au Cabinet pour décision (Hogg et Wright, § 9:5; M. Schacter et P. Haid, Cabinet DecisionMaking in Canada : Lessons and Practices [1999], p. 1; voir aussi Brooks, p. 236). Rien dans les conventions ou les précédents ne justifie de distinguer le rôle du premier ministre dans ce processus du reste du Cabinet. La divulgation des priorités initiales du premier ministre, lorsqu'on les compare aux annonces ultérieures de la politique du gouvernement et à ce qu'il a effectivement accompli, aurait pour effet de révéler la teneur

[123] *Ibid* au para 34.

[124] *Ibid* aux para 34–35.

[125] *Ibid* au para 37 (soulignement dans l'original).

[126] *Ibid* au para 39.

> de ce qui s'est produit au cours du processus de délibération du Cabinet. L'affirmation du CIPVP suivant laquelle les Lettres constituent [traduction] « l'aboutissement de la formulation par le premier ministre des politiques et objectifs que doit atteindre chaque ministère », ou « le fruit de ses délibérations » était donc hors de propos et un motif déraisonnable de refuser la protection qu'accorde le par. 12(1) (par. 132 et 134 [je souligne]; voir aussi par. 79).
>
> De même, dans la mesure où le CIPVP exigeait une preuve reliant les Lettres à de « véritables délibérations du Cabinet lors d'une réunion donnée de celuici », cette approche était déraisonnable. Pareille exigence est bien trop étroite et ne tient pas compte des réalités du processus de délibération, notamment l'établissement de priorités par le premier ministre et ses fonctions de supervision, dont il ne s'acquitte pas nécessairement à une réunion donnée du Cabinet et qu'il peut exercer tout au long du processus de délibération du Cabinet. Par conséquent, il serait déraisonnable pour le Commissaire d'instaurer un critère plus rigoureux pour l'exception à la divulgation qui nécessiterait une preuve reliant le document à de « véritables délibérations du Cabinet lors d'une réunion donnée de celuici ».
>
> [Le Commissaire] [s'est] concentré sur l'existence de véritables délibérations lors d'une réunion donnée du Cabinet a influencé sa conclusion selon laquelle la possibilité que certaines priorités stratégiques [traduction] « ne soient jamais renvoyées au Cabinet ou […] fassent l'objet de modifications substantielles » était une « faille » de l'argument du continuum avancé par le Bureau du Cabinet et supposait que les Lettres ne pouvaient pas être exemptées dans leur ensemble (par. 121). Cette conclusion était déraisonnable, parce qu'elle ne tenait pas compte du fait que la divulgation de priorités stratégiques préliminaires qui n'ont pas été mises en œuvre ou qui ont fait l'objet de modifications considérables avant leur mise en œuvre aurait pour effet de révéler l'objet des délibérations du Cabinet — que la décision d'abandonner ou de modifier la priorité en question ait été prise par le Cabinet, par ses comités ou par le premier ministre[127].

Ces considérations ont mené inexorablement à la conclusion que les lettres de mandat étaient visées par le paragraphe 12(1). La juge Karakatsanis a refusé de renvoyer l'affaire au Commissaire.

La méthodologie du contrôle selon la norme de la décision raisonnable mérite d'être commentée. La juge Karakatsanis a refusé de déterminer si la norme de contrôle appropriée était celle de la décision correcte ou celle de la décision raisonnable, au motif que la décision était déraisonnable et qu'elle ne pouvait donc pas survivre selon l'une ou l'autre des deux normes[128]. Toutefois, sur le fond plutôt que sur la forme, l'analyse ressemble beaucoup au contrôle selon la norme de la décision correcte sous le couvert du contrôle selon la norme de la décision raisonnable.

La première difficulté tient au fait que l'analyse des motifs du Commissaire par la juge Karakatsanis met l'accent sur deux aspects du contexte, même si le Commissaire a effectué une vaste analyse. Comme la juge Côté l'a fait remarquer avec justesse :

> Ce dernier s'est appuyé entre autres sur les objectifs déclarés de la loi (voir les par. 106 à 108); le principe selon lequel « les exceptions au droit d'accès doivent être limitées et précises » (sousal. 1a)(ii) de la Loi); les arrêts *Babcock* et *Dagg c. Canada (Ministre des Finances)*, [1997] 2 R.C.S. 403, de notre Cour; la jurisprudence des cours d'appel de partout au pays, notamment l'arrêt *O'Connor*; et un corpus abondant de

[127] *Ibid* aux para 53–55.

[128] *Ibid* au para 16.

> décisions administratives antérieures. Ces facteurs viennent tous étayer son interprétation[129].

Toutefois, la juge Karakatsanis ne reconnaît pas que le Commissaire s'est fondé sur ces indices de caractère raisonnable et n'explique pas pourquoi la décision du Commissaire est déraisonnable parce qu'elle était insuffisante à deux égards, même si elle pouvait être défendue pour d'autres motifs. Il s'agissait d'une décision importante où la perte de confiance dans le résultat à un égard pouvait, en théorie du moins, être compensée par les forces des motifs à d'autres égards.

En outre, la juge Côté formule une importante critique à l'endroit de l'analyse de la juge Karakatsanis voulant que pour cerner les lacunes dans la décision du Commissaire, celle-ci « effectue plutôt sa propre interprétation » de l'art. 12 et « se sert de ses conclusions comme critère pour juger la décision du Commissaire :

> Par exemple, ma collègue mentionne trois raisons d'être de la convention relative à la confidentialité du Cabinet : « […] la franchise, la solidarité et l'efficacité […] » (par. 30). D'après elle, le Commissaire a tenu compte des deux premières raisons d'être, mais « n'a pas traité d'un objectif principal du secret du Cabinet — promouvoir l'efficacité de la prise de décisions collective », ni du but ultime de se doter d'un gouvernement efficace (par. 32). Toutefois, cette troisième raison d'être, l'« efficacité », quoiqu'un principe important du privilège du Cabinet, n'a pas été formulée comme telle par notre Cour. Par conséquent, je ne suis pas d'accord pour affirmer qu'il était déraisonnable pour le Commissaire de ne pas aborder un concept qui n'a été pleinement exprimé que dans la doctrine (voir les motifs de la juge Karakatsanis, par. 30 et 36, citant Y. Campagnolo, « The Political Legitimacy of Cabinet Secrecy » [2017], 51 *R.J.T.U.M.* 51, p. 68, et Y. Campagnolo, *Le secret ministériel : Théorie et pratique* [2021], p. 26)[130].

Il mérite d'être répété comment la juge Karakatsanis a elle-même formulé la question : « *si* le CIPVP avait formulé l'objectif du par. 12(1) *en des termes plus larges, il n'aurait peutêtre pas rejeté un argument central* du Bureau du Cabinet qui intéresse la portée du par. 12(1)[131] ». L'analyse en sens inverse : l'observation n'aurait pu être un « argument central » que si le CIPVP avait convenu que l'« objectif » du para 12(1) aurait dû être « formulé […] en des termes plus larges ». J'ai un peu de difficulté à comprendre comment cela peut être décrit comme un contrôle selon la norme de la décision raisonnable « qui s'intéresse avant tout aux motifs » comme l'exige *Vavilov*. Il y a une différence importante entre cette affaire et la décision récente de la Cour suprême dans l'affaire *Mason*[132], où le tribunal n'avait tout simplement pas tenu compte d'un argument central pour une raison non définie, et non en raison de l'objet qu'il attribuait à la disposition.

De plus, et c'est fondamental, le choix de la norme de contrôle revêt une importance cruciale ici. Dans le contexte d'un contrôle selon la norme de la décision raisonnable, le Commissaire est aux commandes de l'interprétation. Pour peu qu'il y ait soucie de déférence, il incombe au Commissaire de déterminer s'il y a lieu de modifier la loi pour incorporer un bien-fondé supplémentaire comme contexte du paragraphe 12(1). En l'état, le Commissaire a fourni de multiples motifs à l'appui de son interprétation et, normalement, selon une norme fondée sur la retenue, son refus de modifier, d'étendre ou d'élargir la loi serait respecté. En revanche, dans le cas d'un contrôle selon la norme de la décision correcte, les tribunaux ont le dernier mot (et, en fait, la juge Côté qui applique le contrôle selon la norme de la décision correcte a convenu que

[129] *Ibid* au para 81.

[130] *Ibid* au para 76.

[131] *Ibid* au para 35 [nos italique].

[132] Voir Paul Daly, « Context, Reasonableness Review and Statutory Interpretation: Mason c Canada (Citoyenneté et Immigration), 2023 CSC 21 » (28 septembre 2023), en ligne (blogue) : <www.administrativelawmatters.com/blog/2023/09/28/context-reasonableness-review-and-statutory-interpretation-mason-v-canada-citizenship-and-immigration-2023-scc-21>.

la loi devrait être mise à jour afin d'intégrer ce troisième bien-fondé). Il aurait dû s'agir d'un exemple – un exemple assez éloquent, à mon avis – où la norme de contrôle change la donne. À mon avis, le caractère raisonnable était la norme appropriée, pour les motifs que j'ai élaborés[133] et compte tenu de l'argument soigné de la juge Côté aux paragraphes 55 à 61 qui m'empêche de penser autrement. Une approche déférente appropriée aurait permis de confirmer que la décision était raisonnable.

La discussion des contraintes juridiques et factuelles mérite également d'être commentée. Encore une fois, il y a une différence importante par rapport à l'arrêt *Mason* : la contrainte juridique issue du droit international soulevée par la Cour suprême avait au moins le mérite d'être énoncée expressément dans un texte de loi; cependant, en l'espèce, les conventions et traditions sur lesquelles s'appuie la Cour suprême sont écrites nulle part. Il y a même une différence par rapport à l'arrêt *CSFTNO* (dont on discute ci-dessous), où les valeurs pertinentes de la *Charte* ont été exprimées à maintes reprises dans la jurisprudence de la Cour suprême du Canada sur les objectifs de l'article 23 de la *Charte*.

En l'espèce, les conventions et les traditions ne se sont pas et ne peuvent sans doute pas être réduites à des énoncés textuels précis (et, bien sûr, de par leur nature même, elles ne sont pas du tout exécutoires). En effet, comme le fait remarquer le professeur de science politique Emmett Macfarlane dans un commentaire critique sur la décision[134], ces conventions et traditions évoluent au fil du temps, ce qui signifie que tout décideur administratif tenu d'en tenir compte visera une cible mouvante :

> Le problème, dans ce cas-ci, est que la convention ne dit absolument rien sur le lien entre les lettres de mandat et les délibérations du Cabinet. La Cour fonde sa décision en grande partie sur une discussion relative à la convention qui n'a rien à voir avec la question centrale.
>
> En fait, la nouvelle pratique qui consiste à *rendre publiques les lettres de mandat* (non seulement au palier fédéral, mais aussi en Ontario sous l'ancienne première ministre Kathleen Wynne) est précisément ce qui a mené à cette controverse en premier lieu! Étonnamment, la Cour ne tient pas compte de cette pratique – une pratique qui aurait été peu susceptible de voir le jour si ces gouvernements avaient estimé qu'elle limiterait le caractère confidentiel des délibérations du Cabinet ou entraverait un processus décisionnel efficace. Dans ce sens fondamental, la pratique politique récente contredit directement certaines des conclusions de la Cour au sujet des effets que la publication des lettres de mandat pourrait avoir sur le caractère confidentiel des documents du Cabinet[135].

Le professeur Macfarlane fait également remarquer que la Cour s'aventure assez loin dans les « rouages » du fonctionnement du gouvernement; par tradition, bien sûr, tirer des conclusions de fait et des inférences fondées sur un dossier détaillé est une question qui relève du décideur administratif.

Pour ces raisons, je conserve un certain scepticisme à l'égard du caractère correct de la décision de la Cour dans cette affaire. Dans les affaires *Mason* et *CSFTNO*, les contraintes juridiques et factuelles cernées par la Cour reposaient sur des fondements solides (et les décisions faisant l'objet du contrôle étaient muettes sur des aspects clés des arguments et de la preuve). En revanche, dans l'affaire du *Commissaire à l'information*, la juge Côté formule une importante critique, à savoir que les juges majoritaires ont procédé à un contrôle selon la norme de la décision correcte sur le

[133] Paul Daly, « Correctness, Conventions, Cabinet Confidence: *Ontario (Procureur général) v. Ontario (Information and Privacy Commissioner)*, 2022 ONCA 74 » (24 avril 2023), en ligne (blogue): <www.administrativelawmatters.com/blog/2023/04/24/correctness-conventions-cabinet-confidence-ontario-attorney-general-v-ontario-information-and-privacy-commissioner-2022-onca-74>.

[134] Emmett Macfarlane, « The influence of conventions in the SCC's decision re: Ford's ministerial mandate letters » (4 février 2024) en ligne (blogue) : <emmettmacfarlane.substack.com/p/the-influence-of-conventions-in-the>.

[135] *Ibid*.

fond sinon dans la forme. Il sera nécessaire de lire très attentivement les prochaines entrées dans le catalogue des normes de contrôle pour voir si la Cour envoie un signal au sujet du niveau d'intensité du contrôle selon la norme de la décision raisonnable en vertu du cadre *Vavilov*.

À cet égard, la décision récente de la Cour d'appel du Québec dans l'affaire *Piché c Entreprises Y. Bouchard & Fils inc.*[136] est très intéressante. Elle laisse entendre que la norme de la décision raisonnable établie dans l'arrêt *Vavilov*[137] est peut-être devenue plus rigoureuse. Néanmoins, tout en cassant la décision en cause en raison de son caractère déraisonnable, la Cour d'appel s'est abstenue d'imposer une solution même dans des circonstances où on lui avait demandé de conclure qu'il n'y a qu'une seule interprétation possible et acceptable.

La question sous-jacente est très intéressante. Le Tribunal administratif du travail du Québec (qui a compétence en matière de santé et de sécurité au travail) dispose de deux sources d'autorité concernant l'indemnisation des travailleurs qui se sont retirés du lieu de travail pendant la pandémie de COVID-19. L'appelant et la Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité (Commission for Standards, Equity, Health, and Safety) ont exhorté la Cour d'appel à régler deux questions d'interprétation sur lesquelles le Tribunal est divisé.

En l'espèce, le demandeur travaillait comme ambulancier paramédical. Ses médecins lui ont recommandé de se retirer temporairement du travail pour sa propre sécurité, car il prenait des médicaments qui le rendaient immunodéficient. En fin de compte, il est retourné au travail environ neuf mois après l'éclosion. Il n'a touché aucune rémunération pendant une période de trois mois. En vertu de la loi québécoise, un employé qui se retire du travail pour des raisons de santé préventive peut demander une indemnité. Mais il existe plusieurs conditions[138], l'une d'elles étant que la source du danger pour la santé doit provenir d'un « contaminant ». Dans cette affaire (mais pas dans les autres !), le Tribunal a conclu que la COVID-19 n'était pas un « contaminant » au sens de la loi. Le Tribunal a également conclu, en se fondant sur son analyse de la preuve du déficit immunitaire de l'appelant, que la deuxième condition – le danger pour le travailleur – n'était pas non plus satisfaite. Le Tribunal n'a pas tenu compte de la troisième condition, soit l'altération de la santé du travailleur.

La Cour d'appel (les juges Moore, Cournoyer et Bachand) a conclu que la décision était déraisonnable. Après l'arrêt *Vavilov*, les juges n'ont pas appliqué la norme de la décision correcte pour trancher la question qui divisait le Tribunal, mais ils ont fait remarquer qu'une analyse déficiente de l'interprétation des lois par un décideur administratif justifierait une intervention de contrôle judiciaire en raison de son caractère déraisonnable[139]. En effet, ils ont cité les arrêts *Mason c. Canada (Citoyenneté et Immigration)*[140] et *Ontario (Procureur général) c Ontario (Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée)*[141] de la Cour suprême comme un appui supplémentaire à cette proposition :

> C'est ainsi que, dans *Mason*, si la majorité de la Cour suprême a reconnu que le décideur avait appliqué plusieurs techniques d'interprétation législative reconnues, elle conclut tout de même au caractère déraisonnable de la décision au motif que le décideur n'a pas tenu compte de deux arguments du contexte législatif, des conséquences potentiellement importantes de la décision et des contraintes imposées par le droit international.
>
> C'est ainsi encore que dans l'arrêt *Ontario (Procureur général) c. Ontario (Commissaire à l'information et à la protection de la vie privée)*, bien que la majorité de la Cour suprême

[136] *Piché c Entreprises Y. Bouchard & Fils inc.*, 2024 CanLII 1374 (CAQ).

[137] *Vavilov, supra* note 1.

[138] *Supra* note 136 au para 14.

[139] *Ibid* au para 35.

[140] *Mason*, *supra* note 119.

[141] *Lettre de mandat*, *supra* note 12.

> souligne que le décideur a pris en compte le texte, l'objectif général des lois sur l'accès à l'information et deux des objectifs de la confidentialité du Cabinet, elle conclut tout de même au caractère déraisonnable de la décision au motif que le décideur n'a pas traité d'un troisième objectif de la confidentialité du Cabinet, soit l'efficacité du processus décisionnel collectif ainsi que de certaines conventions constitutionnelles[142].

En l'espèce, la décision était déraisonnable parce qu'au départ, le Tribunal a fait une fixation sur une modification du régime législatif apportée en 2015 et lui a donné une portée beaucoup plus large que ce que le législateur avait prévu[143], sans tenir compte d'autres indicateurs textuels et contextuels concernant la signification de « contaminant[144] ». De plus, le Tribunal n'a pas tenu compte de la fin visée par le législateur[145]. Par conséquent, la Cour d'appel a conclu – en s'appuyant sur les arrêts *Mason* et *Commissaire à l'information* – que l'exercice d'interprétation des lois entrepris par le Tribunal dans l'affaire dont il était saisi négligeait les éléments clés du texte, du contexte et de l'objet et était donc déraisonnable[146].

Fait intéressant, la Cour d'appel n'a pas conclu (contrairement à la Cour suprême dans les arrêts *Mason* et *Commissaire à l'information*) qu'il n'y avait qu'une seule interprétation raisonnable. Elle a plutôt laissé au Tribunal le soin de trancher la question, avec un avertissement sérieux quant à la désirabilité d'une certitude juridique[147] et un rappel des mécanismes disponibles pour obtenir cette certitude :

> En l'espèce, il ressort de cette affaire qu'au moins trois avenues sont possibles : 1) la Covid-19 n'est pas un contaminant; 2) la Covid-19 est un contaminant; et 3) la Covid-19 est parfois un contaminant selon les activités de l'employeur. Quant à la controverse jurisprudentielle au sein du TAT, elle n'est pas ici suffisante pour justifier que la Cour tranche à la place de celui-ci. Comme la Cour suprême le rappelait, il convient de laisser d'abord au décideur administratif le soin de résoudre ce désaccord à l'aide de ses mécanismes internes, que ce soit, en ce qui concerne le TAT, la mise sur pied d'une formation de trois membres ou la participation des membres à l'élaboration d'orientations générales.[148]

Elle a dit la même chose au sujet de la division jurisprudentielle sur la troisième condition, c'est-à-dire la mesure dans laquelle le « contaminant » doit affecter la santé du travailleur[149].

Sur la question du danger (la deuxième condition), il y a une discussion intéressante sur le rôle du Tribunal. Même si le Tribunal procède à une analyse *de novo* et a potentiellement accès à un large éventail de documents, son rôle dans l'évaluation du danger est jugé limité. En somme, son rôle consiste à évaluer s'il y avait un danger *au moment où le travailleur s'est retiré du lieu de travail* en fonction des preuves disponibles à ce moment-là. Autrement dit, le Tribunal ne peut appliquer rétrospectivement des éléments de preuve qui sont devenus disponibles après le retrait du travailleur pour conclure, avec le recul, qu'il n'y avait aucun danger[150]. Le Tribunal ne peut qu'adopter un point de vue prospectif à l'égard de la question, le droit de se retirer se dissolvant uniquement de façon prospective, à partir du moment où il dispose de nouveaux éléments de preuve[151].

---

[142] *Supra* note 136 aux para 36–37.

[143] *Ibid* au para 40.

[144] *Ibid* aux para 42–44.

[145] *Ibid* aux para 45–47.

[146] *Ibid* au para 48.

[147] *Ibid* au para 51.

[148] *Ibid* au para 50.

[149] *Ibid* aux para 66–70.

[150] *Ibid* au para 55.

[151] *Ibid* au para 56.

D'après la preuve en l'espèce, il ne faisait aucun doute de l'avis de la Cour d'appel qu'il y avait amplement de preuves du danger au moment où le travailleur s'est retiré[152]. Par conséquent, le Tribunal n'a pas tenu compte d'une contrainte juridique en se concentrant sur le danger rétrospectivement plutôt que prospectivement ou il n'a pas tenu compte des contraintes factuelles en errant fondamentalement dans la prise en compte de la preuve : le caractère déraisonnable devenait la conclusion inévitable[153]. Encore une fois, l'affaire a été renvoyée au Tribunal pour qu'il détermine à quel moment le travailleur aurait pu réintégrer le lieu de travail en toute sécurité[154].

Dans l'ensemble, cette décision indique que l'arrêt *Vavilov* fournit certainement les outils suffisant pour un contrôle robuste selon la norme de la décision raisonnable des décisions administratives. Les décisions récentes de la Cour suprême concernant l'application de l'arrêt *Vavilov* sont citées comme un appui supplémentaire à cette proposition. Même si la Cour d'appel a renvoyé la question d'interprétation au sujet de la première question – « contaminant » – son analyse favorisait fortement l'un des courants de jurisprudence. Néanmoins, la Cour d'appel n'est pas allée aussi loin que la Cour suprême dans les arrêts *Mason* et *Commissaire à l'information*, en insistant plutôt pour que l'affaire soit renvoyée au Tribunal pour qu'il fournisse une réponse définitive, mais avec un avertissement assez sévère selon lequel le Tribunal devrait trouver un moyen de résoudre rapidement son conflit jurisprudentiel interne.

III. CONTRÔLE SELON LA NORME DE LA DÉCISION CORRECTE

Dans l'affaire *Société des casinos du Québec inc. c Association des cadres de la Société des casinos du Québec*[155], la Cour suprême du Canada s'est penchée sur un certain nombre de questions importantes pour le droit relatif au contrôle judiciaire d'une action administrative et, de façon plus générale, pour la règlementation. Plus important encore, la Cour a donné une orientation sur le règlement de questions mixtes de droit et de fait découlant des catégories de la décision correcte établies par l'arrêt *Vavilov*. Une balise claire a été établie : en ce qui concerne les questions constitutionnelles et d'autres questions exigeant un contrôle selon la norme de la décision correcte, il n'y a aucune déférence à l'égard de l'application du droit aux faits par le décideur. Cela s'observe très visiblement dans le domaine du droit de l'énergie, où des questions se posent assez souvent au sujet de la limite entre les pouvoirs fédéraux et provinciaux. À l'avenir, ces questions seront examinées selon la norme de la décision correcte, sans imposer d'obligation de déférence au décideur.

L'affaire portait sur une requête en accréditation présentée par des gestionnaires de casinos établis au Québec. L'accréditation leur permettrait de négocier en groupe avec leur employeur. Cependant, les gestionnaires sont exclus des lois provinciales sur la négociation collective. Les gestionnaires ont donc invoqué l'alinéa 2d) de la *Charte des droits et libertés*[156], qui protège la liberté d'association. Appliquant le critère contextuel de la *Charte* aux faits, le tribunal expert a conclu que l'exclusion des gestionnaires constituait une « entrave substantielle » à leur liberté d'association. La réparation voulait de déclarer l'exclusion législative inopérante dans son application aux gestionnaires qui, par voie de conséquence, auraient le droit d'aller de l'avant avec leur requête en accréditation. Cette conclusion a finalement été confirmée par la Cour d'appel, bien que les effets de la décision aient été suspendus pendant 12 mois pour permettre une intervention législative.

Cependant, la Cour suprême a accueilli l'appel, une décision sur laquelle les sept juges qui ont entendu l'affaire se sont entendus, concluant à l'unanimité qu'il n'y avait pas d'« entrave substantielle » à la liberté d'association. Ce faisant, ils ont abordé les points suivants : (1) la norme de contrôle pour les questions mixtes de fait et de droit dans la catégorie des « questions constitutionnelles » de contrôle selon la norme de la décision correcte; (2) l'existence de critères ou de normes distincts applicables aux requêtes

[152] *Ibid* au para 57.

[153] *Ibid* au para 64.

[154] *Ibid* au para 65.

[155] *Société des casinos du Québec inc. c Association des cadres de la Société des casinos du Québec*, 2024 CSC 13 [*Société des casinos*].

[156] *Charte*, *supra* note 4 al. 2(d).

fondées sur la *Charte* lorsqu'un droit positif ou négatif est invoqué; (3) la compétence des tribunaux administratifs d'accorder des réparations liées à l'inopérabilité de la loi. La troisième question n'a été abordée que par la juge Côté dans ses motifs concordants, mais les autres questions ont été traitées par les sept juges (le juge Jamal pour la majorité et le juge Rowe séparément dans les motifs concordants).

A) Confirmation de la pertinence de la norme de contrôle selon la décision correcte aux questions mixtes

La Cour a été unanime sur la norme de contrôle. La juge Côté a abordé la question en détail, et les autres juges ont accepté son analyse[157]. Cette analyse est brève et va droit au but. Voici ce qu'elle a dit :

> En l'espèce, déterminer si l'exclusion du régime du C.t. constitue une entrave substantielle à la liberté d'association des membres de l'Association n'est pas une simple question de fait. Une telle analyse implique de pondérer « l'importance constitutionnelle » des conclusions factuelles tirées de la situation des membres au regard de la liberté d'association (*Westcoast Energy*, par. 39). Cela revient, en quelque sorte, à définir la norme constitutionnelle de « l'entrave substantielle ».
>
> La définition de cette norme requiert une réponse décisive et définitive (*Vavilov*, par. 53 et 55). Dans l'arrêt *Westcoast Energy*, cité avec approbation dans l'arrêt *Vavilov*, par. 55, notre Cour note qu'il n'y a pas lieu de faire montre de déférence à l'égard des questions mixtes de fait et de droit s'inscrivant dans le cadre d'une question constitutionnelle, vu l'importance de répondre correctement aux questions constitutionnelles (par. 39 et 40).
>
> La Cour supérieure n'avait donc pas à faire montre de déférence à l'égard des conclusions de droit de même que des conclusions mixtes de fait et de droit du TAT, mais uniquement à l'égard des conclusions factuelles tirées par le tribunal.
>
> Une cour de révision doit faire montre de déférence à l'égard des conclusions purement factuelles pouvant être isolées de l'analyse constitutionnelle (*Consolidated Fastfrate Inc. c. Western Canada Council of Teamsters*, 2009 CSC 53, [2009] 3 R.C.S. 407, par. 26). Une telle déférence à l'égard de telles conclusions repose sur des considérations liées à « l'efficacité judiciaire, l'importance de préserver la certitude et la confiance du public et la position avantageuse qu'occupe le décideur de première instance » (*Vavilov*, par. 125). La primauté du droit n'exige pas qu'il y ait une réponse décisive et définitive à l'égard des questions purement factuelles, celles-ci variant d'un dossier à l'autre[158].

Les parties ont convenu[159] que cette affaire tombait dans la catégorie des « questions constitutionnelles » énoncée dans l'arrêt *Vavilov*, la question étant de savoir si l'exclusion législative des gestionnaires était conforme à la *Charte* et donc à la norme de la décision correcte correctement appliquée, étant donné que la réponse à cette question devrait être donnée de façon définitive par les tribunaux. De toute évidence, cependant, les parties ne se sont pas entendues sur ce à quoi devrait s'appliquer exactement la norme de la décision correcte.

La question était de savoir dans quelle mesure, le cas échéant, on doit faire preuve de déférence à l'égard du tribunal saisi de l'affaire. La norme de contrôle des questions constitutionnelles, comme la cohérence de l'exclusion prévue par la loi avec la *Charte* est celle de la décision correcte. Mais qu'en est-il des décisions factuelles qui sous-tendent l'analyse du tribunal ? En tout état de cause, l'interprétation que fait le tribunal de l'exclusion législative et de la *Charte* peut-elle être séparée de son analyse factuelle ?

---

[157] *Ibid* aux para 45, 199.

[158] *Société des casinos*, *supra* note 155 aux para 94–97.

[159] *Ibid* au para 93.

La jurisprudence antérieure de la Cour suprême n'avait pas été particulièrement claire sur ce point. L'affaire *Westcoast Energy Inc. c Canada (Office national de l'énergie)*[160] porte sur la question de savoir si un pipeline et des installations connexes constituent une entreprise fédérale. Les juges Iacobucci et Major étaient sceptiques quant à savoir si la déférence serait appropriée dans l'application du droit par l'Office aux faits dont il était saisi :

> Il faut faire montre d'un certain degré de retenue même à l'égard des questions mixtes de droit et de fait, mais pas dans tous les cas. Il serait particulièrement inapproprié, relativement à une question d'interprétation constitutionnelle, de faire montre de retenue à l'égard de la décision d'un tribunal tel l'Office, dont le champ d'expertise est tout à fait distinct du domaine de l'analyse juridique. Les tribunaux administratifs doivent répondre correctement aux questions de cette nature, à défaut de quoi leurs décisions sont susceptibles d'annulation par les cours de justice. Il semble raisonnable d'accepter la proposition que les cours sont mieux placées que les tribunaux administratifs pour statuer sur des questions constitutionnelles. Il est intéressant de souligner que les membres concernés de l'Office n'avaient pas de formation juridique. Ainsi, même si la question en cause était une question de droit et de fait, il s'ensuit qu'il n'était pas nécessaire de faire montre de retenue envers l'Office, compte tenu de la nature de la question de droit qui devait être tranchée[161].

Cependant, les juges Iacobucci et Majorcci ont fait remarquer que l'affaire ne portait pas sur les conclusions de l'« Office quant aux différentes activités exercées par Westcoast », mais plutôt sur l' « effet sur le plan constitutionnel » des conclusions[162]. Autrement dit, il n'y a eu aucune attaque contre les conclusions de fait de l'Office. Et lorsqu'il s'agissait d'appliquer la loi à ces conclusions, la norme de la décision correcte était appropriée. Par conséquent, il est difficile d'affirmer que l'arrêt *Westcoast* règle la question de déférence d'une façon ou d'une autre.

Dans l'affaire *Office régional de la santé du Nord c Horrocks*[163], bien qu'il ait été question de la catégorie « chevauchement des compétences » quant au contrôle selon la norme de la décision correcte plutôt que de « questions constitutionnelles », le juge Brown a clairement indiqué que le décideur devait être « correct » sur la question imprégnée des faits de la caractérisation du caractère essentiel du conflit entre les parties (en ce qui concerne les relations de travail ou l'arbitrage en matière de droit de la personne). Cela m'a amené à formuler un commentaire[164] selon lequel « lorsqu'il s'agit de déterminer si une décision concernant des limites de compétence conflictuelles était légale, le décideur prendre la décision correcte ***et*** la cour de révision doit être convaincue, à la lumière du dossier, que le décideur est parvenu à la bonne conclusion » [traduction][165].

La décision la plus importante de la colonne « déférence » du grand livre est l'arrêt *Mouvement Laïque québécois c Saguenay (Ville)*[166], où le juge Gascon commente, au paragraphe 46 : « Lorsque le Tribunal agit à l'intérieur de son champ d'expertise et qu'il interprète la Charte québécoise et applique ses dispositions aux faits pour décider de l'existence de discrimination, la déférence s'impose »[167]. Mais l'accent mis sur le champ d'expertise signifie que l'autorité de cette déclaration a

---

[160] *Westcoast Energy Inc. c Canada (Office national de l'énergie)*, 1998 CanLII 813 (CSC), [1998] 1 RCS 322.

[161] *Ibid* au para 40.

[162] *Ibid* au para 42.

[163] *Office régional de la santé du Nord c Horrocks*, 2021 CSC 42, au para 9.

[164] Paul Daly, « Steady as She Goes: *Northern Regional Health Authority v. Horrocks*, 2021 SCC 42 » (22 octobre 2021), en ligne (blogue) : <www.administrativelawmatters.com/blog/2021/10/22/steady-as-she-goes-northern-regional-health-authority-v-horrocks-2021-scc-42>.

[165] *Ibid*.

[166] *Mouvement laïque québécois c Saguenay (City)*, 2015 CSC 16.

[167] Voir *Saskatchewan (Human Rights Commission) c Whatcott*, 2013 CSC 11.

été affaiblie par la décote de l'expertise dans l'arrêt *Vavilov*.

Consulter aussi *Consolidated Fastfrate Inc. c Western Canada Council of Teamsters*[168]. En l'espèce, la question était de savoir si une entreprise était assujettie à la règlementation provinciale ou fédérale. Une commission provinciale des relations de travail a statué que l'entreprise était une entreprise interprovinciale assujettie à la législation fédérale sur les relations de travail. Le juge Rothstein a fait remarquer que « l'analyse constitutionnelle de l'ALRB reposait sur ses conclusions de fait » : « Lorsqu'il est possible de traiter l'analyse constitutionnelle séparément des conclusions de fait qui la sous-tendent, il convient de faire preuve de retenue judiciaire à l'égard de ces conclusions de fait initiales »[169]. À première vue, cela peut sembler être une proposition préconisant la déférence, mais si on y regarde de plus près, il semble que la déférence ne soit appropriée que lorsque la question constitutionnelle peut être séparée des conclusions factuelles sous-jacentes : la déférence sur les faits dans les affaires constitutionnelles, mais seulement dans la mesure où la déférence n'influence pas les décisions judiciaires quant à la constitutionnalité.

Cette question a également été abordée dans l'affaire *Toussaint c Canada (Procureur général)*[170], dans le contexte du contrôle en appel plutôt que du contrôle judiciaire. Bien qu'il soit approprié de faire preuve de déférence à l'égard des « conclusions de fait et l'exercice d'un pouvoir discrétionnaire qui sont largement imprégnés des faits »[171], le contrôle selon la norme de la décision correcte est souvent appliqué dans les affaires constitutionnelles « probablement […] en raison de la centralité des questions de droit qui y sont soulevées et du fait que les questions de droit constitutionnel peuvent souvent être isolées des questions mixtes de fait et de droit qui se posent »[172].

Dans l'affaire *Société des casinos*, la Cour suprême a été claire : lorsqu'elle applique la norme de la décision correcte, une cour de révision doit prendre les conclusions de fait du décideur en l'état (pourvu qu'elles soient raisonnables), mais il appartient à la cour de déterminer elle-même les effets juridiques de ces conclusions de fait. Autrement dit, la caractérisation juridique des faits telle que déterminée par le décideur relève du tribunal.

Quoi qu'il en soit de mon scepticisme à l'égard de la distinction entre le droit et les faits[173], c'est maintenant définitivement le droit. Et, pour être juste, dans sa jurisprudence post-*Vavilov* qui applique les catégories de la décision correcte, on peut certainement affirmer que c'est l'approche adoptée par la Cour suprême. J'ai noté ci-dessus l'arrêt *Office régional de la santé du Nord c Horrocks*[174] et j'ajouterais maintenant l'arrêt *Sharp c Autorité des marchés financiers* (une affaire relative à une question constitutionnelle)[175], où le décideur avait tiré des conclusions de fait au sujet d'une opération communément appelée en anglais « pump and dump scheme » dirigée par des acteurs de l'extérieur de la province, mais l'application d'une norme juridique sensible au contexte à ces faits s'est faite sans égard à la conclusion du décideur. Dans les catégories de la décision correcte, alors, les conclusions de fait pures – le qui, quoi, quand, où et pourquoi de l'arbitrage – font l'objet de déférence, mais tout le reste relève en fin de compte du tribunal.

Bien entendu, il est toujours loisible à une cour de révision d'adopter l'analyse du décideur (et c'est peut-être maintenant la meilleure façon de comprendre la décision dans l'affaire *Law Society of Saskatchewan c. Abrametz*[176]), mais le juge conserve le dernier mot quant à savoir si

---

[168] *Consolidated Fastfrate Inc. c Western Canada Council of Teamsters*, 2009 CSC 53.

[169] *Ibid* au para 26.

[170] *Toussaint c Canada (Procureur général)*, 2011 CAF 213.

[171] *Ibid* au para 54.

[172] *Ibid* au para 55.

[173] Voir Paul Daly, *Jurisdiction, questions of law and secretion*. Dans : *A Theory of Deference in Administrative Law: Basis, Application and Scope*. (Cambridge: University Press, 2012) à la p 220.

[174] *Office régional de la santé du Nord c Horrocks*, 2021 CSC 42.

[175] *Sharp c Autorité des marchés financiers*, 2023 CSC 29.

[176] *Law Society of Saskatchewan c Abrametz*, 2022 CSC 29.

la norme juridique a été respectée en fonction des faits établis.

B) Tribunaux et réparations

Le seul juge de la Cour suprême à s'être penché sur la compétence en matière de réparation du décideur (en l'occurrence, le Tribunal administratif du travail du Québec) était la juge Côté.

Elle a fait remarquer que les gestionnaires avaient décidé de présenter une requête en accréditation plutôt que de demander une déclaration d'inconstitutionnalité en cour supérieure et a suggéré que : « Procéder devant une cour supérieure est préférable en ce que celle-ci dispose du pouvoir de prononcer une déclaration formelle d'inconstitutionnalité, et de la suspendre afin de laisser au législateur toute la latitude nécessaire pour édicter un régime particulier, répondant minimalement aux exigences constitutionnelles de l'al. 2d) »[177].

Par souci d'équité envers les gestionnaires, il se peut fort bien qu'ils aient porté la requête devant le tribunal pour éviter que la cour supérieure ne soit saisie de l'argument contraire selon lequel ils auraient dû d'abord demander réparation au tribunal[178]. Et il ne fait aucun doute que l'examen des questions par la Cour suprême a été enrichi par l'analyse détaillée des faits par le tribunal[179].

Il est vrai que le tribunal ne pouvait pas suspendre une déclaration d'inopérabilité[180], mais il n'a pas cherché à le faire. Ce sont les cours qui ont suspendu l'effet de la décision du tribunal, en partant du principe que, selon la norme de la décision correcte, les juges se mettaient à la place du tribunal[181]. Je demeure sceptique : l'avantage de la décision ne pourrait s'appliquer qu'aux gestionnaires particuliers qui ont présenté la requête en accréditation, de sorte que la nécessité d'un examen législatif élargi du régime règlementaire (la justification habituelle pour suspendre une déclaration d'inconstitutionnalité) n'est pas particulièrement ressentie. La juge Côté a bien noté ce point, mais je ne pense pas que cela puisse signifier que le tribunal n'aurait pas dû être saisi de l'affaire en premier lieu.

Pour ma part, j'ai de la sympathie pour le choix de la tribune qu'ont fait les gestionnaires et, compte tenu du besoin d'une recherche des faits approfondie. Je pense bien en définitive que le fait qu'ils se soient d'abord adressés au tribunal a facilité en fin de compte l'analyse exhaustive par la Cour suprême des questions importantes liées à la liberté d'association.

Tout bien considéré, il s'agit là d'une décision importante sur la norme de contrôle et la conception règlementaire. Des points intéressants ont été soulevés également au sujet du choix de la tribune dans les affaires qui se situent à l'intersection du droit administratif et du droit constitutionnel.

IV. FONDEMENTS CONSTITUTIONNELS DU CONTRÔLE JUDICIAIRE

Cette année, la Cour suprême du Canada a rendu sa décision fort attendue dans l'affaire *Yatar c TD Insurance Meloche Monnex*[182]. Comme on pouvait s'y attendre (et j'en étais convaincu), la Cour a renversé l'approche ci-dessous et (à juste titre, à mon avis) a décrit le rôle du pouvoir discrétionnaire dans les procédures de contrôle judiciaire. Le principal point à retenir de cette affaire est que les demandes de contrôle judiciaire peuvent être présentées même lorsque le droit d'appel prévu par la loi est limité. Dans le domaine de l'énergie, comme dans bien d'autres domaines, la coexistence des appels et du contrôle judiciaire soulève régulièrement des questions[183].

---

[177] *Société des casinos*, *supra* note 155 au para 156.

[178] *Okwuobi c Commission scolaire Lester-B.-Pearson*, 2005 CSC 16 aux para 38–45.

[179] Voir *Forest Ethics Advocacy Association c Office national de l'énergie*, 2014 CAF 245 aux para 42–47; voir aussi *Denton v British Columbia (Workers' Compensation Appeal Tribunal)*, 2017 BCCA 403 aux para 51–52; voir aussi *Campisi c Ontario*, 2017 ONSC 2884 au para 13.

[180] *Société des casinos*, *supra* note 155 au para 157.

[181] Comparer *supra* note 178 au para 45.

[182] *Yatar, supra* note 10.

[183] Voir par exemple *Stoney Nakoda Nations v His Majesty the King In Right of Alberta As Represented by the Minister of Aboriginal Relations (Aboriginal Consultation Office)*, 2023 ABKB 700.

Dans les motifs rédigés par le juge Rowe, la Cour a donc confirmé que le fait qu'un droit d'appel se limite à des questions de droit n'empêche pas un particulier de demander un contrôle judiciaire des faits et d'autres questions qui ne relèveraient pas du droit d'appel. De plus, même si la Cour n'a pas abordé certaines des autres questions liées aux droits d'appel limités, comme les clauses privatives, son analyse globale me donne l'impression que les juges pencheront en faveur du contrôle judiciaire lorsqu'ils seront confrontés à ces questions.

À la base, l'affaire *Yatar* porte sur les indemnités d'accident. Il existe un droit d'appel sur les questions de droit découlant des décisions du Tribunal d'appel en matière de permis. Mais Mme Yatar voulait soulever une question de fait ou mixte de fait et de droit. Par conséquent, elle a demandé un contrôle judiciaire. Les lecteurs se souviendront que la Cour d'appel (et la Cour divisionnaire) ont conclu qu'étant donné l'existence d'un droit d'appel limité et le caractère manifestement souhaitable du règlement efficace des demandes d'indemnités d'accident, le contrôle judiciaire ne devrait être autorisé que dans de rares cas.

Il s'agissait de la question centrale en appel devant la Cour suprême du Canada, qui a réaffirmé avec force l'importance du contrôle judiciaire. L'un des « principes fondamentaux » du droit public canadien[184] est l'« importance » du contrôle judiciaire[185]. Par conséquent, « [b]ien que les tribunaux aient le pouvoir discrétionnaire d'entendre ou non au fond une demande de contrôle judiciaire et de refuser d'accorder réparation, ce pouvoir discrétionnaire ne va pas jusqu'à les autoriser à refuser de considérer la demande »[186]. Le droit de demander la révision judiciaire existe toujours :

> Lorsqu'une personne présente une demande de contrôle judiciaire, le juge doit examiner la demande : au minimum, cela signifie que le juge doit déterminer si le contrôle judiciaire constitue un recours approprié. Si, dans l'examen de la demande, le juge conclut à l'existence de l'un des motifs discrétionnaires justifiant de ne pas accorder une réparation, il peut refuser d'examiner au fond la demande de contrôle judiciaire (*Strickland*, par. 1, 38 et 40; *Matsqui*, par. 31). Le juge a aussi le pouvoir discrétionnaire de refuser d'accorder une réparation, même s'il conclut que la décision soumise au contrôle est déraisonnable (*Khosa*, par. 135; *Strickland*, par. 37, citant *Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources*, p. 90)[187].

Il est intéressant de se demander si certains motifs justifiant l'exercice du pouvoir discrétionnaire pourraient empêcher l'examen du bien-fondé d'une demande de contrôle judiciaire[188]. L'analyse du juge Rowe laisse entendre que non, bien qu'il puisse y avoir des cas où il est clair et évident qu'un recours ne pourrait pas être accessible.

Au-delà de cette question, un droit d'appel limité ne communique pas, à lui seul, l'intention législative de restreindre l'accès aux tribunaux :

> La Cour d'appel a fait erreur en concluant que le droit d'appel limité reflétait l'intention de restreindre le recours aux tribunaux à l'égard d'autres questions découlant de la décision administrative, et que la révision judiciaire devrait en conséquence être rare. La décision du législateur d'établir un droit d'appel à l'égard de questions de droit dénote seulement l'intention d'assujettir à la norme de la décision correcte la révision des décisions du TAMP portant sur des questions de droit. L'idée que les décisions du TAMP ne devraient pas faire l'objet de recours en révision judiciaire sur la base de questions de fait et de questions

[184] *Yatar*, *supra* note 10 au para 45.

[185] *Ibid* au para 46.

[186] *Ibid* au para 49.

[187] *Ibid* au para 54.

[188] Voir *Budlakoti c Canada (Citoyenneté et Immigration)*, 2015 CAF 139, au para 28(1).

> mixtes de fait et de droit ne saurait être inférée de ce qui précède[189].

Cela est tout à fait conforme à l'approche étroite de l'intention législative (sous la rubrique « organisation institutionnelle ») dans l'arrêt *Vavilov*. Lorsque le législateur utilise certains mots magiques, comme « appel » ou « manifestement déraisonnable », les tribunaux doivent leur donner effet de la façon prescrite par l'arrêt *Vavilov*. Mais il est interdit d'effectuer des analyses contextuelles plus approfondies de l'intention législative[190].

Le juge Rowe a reconnu qu'un juge peut exercer son pouvoir discrétionnaire de refuser d'accorder une réparation dans le cadre d'une procédure de contrôle judiciaire lorsqu'il existe une autre réparation appropriée. Toutefois, pour que le contrôle judiciaire soit écarté, il doit y avoir « un autre forum ou redressement approprié »[191] . En l'espèce, il n'y avait pas de solution de rechange appropriée. Le droit d'appel se limitait aux questions de droit, ce qui empêchait Mme Yatar de mettre en cause les questions factuelles et des questions mixtes de fait et de droit qu'elle souhaitait soulever. La possibilité d'un réexamen interne n'était pas non plus une avenue de rechange :

> L'accès à la procédure de réexamen interne ne saurait représenter un recours adéquat, puisque c'est la décision sur le réexamen elle-même qui est l'objet de la révision. Il existe concrètement d'autres possibilités de recours lorsque les processus internes de révision n'ont pas été épuisés ou lorsqu'il y a un droit d'appel prévu par la loi qui n'est pas limité, de telle sorte que les questions de droit, de fait et mixtes de fait et de droit peuvent être examinées en appel. Ce n'est toutefois pas le cas en l'espèce[192].

Et c'est assurément tout à fait exact. Une décision finale est toujours susceptible de révision, peu importe la qualité ou le nombre des processus internes de réexamen ou d'examen (bien que, bien sûr, lorsque ces processus fonctionnent bien, ils puissent éliminer les décisions déraisonnables ou injustes sur le plan procédural).

En ce qui concerne l'argument voulant que l'utilisation économique des ressources judiciaires constitue une raison valable d'exercer son pouvoir discrétionnaire de ne pas entendre les demandes de contrôle judiciaire, sauf dans de rares cas, le juge Rowe a répondu fermement :

> L'utilisation économique des ressources judiciaires est une préoccupation légitime. Toutefois, cette préoccupation est pondérée par la considération qui consiste à veiller à ce que les justiciables dont les intérêts dépendent de décisions prises par un titulaire de pouvoirs délégués par une loi disposent d'un moyen utile et adéquat de contester les décisions qui, considèrent-ils, sont déraisonnables sur le plan de leur substance et de leur justification, ou ont été prises d'une manière inéquitable sur le plan de la procédure[193].

Le fil conducteur de cette analyse et le point culminant dans le passage qui vient d'être cité, c'est que le contrôle judiciaire est un élément fondamental de la Constitution. Il est d'une importance extrême que les particuliers puissent contester des décisions administratives qui seraient déraisonnables ou injustes sur le plan de la procédure.

La Cour a remis à plus tard de se prononcer sur la proposition selon laquelle une clause privative pourrait, en combinaison avec un droit d'appel limité, empêcher le contrôle judiciaire. Mais l'importance accordée au contrôle judiciaire en tant que caractéristique fondamentale du paysage canadien du droit public laisse entendre que la présence d'une clause privative – inconstitutionnelle, ne l'oublions pas, selon la décision de la Cour dans l'affaire

---

[189] *Yatar*, *supra* note 10 au para 58.

[190] Voir aussi la discussion dans *Mason*, *supra* note 119.

[191] *Yatar*, *supra* note 10 au para 61.

[192] *Ibid* au para 63.

[193] *Ibid* au para 65.

Crevier c P.G. (Québec) et autres[194] – ne changera pas l'analyse de façon significative. Comme je l'ai démontré dans le bilan de l'année dernière, les clauses privatives n'ont pas constitué un obstacle absolu au contrôle judiciaire par le passé[195] et il n'y a aucune raison aujourd'hui de s'écarter de la tradition ou des principes fondamentaux énoncés dans l'arrêt *Crevier*. En outre, le fait que le juge Rowe ait jeté une douche froide sur la justification de l'utilisation économique des ressources judiciaires pour restreindre le contrôle judiciaire laisse fortement entendre que les préoccupations sous-jacentes à l'adoption des clauses privatives ne devraient pas non plus influencer les tribunaux canadiens.

Pour des raisons semblables, je dirais que l'analyse de la Cour est de mauvais augure en ce qui concerne d'autres restrictions au contrôle judiciaire, comme l'article 18.5 de la *Loi sur les Cours fédérales*[196]. Cette disposition a été invoquée dans le contexte de la règlementation économique des télécommunications et du transport, mais elle pourrait maintenant interdire l'accès au contrôle judiciaire aux juges sanctionnés par le Conseil canadien de la magistrature[197]. La question sera de savoir dans quelle mesure l'importante décision rendue par la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Scott*, 2018 CAF 148 est conforme aux arrêts *Vavilov* et *Yatar*[198].

Sur le fond, la décision était déraisonnable et l'affaire a été renvoyée au Tribunal :

> Cependant, l'arbitre du TAMP a omis de considérer l'effet du rétablissement des IRR entre février et septembre. L'arbitre n'a pas pris en compte les décisions antérieures du tribunal administratif, dont certaines avaient jugé que, dans les cas où il y a rétablissement des indemnités d'un demandeur, le délai de prescription peut uniquement être déclenché lorsqu'il est une fois de plus mis fin valablement au versement des indemnités (voir *Veldhuizen c. Coseco Insurance Co.*, 1995 ONICDRG 144 [CanLII]; *Rudnicki c. Certas Direct Insurance Co.*, 2001 ONFSCDRS 60 (CanLII)).
>
> Il n'est pas contesté que Mme Yatar a demandé la médiation en septembre 2012. La médiation s'est déroulée entre le 18 juin 2013 et le 14 janvier 2014. Le 14 janvier 2014, le médiateur a remis son rapport. Toutefois, l'al. 281.1(2)b) de la *Loi sur les assurances* et le par. 51(2) de l'AIAL (tels qu'ils étaient rédigés à l'époque) ne déclenchent pas un délai de prescription de 90 jours commençant à courir à partir de la remise du rapport du médiateur. Ces dispositions prévoient plutôt une prolongation du délai de prescription de deux ans, à partir du moment où le médiateur remet son rapport. En d'autres mots, il est possible de soutenir qu'un refus valable des IRR continuait d'être nécessaire pour déclencher le compte à rebours. Je n'entends pas trancher cette question; cela revient au TAMP[199].

Le juge Rowe a décrit cela comme un manquement aux « contraintes légales »[200], ce qui pourrait amener à se demander si la question aurait dû être traitée de toute façon comme relevant du droit d'appel. Pour ma part, je ne pense pas qu'il y ait lieu de se demander si les contraintes contextuelles de l'arrêt *Vavilov* sont décrites comme légales ou factuelles (sauf pour faciliter l'analyse) : le point clé en l'espèce était que la décision de l'arbitre manquait de

---

[194] *Crevier c P.G. (Québec) et autres* [1981] 2 RCS 220.

[195] Paul Daly, « Limited Rights of Appeal: Constitutional Traditionalists » (14 mars 2024) en ligne (blogue) : <www.administrativelawmatters.com/blog/2024/03/14/limited-rights-of-appeal-constitutional-traditionalists>.

[196] *Loi sur les Cours fédérales,* LRC 1985, ch. F-7.

[197] Voir Paul Daly, « Judicial Oversight and Open Justice in Administrative Proceedings » (18 mai 2023), en ligne (blogue) : <www.administrativelawmatters.com/blog/2023/05/18/judicial-oversight-and-open-justice-in-administrative-proceedings>.

[198] Il est à noter que mon client dans *Yatar* a adopté la position voulant que l'art. 18.5 doive être réexaminé à la lumière de l'arrêt *Vavilov*.

[199] *Yatar*, *supra* note 10 aux para 74–75.

[200] *Ibid* au para 76.

justification, d'intelligibilité et de transparence sur des questions imprégnées des faits.

La question de la clause privative qui n'a pas été réglée dans l'affaire *Yatar* a fait l'objet d'une série de motifs réfléchis dans *Démocratie en surveillance c Canada*[201], le juge en chef de Montigny s'est longuement penché sur mes écrits à ce sujet, mais il a adopté un point de vue très différent du mien. Je n'ai pas l'intention de tenter de produire une réponse complète (ou peut-être s'agit-il d'une réponse ou d'une surréponse à ce stade !), car je sais, d'après la correspondance que j'ai reçue, que vous êtes tous en mesure de vous faire votre propre idée lorsque les questions ont été pleinement débattues des deux côtés. Je vous invite à lire les motifs du juge en chef de Montigny, surtout les paragraphes 58 à 78, même s'ils sont *obiter*[202].

Quelques points méritent cependant d'être soulignés, car ils vont au cœur du désaccord entre ceux qui ont des opinions divergentes sur l'essence constitutionnelle minimale du contrôle judiciaire d'une mesure administrative.

Il faut d'abord tenir compte de la portée permissible de l'intervention législative visant à limiter le contrôle judiciaire. Le juge en chef de Montigny est d'avis que le législateur pourrait éliminer complètement le contrôle selon la norme de la décision raisonnable :

> Cette interprétation est non seulement conforme aux diverses remarques incidentes de la Cour suprême concernant le rôle du contrôle judiciaire (très explicites dans les arrêts *Crevier* et *Dunsmuir*), mais elle reflète également l'insistance de cette cour, dans l'arrêt *Vavilov*, sur le respect des choix d'organisation institutionnelle. Elle est aussi en adéquation avec la raison d'être du contrôle judiciaire dans une démocratie parlementaire, à savoir que tout exercice d'un pouvoir délégué par l'organe exécutif doit trouver sa source dans le droit et respecter la Constitution[203].

Il a ensuite posé la question suivante : « Dans la mesure où les cours de justice ont la capacité d'intervenir dans les affaires où un décideur administratif dépasse les limites et outrepasse sans permission son pouvoir légal, comment peut-on affirmer que l'insertion d'une clause privative dans une loi menace la primauté du droit? » Mais cette question nous amène à nous poser la question suivante. Compte tenu des changements importants apportés par l'arrêt *Vavilov*, comment peut-on affirmer qu'un tribunal peut déterminer si un décideur a « outrepassé les limites » ou « outrepassé son autorité légitime » sans appliquer la norme de la décision raisonnable? En effet, dans l'arrêt *Vavilov*, les juges majoritaires de la Cour suprême ont fait remarquer que « En appliquant adéquatement la norme de la décision raisonnable, les cours de justice sont en mesure de veiller à ce que les organismes administratifs agissent dans les limites des pouvoirs qui leur sont conférés […] »[204]. À mon avis, ce passage lie l'autorité légitime du contrôle de la raisonnabilité.

Deuxièmement, il y a la question du respect de l'intention législative. Le juge en chef de Montigny estime lui aussi que la dévalorisation des clauses privatives dans l'arrêt *Vavilov* est problématique parce qu'elle ne donne pas suffisamment de poids à la suprématie parlementaire :

> [L]es clauses privatives sont passées d'un facteur important pour la détermination de la norme de contrôle applicable (arrêt *Dunsmuir*) à un simple facteur contextuel pour la détermination des paramètres d'une décision raisonnable. Vu le degré élevé de déférence auxquels ont droit les décideurs administratifs lorsque leurs décisions font l'objet d'un examen selon la norme de la décision raisonnable, il est difficile de saisir quelle protection supplémentaire

[201] *Démocratie en surveillance c Canada (Procureur général)*, 2024 CAF 158.

[202] Voir *ibid* les juges concordants au para 96.

[203] *Ibid* au para 73.

[204] *Vavilov*, *supra* note 1 au para 67; voir aussi *Vavilov*, *supra* note 1 au para 109.

> contre le contrôle judiciaire pourrait conférer une clause privative[205].

Comme je l'ai déjà suggéré[206], la réponse est qu'une clause privative – entière ou partielle – fait partie du « régime législatif applicable » envisagé par *Vavilov*. Comme l'a fait remarquer la majorité des juges de la Cour suprême, « dans les cas où le législateur choisit d'utiliser des termes généraux, non limitatifs ou nettement qualitatifs – par exemple, l'expression "dans l'intérêt public" – il envisage manifestement que le décideur jouisse d'une souplesse accrue dans l'interprétation d'un tel libellé »[207]. Une clause privative serait une indication qu'une « souplesse accrue » est appropriée, avec une clause privative partielle ayant moins de poids et une clause privative entière pesant lourd dans la balance. Cela pourrait être particulièrement important dans une situation où un décideur administratif a été chargé de « se servir de termes précis et restrictifs »[208] : dans de telles circonstances, une clause privative ordonnerait au tribunal d'accorder « une souplesse accrue » en appliquant la norme de la décision raisonnable, même si le libellé interprété est précis et restrictif.

Passons maintenant aux faits de l'affaire ! Alléguant des erreurs de fait et des erreurs de droit, le demandeur a demandé un contrôle judiciaire d'un rapport du Commissariat aux conflits d'intérêts et à l'éthique, concluant que le premier ministre n'avait pas enfreint la loi sur les conflits d'intérêts en participant à deux décisions concernant un organisme de bienfaisance controversé. Pour le juge en chef de Montigny, la clause privative partielle excluant le contrôle judiciaire pour des erreurs de droit et des erreurs de fait signifiait que la demande était vouée à l'échec. Cependant les juges concordants n'étaient pas d'accord, étant donné que les panels précédents de la Cour d'appel fédérale avaient adopté un point de vue différent sur l'essence constitutionnelle minimale du contrôle judiciaire[209].

Les trois juges ont toutefois convenu que la surveillance politique peut constituer une solution de rechange adéquate au contrôle judiciaire. Le juge en chef de Montigny a souligné que le commissaire à l'éthique est « un agent indépendant du Parlement, et le poste qu'il occupe relève pleinement de l'organe législatif du gouvernement »[210]. De plus, il a conclu que le régime législatif laissait entendre que le législateur voulait que la surveillance politique du commissaire à l'éthique soit un élément central :

> Il ressort clairement des paragraphes 44(7), 44(8), 45(3) et 45(4) de la LCI, selon lesquels le commissaire remet ses rapports au premier ministre, que c'est au premier ministre qu'il revient de décider de la façon de donner effet aux recommandations du commissaire, et que c'est à la Chambre des communes qu'il revient de tenir le gouvernement responsable. La sanction se veut politique, et non judiciaire. Cette conclusion est renforcée par le fait que le rapport du commissaire doit être rendu public, et que les conclusions qui y figurent ne sont pas décisives quant aux mesures à prendre (art. 47 de la LCI)[211].

Il y a des « doubles rôles de supervision »[212], mais la tâche des tribunaux est limitée par la clause privative partielle afin de s'assurer que le commissaire respecte sa compétence, accorde l'équité procédurale aux parties touchées et n'agit pas frauduleusement. De plus, pour le juge en chef de Montigny, « [l]es cours de justice devraient être réticentes à considérer les recours judiciaires comme les seuls recours efficaces chaque fois qu'une partie lésée invoque

---

[205] *Supra* note 201 au para 66.

[206] Voir *Koebisch v Rocky View (County)*, 2021 CanLII 265 (ABCA) au para 24.

[207] *Vavilov*, *supra* note 1 au para 110.

[208] *Ibid*

[209] *Supra* note 201 au para 96.

[210] *Ibid* au para 80.

[211] *Ibid* au para 81.

[212] *Ibid* au para 82.

une illégalité »[213]. En fin de compte, « la cour de révision ne devrait pas être saisie de litiges soulevant uniquement des questions de droit ou de fait relevant de la compétence du commissaire à l'éthique »[214].

Comme le fait remarquer le juge en chef de Montigny, cette approche est conforme à celle adoptée par les cours supérieures provinciales où l'on a demandé une révision judiciaire de décisions rendues par des agents de l'assemblée législative : *McIver v Alberta (Ethics Commissioner)*; *Democracy Watch v British Columbia (Conflict of Interest Commissioner)*.[215]

Pour ma part, je me suis toujours méfié de ces décisions. Si un agent d'une assemblée législative est titulaire d'une charge créée par une loi, exerce des pouvoirs et des fonctions prévus par la loi et – par définition – dans les limites établies dans sa loi habilitante, il ne s'ensuit pas, à mon avis, que les décisions de l'agent ne sont pas justiciables.

Je comprends que si quelqu'un veut soulever une question politique devant les tribunaux à la suite d'une décision d'un agent, l'intervention judiciaire pourrait très bien ne pas être appropriée. Cependant, si, comme en l'espèce, la question est de savoir si l'agent a correctement ou raisonnablement interprété les concepts législatifs, l'exclusion du contrôle judiciaire semble assez étrange, car cela signifie que le législateur a le dernier mot sur l'interprétation de ses propres lois. Après tout, « [l]e contrôle judiciaire permet aux cours de justice de s'assurer que les pouvoirs légaux sont exercés dans les limites fixées par le législateur »[216]. Pourquoi en serait-il autrement lorsqu'un agent de l'assemblée législative applique un régime législatif ?

À cet égard, il est intéressant de noter que la clause privative partielle en cause dans *Démocratie en surveillance* préserve expressément le contrôle judiciaire sur les questions de « compétence » : mais à quel moment une erreur de droit ou de fait devient-elle un problème potentiel de compétence ? Je dirais que la difficulté de tracer cette ligne est, en soi, une bonne raison d'adopter un point de vue général sur l'essence constitutionnelle minimale du contrôle judiciaire.

Dans tous les cas, il s'agit d'une décision très intéressante dont l'*obiter* et le ratio seront récompensés par une lecture attentive des fondements constitutionnels du contrôle judiciaire et de la pertinence de la surveillance politique comme recours.

V. QUESTIONS LIÉES À LA CONDUITE RÈGLEMENTAIRE

Dans cette section, j'aborde un large éventail de questions liées à la conduite règlementaire qui ont été examinées par plusieurs cours d'appel durant la dernière année, à savoir les réunions entre l'organisme de règlementation et les intervenants, la présence d'avocats pendant les enquêtes et le caractère souhaitable de la transparence dans la sphère règlementaire. Chacune de ces décisions des tribunaux inférieurs fournit une orientation utile aux personnes chargées de conseiller les entités règlementées dans le secteur de l'énergie et d'autres secteurs.

A) Réunions avec les organismes de règlementation

L'affaire *Teksavvy Solutions Inc. v Bell Canada Média Inc., et al.*[217], portait sur un appel d'une décision du CRTC concernant l'établissement des tarifs à payer aux propriétaires d'infrastructures de télécommunications. Ici, B est propriétaire et T souhaite accéder à son infrastructure. De l'avis de T, le CRTC a fixé des tarifs trop élevés. L'une des questions soulevées concernait la partialité. T a allégué la partialité pour deux motifs.

Premièrement, le président du CRTC a fait des commentaires publics sur l'importance de la concurrence fondée sur les installations. Le

[213] *Ibid* au para 84, citant *Canada (Vérificateur général) c Canada (Ministre de l'énergie, des mines et des ressources)*, [1989] 2 RCS 49.

[214] *Ibid* au para 88.

[215] *McIver v Alberta (Ethics Commissioner)*, 2018 CanLII 240 (ABQB) aux para 70–77; *Democracy Watch v British Columbia (Conflict of Interest Commissioner)*, 2017 CanLII 123 (BSC) aux para 35–37.

[216] *Supra* note 2 au para 28.

[217] *Teksavvy Solutions Inc. v Bell Canada*, 2024 FCA 121.

juge Stratas a conclu qu'il n'y avait rien à redire à ce sujet :

> Le président n'a fait qu'énoncer la position de principe de longue date et fréquemment exprimée par le CRTC en termes généraux. À titre de président d'un organisme de règlementation très en vue, il était approprié pour lui de communiquer les politiques de l'organisme de règlementation, tel qu'elles avaient été adoptées dans les décisions et les avis du CRTC. Une telle communication peut être constructive et dans l'intérêt public : *Zündel c. Canada (Procureur général)* , 1999 CanLII 9357 (CF), [1999] 4 CF 289, 175 D.L.R. (4th) 512 (T.D.) aux para. 28-30, aff'd (2000), 2000 CanLII 16731 (CAF), 195 D.L.R. (4th) 394, 30 Admin. L.R. (3d) 82 (C.A.) au para. 3. Le président n'a en aucun cas exprimé une préférence pour les positions particulières adoptées par les parties dans un dossier particulier devant le CRTC, ni communiqué une préférence politique permanente et irrévocable [traduction][218].

Deuxièmement, au cours du processus de prise de décision, le président avait tenu une réunion avec un haut représentant de Bell. Le juge Stratas a conclu que T n'avait pas soulevé cette objection de partialité en temps opportun et qu'il l'empêchait donc d'y donner suite[219]. Néanmoins, il a compris que la réunion pouvait être problématique et a fait les observations suivantes :

> Les réunions entre les organismes de règlementation et les entités règlementées à l'extérieur de la salle d'audience sont un domaine délicat.
>
> À une extrémité du spectre, il y a les réunions qui sont dans l'intérêt public, particulièrement lorsque l'organisme de règlementation a un mandat d'élaboration des politiques et que l'organisme de règlementation et l'entité règlementée entretiennent une relation à long terme. Les organismes de règlementation doivent comprendre l'industrie qu'ils règlementent et les parties concernées, leurs défis, leurs besoins, leurs aspirations et leurs plans. Les entités règlementées doivent comprendre les motivations des organismes de règlementation, leur point de vue sur l'intérêt public et la nécessité de le protéger. Il ressort clairement du registre tenu en vertu de la *Loi sur le lobbying*, que la plupart des entités règlementées dans des secteurs comme celui-ci participent à ces réunions. On reconnaît qu'ils font partie de la pratique des affaires dans ce secteur. Pour faire bonne mesure, le préambule de la *Loi sur le lobbying* a déclaré « la légitimité du lobbyisme ». Et le Code de conduite du CRTC reconnaît à juste titre que « [l]es contacts officiels et officieux avec les intervenants sont essentiels pour conserver et accroître notre expertise et nos connaissances ».
>
> À l'autre extrémité du spectre, il y a les réunions pour discuter des questions en cours dont est saisi l'organisme de règlementation ou qui lui ont déjà été soumises aux fins d'audience et de décision. En fait, ces réunions sont un moyen par lequel des observations secrètes peuvent être présentées à l'extérieur de la salle d'audience, loin des yeux et des oreilles des autres parties à l'audience et du public. Cela va à l'encontre de l'équité et cette pratique devrait être interdite.
>
> Quelque part au milieu, il y a les rencontres sociales. Le Code de conduite du CRTC permet la participation à des événements sociaux et à d'autres réunions entre les membres du CRTC et les représentants de l'industrie, tant que les membres du CRTC ne discutent pas de questions dont est saisi le CRTC pendant ces événements. Mais cela peut tout de même susciter des

[218] *Ibid* au para 52.

[219] *Ibid* aux para 57–58.

> questions importunes qui peuvent se multiplier, avec un risque croissant.
>
> En prenant ce cas comme exemple, pourquoi les deux parties étaient-elles ensemble? De quoi a-t-on discuté? Pourquoi ces deux seules parties y étaient-elles sans témoins? En termes simples, des réunions entre deux personnes, l'une chargée de la règlementation et l'autre, une entité règlementée, sans témoins indépendants ni autres éléments de preuve pour justifier raison d'être de la réunion et l'objet des discussions sont autant d'éléments problématiques.
>
> Dans le dossier de la preuve dont nous sommes saisis, il y a une politique du CRTC qui offre de bons conseils pratiques sur cette question. Elle reconnaît les avantages des réunions entre l'organisme de règlementation et les entités règlementées. Mais elle signale également les risques et propose des façons de les atténuer. Par exemple, la politique suggère entre autres qu'un cadre supérieur du Conseil assiste à ces réunions. Elle suggère également que les objectifs de la réunion soient confirmés par écrit [traduction][220].

Il s'agit d'excellents conseils, avec la notion utile d'un spectre entre le général et le particulier particulièrement utile pour les organismes de règlementation qui cherchent à établir un équilibre entre l'engagement du public et l'impartialité.

B) Présence de l'avocat durant des enquêtes règlementaires

Dans l'affaire *Neustaedter v Alberta (Labour Relations Board)*,[221] la question portait sur la capacité d'une entité règlementée d'insister sur la présence d'un avocat au cours d'une enquête règlementaire. En règle générale, les lois de règlementation prévoient de vastes pouvoirs d'enquête à l'égard des activités règlementées (ici, en santé et sécurité au travail), y compris la capacité d'entrer dans les locaux et d'interroger du personnel.

Dans cette affaire, l'entité règlementée s'est opposée à l'exécution d'entrevues avec le personnel en l'absence d'un avocat. Cette objection a été rejetée par l'agent de santé et de sécurité au travail affecté à ce mandat et par la Commission. La Cour d'appel était du même avis :

> Les appelants soutiennent, selon une interprétation appropriée, que les agents de SST n'avaient pas le pouvoir d'exiger de mener des entrevues. L'agent de SST en est arrivé à une conclusion différente. Il a souligné que l'alinéa 51j) de la LSST donnait expressément aux agents le pouvoir d'interroger et d'obtenir des déclarations aux fins d'application de la Loi ([traduction] « Aux fins de l'application de la présente loi, un agent peut […] interroger et obtenir des déclarations […] »), que le paragraphe 53(2) exige que les témoins se conforment à la demande de renseignements d'un agent de SST ([traduction] « doit, à la demande de l'agent, fournir à celui-ci tout renseignement demandé concernant la blessure ou l'incident ») et que l'article 54 exige que les témoins coopèrent ([traduction] « Il est interdit à quiconque d'entraver ou de quelque manière que ce soit empêcher l'action d'un agent de santé et de sécurité au travail […] qui exerce les attributions que lui confère la présente loi »). Il a également souligné, en renvoyant à l'affaire *Ebsworth*, que la Commission avait le pouvoir de choisir la procédure qu'elle juge nécessaire pour s'acquitter du mandat que lui confère la loi. Il a conclu de ce qui précède que la *LSST* donnait à [traduction] « un agent de SST le pouvoir de contraindre un témoin à se présenter à une entrevue pour demander des renseignements en vertu du paragraphe 53(2) ». L'ALRB a qualifié le raisonnement de l'agent à

[220] *Ibid* aux para 65–70.

[221] *Neustaedter v Alberta (Labour Relations Board)*, 2024 CanLII 238 (ABCA).

> cet égard de [traduction] « cohérent, rationnel et justifié » : *Décision de l'ALRB* , au para 54. Nous sommes d'accord [traduction][222].

Devant le juge siégeant en chambre, l'appelant a présenté une variante de cet argument en faisant valoir que les agents de SST n'ont pas le pouvoir d'obliger une personne à fournir des renseignements. Au paragraphe 105 de la *décision de fond*, le juge siégeant en chambre a conclu que l'interprétation de l'appelant « rendrait essentiellement sans effet la LSST. Si une demande d'information concernant un incident en milieu de travail peut être ignorée impunément, le mandat de la SST visant à protéger la sécurité des travailleurs deviendrait inopérant. Telle ne peut avoir été l'intention du législateur ». Nous sommes d'accord et appliquons ce raisonnement à l'argument qui nous est présenté [traduction][223].

L'appelant avait invoqué la *Charte* à l'appui de l'argument selon lequel les entrevues ne pouvaient être menées en l'absence d'un avocat, mais en vain. La *Charte* ne s'applique tout simplement pas avec force à l'égard des activités règlementées[224].

C) Contestabilité de lignes directrices

Deux affaires récentes au Canada ont porté sur l'examen d'instruments non contraignants et, dans les deux cas, les tribunaux se sont prononcés contre le contrôle judiciaire.

Dans l'affaire *Harold the Mortgage Closer Inc. v Ontario (Financial Services Regulatory Authority, Chief Executive Officer)*[225], les demandeurs ont contesté la ligne directrice formulée par l'Autorité. En vertu de celle-ci, l'Autorité publie les détails des mesures d'application de la loi sur son site Web. Le titulaire de permis visé par une mesure d'application de la loi peut résister à l'action dans le cadre d'une audience de novo devant le Tribunal des services financiers. Dans cette affaire, les demandeurs se sont plaints, premièrement, que la publication de l'avis de mesure d'application avait porté atteinte à leur réputation et, deuxièmement, que l'Autorité aurait dû publier la réponse des titulaires de permis sur son site Web.

La juge Backhouse a conclu que la ligne directrice n'était pas justiciable. L'Autorité n'exerçait pas un pouvoir de décision prévu par la loi en adoptant la ligne directrice, et celle-ci n'a eu aucune incidence sur les droits et obligations juridiques des demandeurs :

> L'ARSF n'est pas expressément tenue ni habilitée par la loi à publier une ligne directrice relative à la transparence ou des ADP. Dans ce cas, les décisions voulaient de fournir une ligne directrice non contraignante sur les processus administratifs de l'ARSF et publier (ou ne pas publier) des documents sur le site Web de l'ARSF. L'article 3 de la *Loi sur l'ARSF* énonce les attributions de l'ARSF : les objectifs que l'ARSF s'efforce d'atteindre. L'article 3 ne confère à l'ARSF aucune compétence, aucune autorité ou aucun pouvoir de décision prévu par la loi. L'article 6 confère à l'ARSF les pouvoirs d'une personne physique, l'habilite à appliquer et à exécuter la loi et lui interdit de créer, d'acquérir ou de dissoudre des filiales Bien que ligne directrice relative à la transparence indique que la politique atteint les objets législatifs de l'ARSF, ni l'un ni l'autre des paragraphes 3 et 6 ne confèrent à l'ARSF le pouvoir ou l'obligation de publier les ADP, et l'ARSF ne se fie pas à l'un ou l'autre des articles pour ce faire.
>
> […]
>
> Bien que les demandeurs aient un intérêt dans leur réputation,

[222] *Ibid* au para 16.

[223] *Ibid* aux para 16–17.

[224] Voir par exemple Paul Daly, « Regulation and the Constitution: Goodwin v. British Columbia (Superintendent of Motor Vehicles), 2015 SCC 46 » (21 octobre 2015), en ligne (blogue) : <www.administrativelawmatters.com/blog/2015/10/21/regulation-and-the-constitution-goodwin-v-british-columbia-superintendent-of-motor-vehicles-2015-scc-46>.

[225] *Harold the Mortgage Closer Inc. v Ontario (Financial Services Regulatory Authority, Chief Executive Officer)*, 2024 CanLII 4464 (ONSC).

> la publication d'allégations par l'organisme de règlementation ne donne pas lieu à un droit de contrôle judiciaire. Les décisions en l'espèce n'ont aucune incidence sur les droits, les intérêts, la propriété, les privilèges ou la liberté juridiques des demandeurs. La ligne directrice relative à la transparence publiée par l'ARSF décrit simplement quand et comment l'ARSF publiera les documents liés à ses procédures d'application de la loi. Les atteintes à la réputation dans les circonstances en l'espèce ne donnent pas lieu à un droit de contrôle judiciaire [traduction][226].

À noter que j'ai fourni des services de consultation à l'Autorité relativement à cette question.

La Cour d'appel fédérale est arrivée à la même conclusion dans l'affaire *Air Passenger Rights v Canada (Attorney General)*[227]. La question en l'espèce concernait la publication par l'Office des transports du Canada d'une déclaration sur son site Web au début de la pandémie de COVID-19. Il y a eu une vague d'annulations de vols et l'industrie du transport aérien s'est fortement préoccupée des conséquences économiques de l'arrêt des vols internationaux. Dans la partie pertinente, la déclaration se lit comme suit :

> Bien que toute situation particulière soumise à l'OTC soit examinée en fonction de ses mérites, celui-ci estime qu'une approche appropriée dans le contexte actuel pourrait consister pour les compagnies aériennes à fournir aux passagers touchés des bons ou des crédits applicables à des voyages futurs, pour peu que ces bons ou crédits n'expirent pas dans un délai déraisonnable (24 mois seraient jugés raisonnables dans la plupart des cas) [traduction][228].

Le demandeur a reconnu en l'espèce que la déclaration n'était pas une « décision », mais il a néanmoins soutenu que le contrôle judiciaire était approprié parce que : [traduction] « a) la Déclaration est un jugement préliminaire de l'OTC sur les droits des passagers aériens à des remboursements pour les vols annulés, et b) l'OTC a agi en réponse à une influence indue d'une tierce partie dans la formulation et la publication de la Déclaration, et ce, contrairement à son *Code de conduite*, ce qui donne lieu à une crainte raisonnable de partialité »[229].

La juge Walker a conclu que le contrôle judiciaire n'était pas disponible. Elle a fait une distinction entre la déclaration et les affaires portant sur la légalité des lignes directrices qui, bien que théoriquement non contraignantes, avaient un caractère obligatoire[230] et a conclu que la déclaration elle-même n'avait pas *d'incidence* sur les droits et les obligations. Premièrement, il s'agit des actions de tierces parties, comme des sociétés émettrices de cartes de crédit, qui ont eu une incidence sur les droits et les obligations des passagers:

> À la base, l'argument d'APR selon lequel la Déclaration est justiciable repose sur la prémisse que les actions des tiers (compagnies aériennes et sociétés émettrices de cartes de crédit) prises en s'appuyant sur la Déclaration a porté préjudice aux droits des passagers aériens et à l'accès aux remboursements pour des vols annulés dans des circonstances où il aurait sans doute dû y avoir des remboursements. APR insiste sur le fait que la Déclaration a eu pour effet pratique de faciliter la rétention de l'argent des passagers par les compagnies aériennes sans fournir de services.
>
> La preuve et les arguments d'APR ne sont pas convaincants. Les mesures prises par des tiers ne sont pas celles de l'OTC, qui n'est pas non plus responsable des décisions

[226] *Ibid* aux para 70, 75.

[227] *Air Passenger Rights v Canada (Attorney General)*, 2024 CanLII 128 (CAF).

[228] *Ibid* au para 8.

[229] *Ibid* au para 14.

[230] *Ibid* au para 23.

> prises par les compagnies aériennes et les sociétés émettrices de cartes de crédit. La preuve présentée par APR démontre seulement que des tiers ont utilisé la Déclaration pour justifier le remboursement et les rejets de débit de cartes de crédit. Les effets préjudiciables allégués par APR découlent non pas de la Déclaration ou de la conduite de l'OTC, mais de l'interprétation et de l'utilisation de la Déclaration par des tiers. APR demande à la Cour d'examiner la Déclaration du point de vue de l'intérêt public, mais il y a peu d'éléments de preuve dans le dossier de ce point de vue en dehors d'un nombre limité de chaînes de courriel dans lesquelles les voyageurs aériens frustrés ont exprimé leur insatisfaction à l'égard de la Déclaration. Quoi qu'il en soit, l'interprétation possible par le public de la Déclaration n'établit pas l'effet préjudiciable ou la justiciabilité [traduction][231].

Deuxièmement, la déclaration elle-même n'était pas contraignante :

> La mauvaise interprétation de la Déclaration par des tiers, en tant que décision ou approbation, n'a pas été approuvée par l'OTC et ne fait pas de la Déclaration un engagement obligatoire. La Déclaration est rédigée dans un langage simple et indique une façon possible d'aller de l'avant dans des circonstances sans précédent, sous réserve du règlement de chaque cas selon son bien-fondé. Elle est rédigée en termes permissifs et traite d'un sujet à part entière. Elle ne vise pas à donner un aperçu détaillé de l'état de la législation et de la jurisprudence canadiennes concernant le droit au remboursement ni à modifier le droit légal d'un passager aérien à un remboursement pour certains vols annulés. Bien qu'APR affirme que la Déclaration induit le public voyageur en erreur au sujet de ses droits de remboursement, il n'a fait valoir aucune exigence voulant que l'OTC renvoie à des textes législatifs pertinents sur le remboursement, les tarifs et la jurisprudence au moment de publier une déclaration provisoire qui fait clairement référence à la capacité des voyageurs de déposer une plainte, malgré les lignes directrices contenues dans la Déclaration [traduction] [232].

L'analyse dont il est question ici ressemble étrangement à celle de la juge Backhouse dans l'affaire de l'Ontario.

Cependant, le demandeur avait une autre corde à son arc, à savoir un argument selon lequel le contrôle judiciaire est toujours possible lorsque l'équité procédurale est mise en cause, surtout lorsqu'il y a une crainte raisonnable de partialité. La juge Walker a également rejeté cette proposition :

> La Cour n'a pas compétence absolue pour intervenir dans la conduite d'un office, d'une commission ou d'un tribunal fédéral en se fondant sur des allégations d'inconduite ou de perception de partialité, à l'exception d'une question pour laquelle un recours est disponible. Essentiellement, APR demande à la Cour de censurer l'OTC indépendamment des effets juridiques de sa conduite. Ce n'est pas le rôle de la Cour. Au risque avoué de répétition, pour qu'un recours soit disponible, une affaire doit « affecter des droits reconnus par la loi, imposer des obligations légales ou causer des effets préjudiciables ». La Déclaration ne le fait pas et elle n'est pas autrement susceptible de contrôle judiciaire [traduction][233].

Il reste quelque chose à dire au sujet de l'argument du demandeur sur ce point. Les allégations de partialité se sont parfois

[231] *Ibid* aux para 29–30.

[232] *Ibid* aux para 31–32.

[233] *Ibid* au para 44.

vu accorder un traitement spécial en ce qui concerne le contrôle judiciaire[234]. Ce point mérite un examen plus approfondi. Cependant, si un plaideur habile était en mesure d'alléguer une crainte raisonnable de partialité afin de contourner les principes bien établis énoncés par la juge Backhouse et la juge Walker, je ne suis pas certain qu'il s'agirait d'une évolution souhaitable du droit relatif au contrôle judiciaire.

D) Le caractère souhaitable de la transparence

Il faut aussi tenir compte de la décision importante rendue par la Cour divisionnaire de l'Ontario dans l'affaire *Harold the Mortgage Closer Inc. v Ontario (Financial Services Regulatory Authority, Chief Executive Officer)*[235].

Il s'agissait d'une contestation de la ligne directrice (« ligne directrice relative à la transparence ») publiée par l'Autorité en vertu de laquelle les détails des mesures d'application sont publiés sur le site Web de l'Autorité. Les demandeurs ont affirmé que la publication des détails de la mesure d'application prise à leur endroit était déraisonnable et portait atteinte à leur réputation.

L'allégation a été jugée non justiciable (comme je l'expliquerai dans une publication distincte), mais la juge Backhouse a également expliqué de façon utile la raison d'être de la ligne directrice relative à la transparence et confirmé son caractère raisonnable :

> La ligne directrice relative à la transparence indique que son objet est la « sensibilisation du public à l'inconduite et aux sanctions prises pour améliorer la protection des consommateurs et dissuader les futures inconduites dans les secteurs règlementés ». Sous la rubrique « Justification et principes », il est indiqué : « Une meilleure transparence des mesures d'exécution permet d'atteindre les objectifs règlementaires de l'ARSF » notamment (celles pertinentes ici).
>
> - Protéger les droits et les intérêts des consommateurs
> - Règlementer et superviser en général les secteurs règlementés
> - Promouvoir des normes de conduite professionnelle élevées dans les secteurs des services financiers
> - Contribuer à la confiance du public dans les secteurs règlementés
> - Dissuader les secteurs règlementés de se livrer à des conduites, à des pratiques et à des activités trompeuses ou frauduleuses.
>
> La ligne directrice relative à la transparence indique également que : « Une approche cohérente et claire pour la transparence des mesures d'exécution garantit également que les entités règlementées et les personnes non conformes sont traitées de manière équitable et savent à l'avance quand et comment l'ARSF informera le public qu'elle prend des mesures pour une activité non conforme ». La ligne directrice relative à la transparence énonce que l'ARSF assurera une meilleure connaissance de ses mesures d'exécution en publiant l'information publiquement disponible sur le volet de son site Web dédié aux mesures d'exécution et au moyen de communiqués de presse. Elle indique que l'ARSF publiera un communiqué de presse lorsque des mesures d'exécution sont prises et que la combinaison d'un communiqué de presse et de la publication des informations sur les mesures d'exécution (ici les ADP) sur le site Web de l'ARSF permet de

[234] Voir par exemple *Fundy Linen Service Inc. c La Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail*, 2009 NBCA 13.

[235] *Harold the Mortgage Closer Inc. v Ontario (Financial Services Regulatory Authority, Chief Executive Officer)*, 2024 CanLII 4464 (ONSC) (il est à noter que l'auteur entretient depuis longtemps une relation avocat-client avec l'Autorité, y compris en ce qui concerne cette affaire).

> sensibiliser le public et de réduire les risques pour les consommateurs.
>
> […]
>
> Les décisions de publication de l'ARSF sont conformes à la pratique de nombreux autres organismes de règlementation qui publient également leurs mesures d'exécution avant qu'un tribunal disciplinaire ne statue sur le bien-fondé. L'ARSF indique dans l'ADP publié que le document contient des allégations qui peuvent devoir être prouvées lors d'une audience.
>
> La publication de la ligne directrice relative à la transparence est raisonnable, tout comme le processus par lequel elle a été élaborée, et elle sert l'intérêt public [traduction][236].

Il s'agit d'une déclaration judiciaire très ferme en faveur de la transparence. Il est tout à fait raisonnable et salutaire de veiller à ce que le public ait accès à l'information sur la façon dont le pouvoir public est exercé et sur les violations potentielles des normes de l'industrie. Il s'agit d'une pratique règlementaire standard (ou qui devrait l'être) et il est très utile que la Cour divisionnaire l'ait reconnue et appuyée.

CONCLUSION

L'année a été chargée pour la Cour suprême du Canada en matière de droit administratif et dans les domaines connexes. Les avocats spécialisés dans le domaine de l'énergie devraient certainement prendre acte des faits nouveaux récents concernant la norme de contrôle applicable aux règlements (partie I), le contrôle selon la norme de la décision raisonnable (partie II), le contrôle selon la norme de la décision correcte (partie III) et les fondements constitutionnels du contrôle judiciaire (partie IV). Ils auront une incidence directe sur leur pratique même si la plupart des affaires récentes n'ont pas porté sur le droit de l'énergie en soi. Il y a aussi bon nombre d'affaires, de partout au Canada, qui se rapportent à l'exercice des pouvoirs de règlementation (partie V).

Pour revenir à mon point de départ, nous en sommes au cinquième anniversaire de l'arrêt *Vavilov*. Toutes les questions possibles n'ont pas trouvé réponse – et comment pourrait-il en être autrement ?! – mais il semble juste de dire que l'arrêt *Vavilov* fait bien meilleure figure que son prédécesseur, l'arrêt *Dunsmuir*, à ce stade-ci de son cycle de vie. ■

[236] *Ibid* aux para 84–87.

L'AVENIR DE LA PLANIFICATION INTÉGRÉE DES RESSOURCES : DANS QUELLE MESURE DEVRAIT-ELLE ÊTRE INTÉGRÉE ?[1]

David Morton[*]

INTRODUCTION

Le présent article porte sur l'examen d'un plan de ressources intégrées des ressources (PIR) par les organismes de règlementation économique pour les services publics d'électricité et de gaz naturel au Canada. Le processus de PIR était habituellement mené par chaque service public règlementé, en tenant compte uniquement de la demande d'énergie de ses clients, sans prendre en compte d'autres types d'énergie disponibles. Cependant, la transition vers la carboneutralité d'ici 2050 entraîne de nouveaux comportements, dont le « changement de combustible », ce qui n'est pas sans imposer de nouveaux impératifs pour le processus de PIR.

Le présent article traite d'abord du contexte historique de la croissance des services publics au Canada, du rôle de l'organisme de règlementation économique dans le processus de PIR et de la façon dont les PRI étaient préparés et examinés par le passé. On y examine le rôle de la PIR dans les administrations publiques « intégrées verticalement » et dans les provinces qui sont « dégroupées », à savoir celles qui ont un marché de gros de l'électricité. Bien que les services publics aient un rôle clé à jouer dans la préparation d'un PRI, le présent article s'attarde plutôt à l'examen de ce plan et au rôle de l'organisme de règlementation économique dans l'exécution de celui-ci.

Les préparatifs en cours en vue de la carboneutralité ont une incidence profonde sur le processus d'examen du PRI. L'électrification accrue et le changement de combustible du gaz naturel à l'électricité ont une incidence sur les décisions d'investissement dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité, et ils portent leurs lots de défis dans ces deux secteurs. Une partie importante du mouvement vers le changement

[1] Le présent article est le premier d'une série de documents de discussion d'Énergie positive sur la planification du système énergétique. Le besoin de réformer les processus de planification est une recommandation fondamentale de l'étude récente d'Énergie positive sur la façon de renforcer la confiance du public et des investisseurs dans le processus décisionnel gouvernemental relatif aux projets énergétiques (voir « Projets énergétiques et carboneutralité d'ici 2050 : Pouvons-nous construire suffisamment et assez vite ? », Michael Cleland et Monica Gattinger, s'appuyant sur cette étude, en ligne : <energyregulationquarterly.ca/fr/articles/energy-projects-and-net-zero-by-2050-can-we-build-enough-fast-enough>).

[*] David Morton est un ingénieur qui cumule plus de 45 années d'expérience. Il se spécialise dans la règlementation des services publics et la politique énergétique. Il a dirigé la British Columbia Utilities Commission (BCUC) pendant huit ans, où il a notamment mené plusieurs enquêtes importantes pour le compte du gouvernement de la Colombie-Britannique. Il demeure actif au sein d'associations internationales de règlementation de l'énergie et participe fréquemment à des conférences et à des séances de mentorat à l'échelle mondiale.

de combustible est dictée par des politiques, ce qui n'est pas sans s'accompagner d'une part d'incertitude.

Le changement de combustible entre l'électricité et le gaz naturel est en grande partie un jeu à somme constante en ce qui concerne la demande des services publics. Toutefois, il entraîne une perte de charge pour les services publics de gaz naturel et un gain proportionnel de charge pour les services publics d'électricité, ce qui se traduit par un regroupement des prévisions de la demande d'électricité et de gaz naturel, et augmente le risque d'estimations exagérées. Ainsi, à la fin du présent article, on en vient à la conclusion qu'au lieu de préparer et d'examiner séparément les plans relatifs au gaz naturel et à l'électricité, il serait préférable de les prendre en compte de façon regroupée. De plus, il ne faut pas oublier que les répercussions possibles de la carboneutralité sur le processus de PRI comprennent le recours à l'électricité comme carburant de transport.

Dans le présent article, on examine également comment, dans de nombreux cas, la transition énergétique accroît considérablement l'exposition des services publics règlementés aux marchés concurrentiels, ce qui représente un nouveau défi en matière de règlementation tandis que les organismes de règlementation économique examinent les décisions d'investissement dans ce marché concurrentiel. La règlementation économique n'a jamais été conçue pour s'appliquer à cette situation de marché concurrentiel particulière dans laquelle se trouvent les services publics, et il est bien possible que les organismes de règlementation économique ne disposent pas des outils nécessaires pour composer avec cette nouvelle réalité.

La fréquence croissante du changement de combustible exacerbe les risques liés aux investissements dans l'infrastructure au sein de tous les secteurs du système énergétique. L'un de ces risques est celui lié aux actifs délaissés. Bien que pour plusieurs ce risque se limite aux investissements dans les infrastructures liées au gaz naturel, le présent article prend aussi en compte les risques pour les investissements dans le secteur de l'électricité.

Dans le secteur des carburants à base de pétrole, ces risques sont en grande partie assumés par l'investisseur ou l'actionnaire des entreprises qui œuvrent dans ce secteur. Dans le secteur règlementé de l'électricité et du gaz naturel, une plus grande proportion du risque lié à l'investissement est assumée par les clients. Bien que le processus du PIR soit un outil clé pour atténuer ces risques, les méthodes de prévision imparfaites et les imperfections inhérentes au système de règlementation économique, qui provoquent un décalage entre le risque et l'avantage, pourraient faire en sorte qu'il ne soit pas possible d'atténuer ces risques de façon satisfaisante.

Dans les paragraphes qui suivent, on se penche ensuite sur la façon de tirer parti de la concurrence émergente dans le secteur règlementé des services publics afin de mieux harmoniser les risques et les avantages liés aux investissements. D'autres questions au sujet du processus du PIR se posent : À-t-on un plan pour encadrer la concrétisation d'un scénario d'électrification ? Un plan à long terme est-il nécessaire ? Quel est le rôle des forces du marché dans le processus de planification et quelle est leur incidence sur le rôle de l'organisme de règlementation économique ?

À défaut de trouver la réponse à certaines de ces questions, nous courrons le risque de reléguer aux organismes de règlementation économique la responsabilité d'approuver le montant croissant du capital (à risque pour les abonnés aux services) dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Cela exige également que les organismes de règlementation comprennent les hypothèses implicites dans la trajectoire vers l'électrification — le plan auquel travaillent les services publics d'électricité et de gaz naturel. Nous pourrions également transformer la planification énergétique pour la carboneutralité en un exercice de planification vaste, exhaustif et, incidemment, laborieux.

SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU CANADA – LE STATU QUO

L'évolution du système énergétique du Canada s'est généralement déroulée de façon progressive et organique, obéissant en grande partie aux forces du marché et à d'importantes pressions politiques des gouvernements fédéral et provinciaux. Les améliorations technologiques étaient porteuses de suffisamment de valeur pour les consommateurs pour donner l'impulsion économique à la plupart de ces changements. Pour les besoins de la présente analyse, considérons que le système est devenu une composante règlementée sur le plan économique (distribution de l'électricité et du gaz naturel), ainsi que tous les aspects connexes.

Bien que la distribution d'électricité et de gaz naturel ait été considérée comme une activité monopolistique qui justifiait sans contredit une règlementation économique, le potentiel de concurrence entre ces sources d'énergie aux marges demeurait — notamment en ce qui concerne les combustibles de chauffage — même si, du moins théoriquement, il ne s'arrêtait pas là. On pourrait acheter une génératrice alimentée au gaz naturel (ou au diesel, à l'essence ou à un autre carburant) pour alimenter un bâtiment, ne pas raccorder ce bâtiment au réseau du fournisseur d'électricité monopolistique et produire sa propre électricité. Bien que de nombreux hôpitaux et d'autres grands bâtiments disposent de cette capacité, elle est surtout utilisée à des fins de génération d'urgence. Il s'avère que la production de sa propre électricité n'est pas pour ceux qui ont froid aux yeux, surtout pour les petits utilisateurs. Ainsi, ces autres combustibles n'ont jamais suscité beaucoup d'intérêt en tant que solutions concurrentes sérieuses dans le secteur de l'électricité, du moins là où et quand l'électricité était disponible. Là où le gaz naturel est disponible, il a souvent bénéficié d'un avantage important sur le plan des prix par rapport à l'électricité et est donc devenu le combustible de choix pour le chauffage.

QU'EST-CE QU'UN PLAN DE RESSOURCES INTÉGRÉ (PRI) ?

Un PRI est un plan exhaustif à long terme (habituellement d'un horizon de plus de 20 ans) élaboré par un service public pour s'assurer qu'il peut répondre à la demande future en énergie de façon fiable et rentable. Il permet d'évaluer un amalgame de ressources du côté de l'offre (par exemple des centrales électriques ou un approvisionnement en gaz naturel) et de stratégies du côté de la demande (par exemple l'efficacité énergétique ou la réponse à la demande) pour équilibrer les besoins du système. Les PRI tiennent compte de facteurs économiques, environnementaux et règlementaires, ce qui sous-tend souvent une mobilisation des intervenants.

L'organisme de règlementation économique n'a aucun rôle à jouer dans l'élaboration du PRI à proprement parler, mais il en examine habituellement le contenu. L'examen règlementaire du PRI d'un service public vise à s'assurer que les prévisions à long terme et les plans de celui-ci pour répondre à la demande future d'énergie sont dans l'intérêt du public, qu'ils cadrent avec les objectifs stratégiques et qu'ils favorisent un équilibre entre la fiabilité, l'abordabilité et la durabilité environnementale. L'examen du PRI contribue également à règlementer de manière efficace, car il fournit un contexte important pour toute demande future visant la construction des installations qui sont incluses dans le PRI.

PRI D'UN SERVICE PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ DANS LES ADMINISTRATIONS INTÉGRÉES VERTICALEMENT

En Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Manitoba, au Québec, dans le Canada atlantique et dans les Territoires, la majeure partie de l'électricité est fournie par ce qu'on appelle des services publics intégrés verticalement — le service public possède et exploite l'installation de production d'électricité, en assure la transmission et la distribution, exploite généralement ses activités dans une zone de concession monopolistique, et les clients reçoivent une facture unique pour la production et la livraison de leur électricité.

Par le passé, le processus de planification intégrée des ressources des services publics d'électricité dans ces régions était axé sur l'infrastructure de production et de transmission, et peu ou pas d'attention était accordée à la distribution de l'énergie aux clients au détail. Par transmission, on entend généralement les lignes transportant 100 kV et plus. Par distribution, on entend le système à plus faible tension (moins de 100 kV) ainsi que l'infrastructure des services publics locaux pour réduire la tension avant l'acheminement aux maisons et autres bâtiments.

La PRI est un processus en deux étapes. Le service public règlementé élabore une prévision de la demande à moyen et à long terme — habituellement sur une période d'environ 20 ans — indiquant la demande à laquelle il prévoit de répondre et la façon dont il le fera, en particulier les nouvelles infrastructures qu'il devra construire.

Le processus est assez simple. Premièrement, il faut prévoir la demande d'énergie à moyen et à long terme, puis déterminer comment y répondre. La première partie est largement un processus de prévision macroéconomique de la part de l'entreprise d'électricité. Dans quelle proportion le bassin de clients va-t-il augmenter dans mon territoire de service et combien ces clients vont-ils dépenser pour de nouveaux téléviseurs, grille-pain et réfrigérateurs ? Les services publics sont généralement tenus de

fournir plusieurs scénarios pour prendre en compte différents facteurs exogènes, comme les niveaux de croissance ou d'électrification.

Les volumes de charges regroupées sont obtenus par un processus ascendant lors des discussions avec les directeurs de comptes de gros clients commerciaux et industriels. Étant donné le délai de mise en valeur des ressources pour répondre à ces charges, les services publics veillent généralement à cerner ces demandes longtemps à l'avance. Les organismes de règlementation examinent ces prévisions et leurs hypothèses sous-jacentes pour en déterminer le caractère raisonnable. Un exercice très intéressant, mais pas particulièrement controversé jusqu'à présent.

Vient ensuite la partie liée à la planification. Quelle infrastructure nouvelle est nécessaire pour répondre aux prévisions de charge ? On ne saurait trop insister sur l'importance de l'exactitude des prévisions. L'investissement en immobilisations est un facteur important des tarifs des services publics, et les prévisions de charge orientent les décisions d'investissement en immobilisations. Une sous-estimation peut laisser un service public à court d'énergie ou de moyens pour répondre à la demande, ce qui pourrait entraîner une augmentation des prix sur le marché. Une surestimation peut entraîner une construction excessive d'installations et l'acquisition de matériel qui ne seront peut-être pas nécessaires ou qui ne le deviendront que beaucoup plus tard dans l'avenir.

Ce plan à long terme est déposé auprès de l'organisme de règlementation économique à des fins d'examen, d'approbation ou d'acceptation, souvent après que le service public a consulté ses intervenants.

MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ DÉGROUPÉS ET PRI

Le processus de PRI est différent dans les administrations qui ne sont pas intégrées verticalement. En Ontario et en Alberta, le réseau d'électricité est « dégroupé », ce qui signifie que les responsabilités pour la production, la transmission et la distribution sont distinctes. L'un des aspects clés d'une administration dégroupée est la présence d'un marché de gros concurrentiel.

De multiples entreprises de distribution, qui dans bien des cas appartiennent à une municipalité et sont exploitées par celle-ci, distribuent l'électricité au détail aux clients. Dans ces deux provinces, le réseau de transmission à haute tension est exploité par une entité distincte. Il s'agit d'une entité distincte, appartenant au gouvernement provincial ou relevant directement de celui-ci, à savoir une société indépendante d'exploitation (« SIE »)[2]. Il incombe à cette entité de planifier l'approvisionnement en électricité à long terme et d'en garantir la suffisance. La SIE est également responsable d'équilibrer en temps réel l'offre et la demande, de surveiller le marché de gros et de garantir la satisfaction de normes de fiabilité obligatoires.

Les propriétaires indépendants d'actifs de production vendent leur électricité sur le marché de gros où elle est achetée par des entreprises locales de distribution et, dans certains cas, par de grands utilisateurs industriels.

Dans un système dégroupé, les clients peuvent recevoir plusieurs factures (ou une seule facture comportant plusieurs segments), y compris pour la prestation de services de transmission et de distribution. S'ils concluent un contrat directement avec un producteur, ils sont facturés séparément pour ce service également.

En règle générale, la SIE est responsable du PRI ou du processus équivalent dans ces administrations. Comme dans le cas d'un service public intégré verticalement, elle doit établir une prévision de la charge et veiller à ce que la production soit suffisante pour répondre à cette demande. En plus de veiller à une production suffisante, elle est responsable de la planification de la transmission.

Les plans de la SIE sont souvent examinés par un organisme de règlementation économique. Toutefois, dans les marchés dégroupés, l'investissement dans des actifs de production ne représente habituellement pas un risque pour

[2] En Ontario, cette entité est la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) et, en Alberta, cette entité est l'Alberta Electric System Operator (AESO). Aux États-Unis, où les marchés de gros peuvent couvrir plus d'un État, le terme générique désignant ces entités est « Regional Transmission Operator (RTO) ».

les clients du commerce de détail et de gros[3] et, du moins dans le cas de l'Alberta, il n'est pas règlementé sur la base de considérations économiques. Bien que ce mécanisme puisse reléguer encore un rôle à l'organisme de règlementation économique, la répartition du risque lié à l'investissement dans une infrastructure de production entre l'actionnaire et l'abonné au service ne fait pas partie de ce rôle[4].

Dans les prochains paragraphes, nous examinerons plus à fond les répercussions de l'infrastructure des services publics construite pour servir un marché concurrentiel et les répercussions sur l'examen d'un PRI.

PRI DES SERVICES PUBLICS DE GAZ NATUREL

Les entreprises qui acheminent le gaz naturel vers les clients de détail ne participent généralement pas aux opérations d'extraction, de transformation et de transmission du produit. Habituellement, elles obtiennent le produit d'une entité exploitant ce type d'activités et incluent les coûts d'obtention et de transmission du gaz naturel jusqu'à leur propre système dans leurs frais d'exploitation avec peu ou pas de majoration.

Cependant, comme dans le cas de l'électricité, l'approvisionnement des utilisateurs en gaz naturel peut aussi être dégroupé. En pareil cas, les clients peuvent choisir le fournisseur du produit auprès duquel ils achètent du gaz naturel. Ils paient ensuite le coût du produit séparément du coût d'acheminement, lequel comprend les coûts de transmission (gazoducs à haute pression) et de distribution (infrastructure à faible pression et de distribution locale).

Que ce soit dans un scénario groupé ou dégroupé, il incombe habituellement à la société d'approvisionnement en gaz naturel de préparer un PRI pour donner à l'organisme de règlementation un aperçu de ses prévisions de la demande et de ses plans d'investissement en immobilisations dans l'infrastructure du réseau de distribution.

Le PRI d'un service public de gaz naturel met habituellement l'accent sur les investissements à effectuer dans le réseau de distribution ainsi que sur l'évaluation des sources d'approvisionnement des utilisateurs en gaz naturel, y compris les contrats à long terme, les installations de stockage et la capacité des gazoducs de transmission.

L'IMPACT DE LA CARBONEUTRALITÉ

La politique de carboneutralité entraîne des répercussions profondes sur le système énergétique. La production et la consommation d'énergie sont un moteur important des émissions de CO_2, et c'est pourquoi une grande partie de la politique de carboneutralité vise ce secteur. L'évolution du paysage énergétique qui en résulte entraîne des répercussions importantes sur le processus du PRI.

L'adoption de politiques de carboneutralité s'accompagne d'une activation de la concurrence entre les services publics d'électricité et de gaz naturel. Par exemple, en Colombie-Britannique, Fortis Gas et BC Hydro se sont livré bataille sur la plateforme Twitter quant au type de carburant recommandé pour chauffer sa maison, à savoir l'électricité propre ou le gaz naturel renouvelable « sale ».

En 2020, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) a reconnu que la PRI n'est plus ce qu'elle était autrefois. Au lieu de percevoir le gaz naturel et l'électricité comme deux marchés distincts, il faut maintenant les examiner ensemble et voir comment les activités du service public de gaz naturel affectent le service public d'électricité — et inversement. Le passage du gaz naturel à l'électricité est en grande partie un jeu à somme constante, en ce sens qu'un changement entraîne une perte de charge pour les services publics de gaz naturel et un gain proportionnel de charge pour les services publics d'électricité et inversement.

Toutefois, si les prévisions des services publics ne reflètent que la demande qu'ils prévoient d'obtenir ou de conserver aux dépens de leurs concurrents, cela augmente les défis et les

[3] Bien que cela soit généralement vrai en Alberta, en Ontario, un nombre important de contrats de production conclus avec la SIERE suivent le principe « prends ou paie », un type d'accord qui transfère le risque de l'investisseur au client.

[4] En Alberta, par exemple, l'Alberta Utilities Commission doit approuver les installations de production et applique un critère d'intérêt public qui peut comprendre des facteurs environnementaux à considérer et un examen à savoir si le projet améliore ou maintient la fiabilité et la stabilité du réseau.

risques auxquels est confronté l'organisme de règlementation économique lorsqu'il examine les prévisions. Par conséquent, la BCUC a réagi en demandant à ses principaux services publics de gaz naturel et d'électricité de partager leurs prévisions ainsi que leurs hypothèses sous-jacentes et les a encouragés à tenir compte des hypothèses de l'autre service public lorsqu'ils élaboraient leurs propres prévisions.

D'autres administrations ont pris des mesures semblables. Au Royaume-Uni, le 1er octobre 2024, après un processus de consultation publique, le gouvernement a créé le National Energy System Operator (NESO), une nouvelle société publique chargée de la planification des réseaux d'électricité et de gaz naturel de la Grande-Bretagne et d'exploiter le réseau électrique. Ce faisant, il a transféré plus de 2 000 employés des services publics privés qui étaient auparavant responsables de la planification des réseaux d'électricité et de gaz naturel et de l'exploitation du réseau d'électricité.

Compte tenu du mandat du NESO, il est clair que le terme « energy », utilisé dans son nom, fait référence à l'électricité et au gaz naturel. Toutefois, la simple planification regroupée des réseaux d'électricité et de gaz naturel suffit-elle ? Le processus de PRI ne se limite plus aux deux solitudes que sont l'électricité et le gaz naturel. L'énergie nécessaire au transport a toujours été négociée dans un marché concurrentiel où l'électricité n'a jamais été un joueur. Cependant, l'électricité est maintenant un acteur présent dans la zone concurrentielle. Cela oblige les organismes de règlementation économique de l'électricité à évaluer le potentiel de l'électricité pour desservir un marché qui a toujours été largement desservi par le pétrole.

Il reste encore beaucoup d'incertitude quant à la voie la plus efficace et la plus rentable vers la carboneutralité. Pour certains décideurs politiques, la voie à suivre devient de plus en plus synonyme d'électricité de sorte que le discours se poursuit en faveur de l'électrification. La sagesse conventionnelle suggère que l'électrification du secteur du gaz naturel et des carburants de transport entraînera une diminution, voire un effondrement de la demande dans ces secteurs, selon le taux d'électrification.

Dans le secteur du gaz naturel, plus particulièrement, un affaissement ou un effondrement de la demande entraînera le délaissement d'actifs de plusieurs milliards de dollars, ce qui aura une incidence sur la viabilité des services publics de gaz naturel et leurs coûts d'exploitation, particulièrement leurs coûts liés aux immobilisations. Affirmer qu'il s'agit d'un casse-tête pour les organismes de règlementation est un euphémisme.

Mais qu'en est-il si la sagesse conventionnelle n'était pas tout à fait correcte ? Que se passerait-il si, du côté de l'électricité, en suivant le principe « construisez-le, ils viendront », personne ne vient ? Ce sont les actifs d'électricité qui pourraient être délaissés. Bien que ce scénario semble peu probable pour plusieurs, de nombreux facteurs pourraient avoir une incidence sur la demande d'électricité, notamment des problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement et des percées technologiques dans les processus de combustion des combustibles qui en réduisent les émissions de gaz à effet de serre (GES), des retards règlementaires dans la délivrance de permis pour des projets d'électricité qui rendent difficile de soutenir le rythme de la construction et l'évolution des politiques et de l'adoption par les consommateurs.

Les organismes de règlementation économique ont un rôle de supervision important à jouer pour une transition harmonieuse, et un examen holistique des processus de planification des services publics est un bon point de départ en ce sens.

LA CARBONEUTRALITÉ ET LE SYSTÈME DE DISTRIBUTION

Un autre facteur à considérer dans le processus général de planification des services publics, qui touche principalement le secteur de l'électricité, est l'investissement considérable à effectuer dans le réseau de distribution pour répondre à la demande croissante d'électrification. Un exemple éloquent est l'infrastructure électrique requise pour la recharge des véhicules électriques (VE). Bien qu'une attention considérable soit accordée à la nécessité de disposer d'un plus grand nombre d'installations de recharge pour VE, un autre facteur important à considérer est l'infrastructure de distribution requise pour répondre à cette charge supplémentaire.

D'autres changements apportés au système de distribution, comme la réponse à la demande, les centrales électriques virtuelles et la production d'énergie solaire sur les toits et dans les collectivités, ont tous pour effet de brouiller la ligne entre la distribution et la production.

Ces changements profonds apportés au réseau de distribution exigent des services publics des investissements accrus. Comment l'organisme de règlementation économique examine-t-il ces plans d'investissement ? Comme nous l'avons vu dans la section précédente, il s'agit d'une réalité nouvelle. Quoi qu'il en soit, on reconnaît de plus en plus qu'il faut adopter une approche plus intégrée. L'intégration des considérations relatives à la distribution dans les PRI devient essentielle pour permettre aux organismes de règlementation économique de mieux gérer la répartition des risques et des coûts entre les actionnaires et les clients.

Nous examinerons plus à fond la question de la planification du réseau de distribution dans un article ultérieur.

QUE DOIT FAIRE UN ORGANISME DE RÈGLEMENTATION ?

Ce phénomène de concurrence qui façonne les marchés desservis par des entreprises assujetties à la règlementation économique parce qu'elles détiennent un « monopole naturel » exige indubitablement une refonte complète du cadre règlementaire. Celle-ci, cependant, exige une attention législative qui n'est tout simplement pas disponible d'emblée dans la plupart des administrations. Entre-temps, que doit faire un organisme de règlementation ?

Pour dire les choses simplement, le processus de PRI semble maintenant en déroute. Ce qui fonctionnait bien autrefois, lorsque les services publics d'électricité et de gaz naturel étaient cloisonnés et fonctionnaient chacun dans un environnement distinct, mais relativement stable, présente soudainement beaucoup de lacunes dans l'environnement d'aujourd'hui. Comment les organismes de règlementation économique peuvent-ils relever ce défi ?

Pour mener à bien leur mandat, les organismes de règlementation doivent adopter une approche différente pour évaluer les PRI, en particulier la prévision des charges. Compte tenu de l'incertitude qui accompagne différentes variables encore inconnues, comme le taux d'adoption des thermopompes et des VE, la mobilisation de ressources énergétiques distribuées, la nature des changements apportés aux processus industriels à mesure qu'ils sont adaptés aux différents combustibles, le travail d'évaluation devient considérable.

Bon nombre d'intervenants sont réticents à l'idée qu'un organisme de règlementation économique prenne des décisions sur ces questions; pas le gouvernement, pas les services publics et, dans bien des cas, pas même les organismes de règlementation eux-mêmes — bien que certains organismes de règlementation estiment qu'il s'agit d'une occasion d'accélérer la transition. Rien n'est peut-être plus vrai ici que de dire que les gouvernements ne veulent pas que les organismes de règlementation participent au processus de planification, surtout dans les administrations où le gouvernement possède des services d'électricité. Et, dans ces administrations, si des organismes de règlementation interviennent, le gouvernement peut se montrer d'une grande agilité pour contester, diriger ou infirmer les décisions des organismes de règlementation. Dans un prochain article, nous examinerons plus en détail les répercussions de la propriété et du contrôle du secteur de l'électricité par le gouvernement.

La multitude d'approches de PRI possibles pourrait être perçue comme un spectre. À une extrémité se trouverait une approche de planification globale. À l'autre extrémité, une approche qui permettrait aux forces du marché d'orienter les décisions d'investissement comme substitut ou peut-être comme moyen de réduire la complexité d'un processus de planification globale. Dans ce spectre, quelles seraient les options entre les deux extrémités ? Dans les sections qui suivent, nous examinons ce spectre et ses répercussions, de façon un peu plus détaillée, en commençant par l'extrémité où se trouve planification.

OÙ SE SITUE LE PLAN ?

La première question qu'un organisme de règlementation devrait se poser lorsqu'une entreprise d'électricité demande, disons, d'augmenter ses investissements en immobilisations pour fournir de l'électricité afin de remplacer le gaz naturel est peut-être la suivante : quel est le plan ? Faire la démonstration que le gaz naturel deviendra et demeurera non viable pendant la durée de vie de ces nouveaux actifs liés à l'électricité; que le rythme de conversion est réalisable, que le comportement des clients sera celui auquel nous nous attendons et que les actifs liés à l'électricité ou au gaz naturel ne seront pas délaissés; et que s'ils le sont, indiquer quelles sont les répercussions pour le service public et ses clients.

Des questions semblables devraient être posées au sujet des investissements dans l'électrification du transport et d'autres secteurs. Il faudrait

aussi les poser aux services publics de gaz naturel qui veulent faire des investissements importants dans leurs infrastructures ou mettre à l'essai des carburants à faibles émissions de CO_2.

Pour répondre à ces questions de façon déterminante, il faut un plan plus vaste — un plan avec un P majuscule. Pour reprendre l'esprit de la section précédente, il s'agit de l'extrémité « planification » du spectre. Plus les répercussions sont importantes pour l'économie, plus le plan doit être exhaustif si les organismes de règlementation sont appelés à s'y reporter pour rendre leurs décisions.

Cependant, il est notoirement difficile d'établir des plans détaillés concernant des marchés complexes et d'une grande portée, et ils deviennent inévitablement désuets avant même d'être terminés. Plus vaste est la portée de l'exercice de planification, plus étroit doit devenir le lien entre les plans des différents secteurs de l'économie. De toute évidence, il est extrêmement difficile d'élaborer un tel plan. Bien que les exemples de transitions énergétiques prévues de cette ampleur soient difficiles à trouver, l'un des meilleurs points de comparaison dans la planification économique complexe est peut-être la planification centrale de style soviétique. Cela n'a pas fonctionné pour les Soviétiques — avons-nous des raisons de croire que cela fonctionnera mieux pour nous ?

À l'heure actuelle, il y a peu de plans concrets sur la façon dont le Canada va respecter ses engagements internationaux en matière de carboneutralité. L'organisme de règlementation doit plutôt examiner les cibles, la « carotte » et le « bâton » des gouvernements et évaluer les hypothèses sous-jacentes du PRI par rapport à celles-ci.

Cela dit, il est important de se poser la question suivante : Un plan est-il même possible ? En particulier un plan exhaustif qui permettra de réoutiller, de convertir et de transformer de grands secteurs de l'économie. On demande à tous les consommateurs d'énergie d'envisager de revoir la façon dont ils l'utilisent, la quantité qu'ils utilisent, le moment où ils l'utilisent et le type d'énergie qu'ils utilisent.

Par conséquent, si l'on veut atteindre la carboneutralité au moyen de politiques d'électrification, il faudra remplacer en entier certains sous-secteurs industriels — le secteur qui fabrique des pièces pour les véhicules à moteur à combustion interne, à titre d'exemple. Ces changements concernent les multinationales, les chaînes d'approvisionnement qui traversent les frontières et la politique industrielle du gouvernement.

Si l'on tient pour acquis qu'il est possible d'élaborer un plan, d'autres questions se posent. Le monde des services publics d'énergie au Canada est en grande partie balkanisé, et chaque province exerce sa compétence sur ses propres services publics. Nous devons donc nous poser les questions suivantes :

- Qui préparera un plan ?
- Combien de plans y aura-t-il ?
- Qui coordonnera les plans multiples et comment ces plans seront-ils coordonnés ? Y aura-t-il un responsable de la planification ?
- En l'absence d'un plan national global, quelles hypothèses de planification devraient être utilisées dans les plans provinciaux ou municipaux ?
- Quelle est la portée de ce plan ?
- Sur quels modèles seront basés les plans et de qui sont ces modèles ?

Il s'agit là de questions importantes auxquelles il n'est pas facile de répondre. Cependant, nous en discuterons dans un prochain article.

MARCHÉS CONCURRENTIELS ET PERTURBATION CRÉATIVE

La destruction créative — le genre de destruction que peut causer un changement touchant les mélanges de combustibles et l'électrification — n'est ni nouvelle, ni nécessairement indésirable. Un exemple très récent de destruction créative, même si ce n'est pas dans le secteur de l'énergie, est l'essor du téléphone intelligent et son impact non seulement sur les télécommunications terrestres, mais aussi sur les caméras, les calculatrices, les montres, les ordinateurs, etc. — et une vaste gamme d'« applications » qui ont transformé la vie quotidienne de milliards de personnes.

Cette transition a eu une grande portée et a transformé de nombreux secteurs du marché, en a créé beaucoup d'autres et en a détruit d'autres. Et, ce qui est important, pour les besoins de la présente discussion, c'est qu'elle n'était pas planifiée — elle a eu lieu en grande partie de façon organique. On pourrait donc dire que cet exemple représente l'autre extrémité du spectre décrite dans la section précédente — la voie tracée par les forces du marché.

Une transition obéissant aux forces du marché fonctionnera-t-elle mieux pour la transition énergétique qu'une approche planifiée et dirigée par une volonté politique ? Peut-être. Cependant, ce qui est différent au sujet de la transition énergétique, c'est l'absence d'une proposition de valeur suffisante pour qu'elle soit organique — du moins à une cadence permettant de respecter les engagements internationaux des gouvernements en matière de carboneutralité et de réduction des GES — c'est pourquoi bon nombre préconisent une approche politique plus vigoureuse.

Cependant, les organismes de règlementation ont besoin de plus que des politiques pour prendre certaines des décisions nécessaires lors de l'examen des plans de ressources. En particulier lorsqu'il y a une grande incertitude générée par les services publics règlementés qui participent à des marchés concurrentiels et qui font ce qui pourrait être considéré comme des investissements spéculatifs en vue d'une électrification rapide.

INTÉGRER LES FORCES DE LA CONCURRENCE AU PROCESSUS DE PLANIFICATION

En l'absence d'un plan, et compte tenu de la réticence des décideurs à laisser le marché décider, est-il possible pour les organismes de règlementation d'encourager le marché à orienter au moins certains investissements dans le système énergétique ? Le cas échéant, les organismes de règlementation ont-ils un rôle à jouer dans ce façonnement ? Comme nous l'avons vu, une transition façonnée par les forces du marché n'a pas besoin de surveillance économique et exige donc un processus de PRI très différent. Si les forces du marché exercent de l'influence sur certains investissements, le fardeau imposé à l'organisme de règlementation économique devient allégé.

Pour revenir à la BCUC, nous avons vu récemment des exemples d'un organisme de règlementation économique qui a délibérément pris des mesures pour s'abstenir de règlementer ce qui serait autrement des activités de services publics lorsqu'il y avait suffisamment de preuves qu'il existe des forces concurrentes.

Il y a environ 15 à 20 ans, de nouvelles offres de sources d'énergie de remplacement sont devenues disponibles en Colombie-Britannique, dont le gaz naturel liquéfié/gaz naturel comprimé (GNL/GNC) pour le transport, et des systèmes d'énergie thermique « propres » pouvant être utilisés à l'intérieur de bâtiments et à l'échelle de campus et de quartiers. Les solutions mettaient à contribution des sources comme les thermopompes géothermiques, la chaleur produite par les centres de données sur les déchets et la récupération de la chaleur d'égout. La BCUC, à la suite de plaintes selon lesquelles ces offres constituaient des marchés à part entière ayant des attributs concurrentiels importants a donc répondu en instituant une enquête historique appelée l'Alternative Energy Services (AES) Inquiry, une enquête sur les services d'énergie de remplacement. Cette enquête a été suivie d'une enquête sur la meilleure façon de règlementer les systèmes d'énergie thermique et d'une troisième sur la règlementation des bornes de recharge pour VE.

L'enquête « AES » a révélé que même si la *Utilities Commission Act*[5] exigeait que la BCUC règlemente ces offres, dans bien des cas, il était en fait dans l'intérêt public de ne pas le faire parce qu'elles étaient introduites dans un marché concurrentiel. La BCUC a par la suite appliqué les mêmes principes lorsqu'elle a demandé au gouvernement provincial d'exempter la recharge des VE de la règlementation économique.

L'exemple du succès des systèmes d'énergie thermique en Colombie-Britannique illustre également les avantages potentiels d'une approche plus holistique de la planification énergétique et des services publics. Un système thermique, y compris les systèmes combinés de chauffage et d'alimentation électrique, offre une avenue de rechange à la dichotomie entre l'électricité traditionnelle et le gaz naturel pour le chauffage des bâtiments. D'autres administrations l'ont reconnu. Par exemple, en juin 2022, l'État de New York a adopté une loi permettant aux entreprises d'électricité de construire et de posséder des réseaux qui distribuent de l'énergie thermique.

Ces exemples, ainsi que l'exemple de la planification de la production dans des administrations dégroupées, sont-ils utiles aux organismes de règlementation économique qui

[5] *Utilities Commission Act*, RSBC 1996, c 473.

surveillent le processus de PRI ? Pourquoi la concurrence importe-t-elle autant ?

La règlementation économique est, au mieux, un outil imparfait. Les marchés concurrentiels produisent presque toujours de meilleurs résultats que les organismes de règlementation économique, même les meilleurs. La concurrence réussit mieux à mettre en équilibre les avantages et les risques. Lorsqu'un organisme de règlementation économique approuve un investissement dans l'infrastructure et que la demande se manifeste plus lentement que prévu, ce sont les clients finissent par payer des tarifs plus élevés. Dans les faits, l'organisme de règlementation a détourné le risque lié à l'investissement de l'actionnaire du service public à l'abonné au service, et incité le service public, ce faisant, à surinvestir dans la construction.

À la décharge de l'organisme de règlementation, il est difficile d'atteindre le parfait équilibre. Ce résultat est donc considéré comme acceptable dans un contexte de monopole règlementé. En revanche, un marché concurrentiel garantit que la prise d'un risque qui ne se concrétise pas est récompensée.

Cette question sera examinée plus à fond dans un article complémentaire.

QUEL EST L'AVENIR DE LA PRI AU CANADA ?

Peut-être au moins en partie en réponse à cette complexité supplémentaire inhérente à la planification, l'Ontario et le Québec ont pris des mesures pour élargir la portée du processus de PRI afin que la planification énergétique soit intégrée et tienne compte de toutes les formes d'énergie, y compris l'électricité, le gaz naturel, l'hydrogène et d'autres ressources énergétiques, ainsi que des questions que sont l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie et la gestion de la demande.

En décembre 2024, la *Loi de 1998 sur l'électricité*[6] de l'Ontario a été modifiée, notamment pour permettre au ministre de rendre public un plan énergétique intégré ainsi que pour définir plusieurs éléments de ce plan énergétique intégré afin d'équilibrer les buts et objectifs du gouvernement de l'Ontario en matière d'énergie pour la période précisée dans le plan.

Cette modification a remplacé le texte précédent qui exigeait que le ministre rende public un « plan énergétique », lequel, en pratique, était axé sur le réseau électrique. Elle a également retiré à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) sa compétence sur certains aspects du processus d'examen et de mise en œuvre. Ce changement centralise le pouvoir de planification énergétique au sein du ministère de l'Énergie, en plus de réduire la portée des fonctions de surveillance directe et d'examen officiel de la CEO en ce qui concerne l'élaboration et la mise en œuvre de plans énergétiques intégrés.

Le projet de loi 69[7], déposé à l'Assemblée nationale du Québec le 6 juin 2024, propose plusieurs changements au processus de planification intégrée des ressources du Québec, y compris l'obligation pour le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie d'élaborer un plan de ressources intégré qui comprend des cibles pour l'électricité et d'autres sources d'énergie. Il propose également d'élargir le rôle de la Régie pour répondre aux besoins énergétiques et faciliter la transition énergétique. Le projet de loi vise également à rationaliser les processus décisionnels de la Régie afin d'accélérer l'approbation des nouveaux projets d'énergie renouvelable.

Le plan sera fondé sur des consultations publiques et devra être soumis à l'approbation du gouvernement d'ici le 1er avril 2026. Le plan de ressources intégré sera mis à jour tous les six ans.

RÉFLEXIONS FINALES

Le processus d'un plan de ressources intégrées (PRI) donne aux organismes de règlementation économique l'occasion de s'assurer que les projets d'immobilisations des services publics d'énergie sont dans l'intérêt public et qu'ils répartissent équitablement les coûts et les risques entre les clients et les actionnaires des services publics. Même si ce processus s'est

[6] *Loi sur l'électricité*, LO 1998, c 15, Annexe A.

[7] PL 69, *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, 1re sess, 43e lég, Québec, 2024.

avéré en grande partie relativement simple et fructueux par le passé, un nombre croissant de défis se présentent à mesure que nous progressons vers la carboneutralité.

Dans le présent article, David Morton a essentiellement examiné ce processus du point de vue du rôle des organismes de règlementation économique dans la répartition des coûts et des risques, en faisant des observations sur le rôle croissant de la concurrence entre les sources d'énergie et les types d'énergie. Ces forces du marché modifient fondamentalement la façon dont les organismes de règlementation économique devraient envisager la PRI.

Bien que le fait de laisser les marchés décider puisse être une approche efficace dans le contexte des réalités au sein desquelles évoluent la politique gouvernementale et compte tenu de l'environnement dans lequel les services publics exploitent leurs activités, ce lâcher-prise n'est pas une panacée. D'autre part, il n'existe pas non plus de solution miracle qui permettrait aux organismes de règlementation économique d'avoir un plan ferme.

Une solution de rechange consiste, dans la mesure du possible, à laisser les marchés décider et à laisser les services publics réagir. Cette solution pourrait entraîner un ralentissement de la croissance organique — à moins qu'une « application perturbatrice » naisse d'avancées technologiques imprévues et qu'une autre révolution de type « iPhone » nous propulse vers notre avenir neutre en carbone. ■

LE VENT TOURNE-T-IL ? VALEUR DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS UN RÉSEAU DOMINÉ PAR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET HYDROÉLECTRIQUE À FAIBLES ÉMISSIONS – LE CAS DE L'ONTARIO[1]

Edgardo Sepulveda[*]

INTRODUCTION

Le présent article traite de l'évaluation des coûts et des avantages rattachés à la production d'énergie éolienne en Ontario (Canada) pour la période de 2020 à 2023, ainsi que d'une analyse sur une base prospective pour la période de 2027 à 2030. Notre travail est fondé sur des études économiques bien établies au sujet de l'interaction de la source d'énergie éolienne avec d'autres sources d'énergie dans divers réseaux, et les coûts-avantages correspondants[2]. Ces

[1] Il s'agit d'une version condensée d'un rapport plus long du même titre préparé par l'auteur pour le compte du Macdonald-Laurier Institute (MLI) et publié en septembre 2024 : Edgardo Sepulveda, *Chasing the Wind: The value of wind generation in a low-emission nuclear and hydro-dominant grid – the case of Ontario*, À Macdonald-Laurier Institute Publication, 2024, en ligne (pdf) : <macdonaldlaurier.ca/wp-content/uploads/2024/09/20240724_Wind-power-Sepulveda_PAPER-v13-FINAL.pdf>.

* Edgardo Sepulveda est économiste spécialisé en règlementation et cumule plus de trente ans d'expérience dans les secteurs de l'électricité et des télécommunications. Il a conseillé des gouvernements, des organismes de règlementation, des entreprises, des syndicats et des défenseurs des consommateurs dans plus de 40 pays. Né au Chili, il parle couramment l'anglais et l'espagnol, en plus de posséder une bonne connaissance pratique du français. Il a détient un baccalauréat (avec une spécialisation) en économie de l'Université de la Colombie-Britannique et une maîtrise dans la même discipline de l'Université Queen's. En 2006, il a fondé l'entreprise Sepulveda Consulting Inc.

[2] Il s'agit notamment des travaux sur le réseau électrique du Texas de, Joseph Cullen, « Measuring the Environmental Benefits of Wind-Generated Electricity » (2013) 5:4 Am Econ J : Econ Pol'y, 107–33, en ligne : <doi.org/10.1257/pol.5.4.107>; Kevin Novan, « Valuing the Wind: Renewable Energy Policies and Air Pollution Avoided » (2015) 7:3 Am Econ J : Econ Pol'y, 291–326, en ligne : <doi.org/10.1257/pol.20130268>; d'autres études récentes analysant le réseau électrique de l'Ontario de Pejman Bahramian, Glenn P. Jenkins et Frank Milne, « The displacement impacts of wind power electricity generation: Costly lessons from Ontario », (2021) Energy Pol'y 151, en ligne : <doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112211> [*Bahramian*]; et de plusieurs autres régions des États-Unis d'Harrison Fell et Jeremiah X. Johnson, « Regional disparities in emissions reduction and net trade from renewables », (2021) 4 Nature Sustainability, 358–65, en ligne : <doi.org/10.1038/s41893-020-00652-9> [*Harrison Fell*].

études donnent à penser que les coûts-avantages rattachés à la production d'énergie éolienne, sur les plans social et climatique, sont intimement liés au réseau particulier en cause. Ainsi, plus le prix de l'énergie éolienne sur le réseau est bas et plus l'énergie éolienne modifie la production à émissions élevées, plus la production d'énergie éolienne entraînera des retombées positives sur les plans social et climatique; et inversement. Pour la période de 2020 à 2023, nous constatons que le coût net négatif de l'énergie éolienne est important en raison des prix relativement élevés de l'énergie éolienne en Ontario et de la faible compensation des émissions que permet la production éolienne.

Le deuxième chapitre de *Chasing the Wind: The value of wind generation in a low-emission nuclear and hydro-dominant grid – the case of Ontario* présente un résumé de la politique de mise en œuvre de l'énergie éolienne de l'Ontario et porte sur la façon dont elle a entraîné un prix moyen relativement élevé de 151 $/MWh dans cette province au cours de la période de 2020 à 2023. Nous passons ensuite en revue le profil éolien saisonnier de l'Ontario et examinons en quoi il est susceptible d'interagir avec le bouquet actuel de sources de production et l'intensité des émissions. Dans le troisième chapitre, on présente les résultats de l'analyse de régression de l'interaction de la production éolienne avec d'autres technologies de production. Nous appliquons les résultats de la régression à une analyse coûts-avantages de la production éolienne et constatons que les coûts sont largement supérieurs aux avantages pour la période de 2020 à 2023. Nous effectuons également une analyse prospective des coûts et des avantages pour la période de 2027 à 2030, puis calculons un « seuil d'équilibre » des coûts et avantages de l'énergie éolienne chiffré au prix de 46 $/MWh. Le quatrième chapitre traite de la politique, et la conclusion se trouve au cinquième chapitre.

L'ÉNERGIE ÉOLIENNE DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

La capacité éolienne installée de l'Ontario de 5,5 GW[3] a largement évolué au sein d'un secteur de l'électricité unique en Amérique du Nord, caractérisé par un mécanisme restructuré à acheteur unique reposant sur des contrats sur différence (« CsD ») à l'échelle du réseau, des revenus majoritairement hors marché et des subventions élevées[4].

En prévision de l'ouverture du marché en mai 2002, Ontario Hydro a été divisé en plusieurs entités. En 2005, le nouveau gouvernement a établi le modèle à acheteur unique pour la production d'électricité en Ontario en créant l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). Celui-ci est responsable de la passation de marchés auprès de producteurs existants et nouveaux qui n'étaient pas autrement règlementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »). En fait, pratiquement toutes les ressources éoliennes de l'Ontario ont été achetées centralement par le gouvernement. Pour lier l'élément administratif de l'OEO à l'élément concurrentiel de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »), le gouvernement a mis en place un mécanisme de CsD à l'échelle du secteur en 2005. Les entités productrices devaient recevoir des revenus du marché fondés sur le prix horaire de l'énergie en Ontario (« PHEO »), auxquels s'ajouteraient des paiements hors marché de CsD équivalant à la différence entre leur « prix d'exercice » individuel (fixé par règlement ou contrat) et le PHEO. Ces paiements de type CsD sont financés par le mécanisme de rajustement global (« RG »), qui a généralement été entièrement recouvré au moyen des tarifs.

Le premier parc éolien commercial de l'Ontario est entré en service en 2002, mais ce n'est qu'en 2004, lorsque le gouvernement a mis en œuvre

[3] Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Réseau électrique de l'Ontario : Sources d'approvisionnement et production » (consulté le 22 janvier 2025), en ligne : <www.ieso.ca/francais/Reseau-electrique-de-lOntario/Sources-dapprovisionnement-et-production>.

[4] Pour un aperçu des premières réformes, voir Michael Trebilcock & Roy Hrab, « Electricity Restructuring in Ontario » (2005) 6:1 Energy J, en ligne : <journals.sagepub.com/doi/abs/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol26-No1-6>; pour une mise à jour, y compris sur le RG et les prix croissants, voir Edgardo Sepulveda, « Power to the people: Privatization and electioneering have made electricity prices unbearable in Ontario » (1 mai 2018), en ligne : <www.policyalternatives.ca/news-research/power-to-the-people>; et pour en savoir plus sur le subventionnement, voir Edgardo Sepulveda, « Ontario election: The $6.9 billion budget item that (almost) no one is talking about » (19 mai 2022), en ligne : <www.tvo.org/article/ontario-election-the-69-billion-budget-item-that-almost-no-one-is-talking-about>.

l'initiative d'approvisionnement en énergie renouvelable (« AER »), que la production éolienne a pris son envol en Ontario. D'autres itérations de l'initiative ont eu lieu en 2005 (« AER II ») et en 2007 (« AER III »), puis le Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable (« POSER ») a vu le jour en 2006. Pour accélérer la mise en œuvre de solutions de production fondées sur l'énergie éolienne et solaire, le gouvernement a adopté la *Loi sur l'énergie verte et l'économie verte*[5] (« *LEVEV* ») en 2009, qui sera plus tard renommée la *Loi sur l'énergie verte*[6], avant d'être abrogée en 2018. Inspirées des textes législatifs en la matière de l'Allemagne, ses dispositions clés comprenaient le déploiement de l'approche standard d'offre de tarifs de rachat garantis (« TRG ») aux fins de l'approvisionnement afin que les projets éoliens soient développés, détenus et exploités sous la forme de producteurs d'électricité indépendants (« PEI »). Les contrats d'énergie éolienne comportaient généralement des « clauses d'indexation » qui prévoyaient d'augmenter le taux d'un cinquième du taux d'inflation. Le prix contractuel moyen de l'énergie éolienne pour la période de 2014 à 2019 était de 143 $/MWh et a augmenté à 151 $/MWh pour la période de 2020 à 2023.

Les avantages climatiques de l'énergie éolienne dépendront généralement de son profil particulier, y compris des facteurs de capacité au cours de l'année, et de la façon dont ils interagissent avec l'éventail de sources de production existantes et l'intensité de leurs émissions. À une extrémité du spectre, dans un réseau à émissions relativement élevées dominé par le charbon ou le pétrole, par exemple, l'énergie éolienne aura tendance à présenter un avantage climatique relativement plus élevé si elle peut remplacer le charbon ou le pétrole sur une base de comparaison en MWh. À l'autre extrémité du spectre, dans un réseau à émissions relativement faibles dominé par le nucléaire ou l'hydroélectricité produite sans charbon, comme c'est le cas en Ontario, l'énergie éolienne devrait présenter des avantages relativement moindres sur le plan du climat.

La figure 1 présente les facteurs de capacité mensuelle moyens de l'État de New York[7] (NYISO 2024 et années antérieures), de l'Alberta[8] et des États des « basses plaines », tels que définis par la U.S. Energy Information Administration (« EIA ») — qui englobent le Texas, l'Oklahoma, le Kansas et le Nouveau-Mexique[9] pour certaines périodes[10] à des fins de comparaison du profil éolien moyen de l'Ontario pour la période de 2020 à 2023. À l'exception de l'Alberta, les autres profils de la figure 1 suivent une courbe en forme de « M », avec des pics vers mars et novembre et un creux prononcé en juillet-août. Les facteurs de capacité mensuelle de l'Ontario sont toujours plus élevés que ceux de New York, ce qui indique que le profil éolien de l'Ontario est supérieur. Toutefois, le facteur de capacité éolienne moyen de 31 % en Ontario est inférieur à celui de l'Alberta (34 %) et des basses plaines (38 %). L'Ontario se compare généralement favorablement à ces autres régions pendant les périodes de pointe; c'est le creux plus prononcé et prolongé de l'Ontario durant l'été qui fait baisser son facteur de capacité annuelle moyen.

---

[5] *Loi de 2009 sur l'énergie verte*, LO 2009, c 12, annexe A.

[6] *Ibid*.

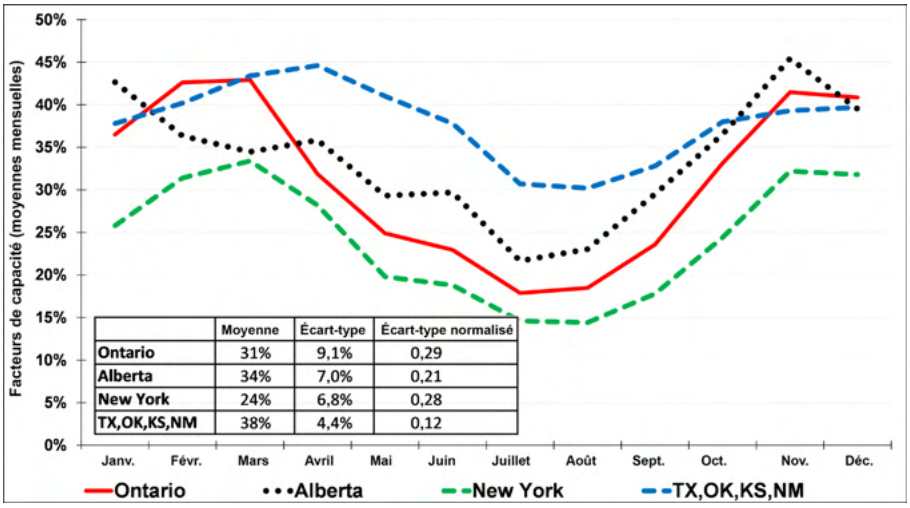
[7] New York Independent System Operator, « NYCA Renewables 2023 » (consulté le 22 janvier 2025), en ligne : <www.nyiso.com/documents/20142/29609937/2023-NYCA-Renewables-Presentation.pdf/b4b189e8-e213-baf1-9f81-ac425342a2ea>.

[8] Alberta Electricity System Operator, *Annual Market Statistics Report*, Market Analytics, 2024, en ligne : <www.public.tableau.com/app/profile/market.analytics/viz/AnnualStatistics_16161854228350/Introduction>.

[9] Voir United States Energy Information Administration, « U.S. wind generation falls into regional patterns by season » (30 novembre 2022), en ligne : <www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=54819>.

[10] Les données pour l'Ontario, le NYISO et l'AESO sont des moyennes mensuelles pour la période de 2020 à 2023; pour les États des basses plaines, il s'agit de données pour la période de 2016 jusqu'à la mi-2022.

Figure 1 : Facteurs de capacité éolienne moyens pour la période de 2020 à 2023[11], par mois



	Moyenne	Écart-type	Écart-type normalisé
Ontario	31%	9,1%	0,29
Alberta	34%	7,0%	0,21
New York	24%	6,8%	0,28
TX,OK,KS,NM	38%	4,4%	0,12

Ce rapport innove en ce que l'analyse de régression et l'analyse coûts-avantages tiennent compte de cette variation saisonnière. En effet, dans les autres sections du rapport, nous utilisons des données hebdomadaires, de la semaine 1 jusqu'à la semaine 52 de l'année, afin de mieux saisir ce caractère saisonnier. Nous constituons une base de données sur mesure pour les quatre dernières années disponibles, soit 2020 à 2023, en utilisant des données accessibles au public.[12] On se sert de cette base de données dans le présent chapitre pour en présenter graphiquement les résultats. Dans le chapitre 3, elle sert de base pour effectuer les analyses de régression et des coûts-avantages. Cette donnée horaire[13] n'est disponible que pour la capacité de production connectée en transmission, qui couvre 92 % de toute la production (la capacité de production connectée en distribution constituant les 8 % restants), alors que ces ratios pour l'énergie éolienne sont de 89 % et de 11 % respectivement[14].

La figure 2 illustre la demande horaire moyenne et la production pour les années de 2020 à 2023, par semaine de l'année. Le tableau 1 présente les moyennes, les écarts-types et les corrélations. La demande en Ontario est caractérisée par deux creux (semaines 15 à 20 et semaines 39 à 43) et deux pics (semaines 27 à 34 en été et un pic hivernal de la semaine 49 au début de l'hiver d'une année donnée jusqu'à la semaine 7 vers la fin de l'hiver de l'année suivante). La période de pointe estivale est associée à une demande plus importante pour la climatisation des espaces intérieurs et la période de pointe hivernale est associée à une demande plus élevée pour le chauffage des espaces intérieurs et à l'utilisation industrielle.

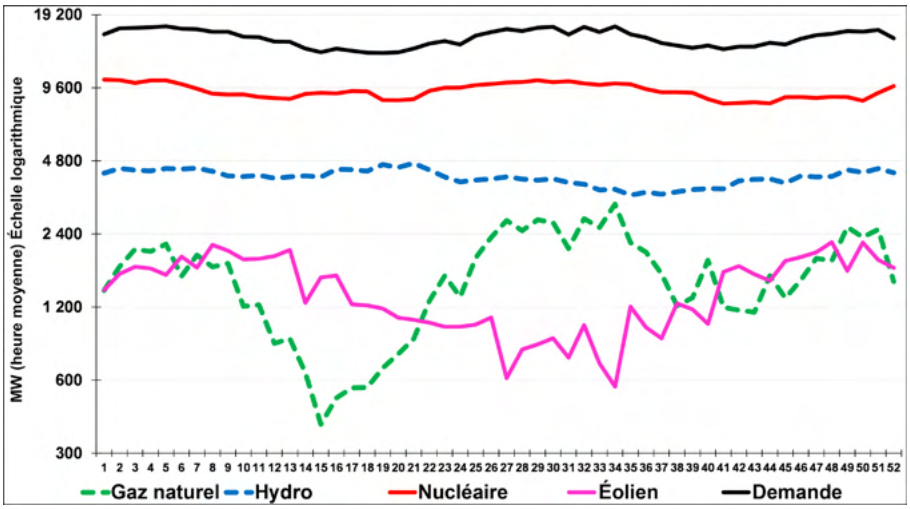
[11] Les données pour les États des basses plaines (TX, OK, KS, NM) sont présentées pour la période de 2016 jusqu'à la mi-2022.

[12] Voir Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Public Reports Data Portal » (consulté le 22 janvier 2025), en ligne : <www.reports.ieso.ca/public>.

[13] Pour notre base de données, nous utilisons l'heure comme unité de base d'analyse et regroupons toutes les heures par périodes de sept jours à partir du 1er janvier de chaque année, de la semaine 1 jusqu'à la semaine 52. Cinquante-deux semaines de sept jours totalisent 364 jours. Il nous faut donc ajouter un huitième jour à l'une des semaines pour avoir les 365 jours nécessaires. Chacune des semaines de la semaine 1 à la semaine 51 compte sept jours, ce qui donne un total de 672 heures (24 heures x 7 jours x 4 ans). Une journée supplémentaire sera ajoutée à la semaine 52 ce qui portera le total à 768 heures (24 heures x 8 jours x 4 ans). À des fins d'analyse, nous excluons les 24 points de données horaires pour le 29 février 2020, une année bissextile.

[14] *Supra* note 3.

Figure 2 : Demande et production moyennes en Ontario pour la période de 2020 à 2023, par semaine



Le tableau 1 montre que la demande moyenne était de 15 422 MW et que l'écart-type normalisé était de 0,08. La production éolienne a atteint en moyenne 1 425 MW avec un écart-type normalisé de 0,32, tandis que celui-ci était encore plus élevé à 0,42 dans le cas du gaz naturel. La production d'énergie nucléaire[15] est positivement corrélée avec la demande ontarienne (coefficient de corrélation r = 0,649)[16]. La production d'énergie à partir du gaz naturel est très fortement corrélée avec la demande de l'Ontario (r = 0,862), ce qui reflète sa fonction de ressource en période de pointe. En revanche, la production éolienne n'est pas corrélée avec la demande de l'Ontario (r = 0,047). Le tableau 1 démontre une corrélation négative entre la production éolienne et la production à partir du gaz naturel (r = -0,266), ce qui indique que la production éolienne n'a pas modifié la production à partir du gaz naturel de manière efficace en Ontario.

Tableau 1 : Statistiques descriptives sur la production et la demande en Ontario pour la période de 2020 à 2023, par semaine

	Gaz naturel	Hydro	Nucléaire	Éolien	Demande
Moyenne (MW)	1 661	4 115	9 324	1 425	15 422
Écart-type (MW)	683	302	641	460	1 209
Écart-type normalisé	0,41	0,07	0,07	0,32	0,08
Corrélation avec la demande	0,862	0,032	0,649	0,047	1,000
Corrélation avec le gaz naturel	1,000	-0,267	0,539	-0,266	0,862

[15] Ce type de « suivi de charge » saisonnier à l'énergie nucléaire est rendu possible par la planification des arrêts d'entretien du parc de 18 réacteurs nucléaires de l'Ontario d'une manière coordonnée et tenant compte de la demande ontarienne.

[16] Le coefficient de corrélation « r » mesure la force de la relation entre deux variables, allant de -1,00 (la corrélation négative parfaite signifie que deux variables se déplacent dans une direction opposée) à 1,00 (la corrélation positive parfaite signifie que deux variables se déplacent dans la même direction tout le temps), 0,00 signifiant non corrélé.

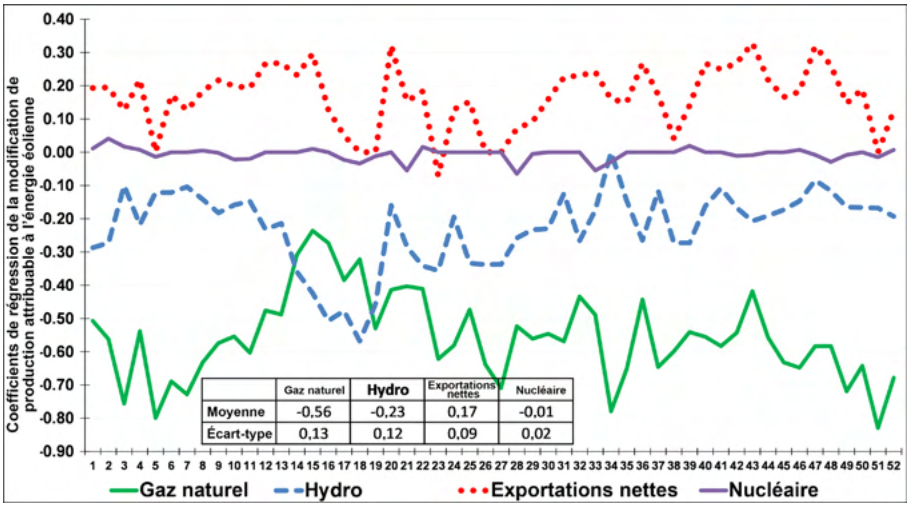
ANALYSE DE RÉGRESSION ET ANALYSE COÛTS-AVANTAGES

Le présent chapitre présente l'analyse de régression qui vise à évaluer les interactions entre la production d'énergie éolienne et le réseau nucléaire et hydroélectrique dominant de l'Ontario au cours des quatre années de la période de 2020 à 2023. Nous appliquons les résultats de la régression à une analyse coûts-avantages fondée sur des données historiques de la production éolienne pour la période de 2020 à 2023 et à une analyse coûts-avantages prospective pour la période de 2027 à 2030.

Notre objectif consiste à calculer les coefficients de régression qui permettent de déterminer si la production éolienne est statistiquement associée à des diminutions ou à des augmentations d'autres types de production, et de quantifier dans quelle mesure, le cas échéant. Pour les besoins de notre analyse, nous mettons l'accent sur les trois plus importantes technologies de production utilisées en Ontario, soit l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité et le gaz naturel. Nous modélisons également si et dans quelle mesure la production d'énergie éolienne entraîne une augmentation/diminution des exportations nettes en provenance ou à destination des autres provinces et des États-Unis. Notre travail se distingue de celui des études antérieures, car il tient compte en particulier de la variation saisonnière de l'énergie éolienne en calculant des régressions distinctes propres à chaque semaine de l'année pour la période de 2020 à 2023. Comme nous l'avons indiqué dans le chapitre précédent, nous regroupons les données horaires par semaine de l'année et effectuons 208 régressions, soit une pour chaque semaine de l'année (52 semaines) et pour quatre variables (gaz naturel, hydroélectricité, énergie nucléaire et exportations nettes).

La figure 3 présente les résultats des coefficients d'interaction de l'énergie éolienne pour les 208 régressions. Les coefficients statistiquement significatifs sont présentés en indiquant le résultat précis; les coefficients non statistiquement significatifs sont indiqués par le résultat zéro. Dans l'ensemble, les résultats de la régression étaient grandement significatifs, le R2 et d'autres paramètres de signification rajustés étant relativement élevés. Ces coefficients indiquent, en moyenne, qu'une production éolienne de 1,00 MWh était statistiquement associée à ce qui suit : une diminution (modification) de -0,56 MWh de la production d'énergie à partir du gaz naturel, une diminution (modification) de -0,23 MWh de production d'énergie hydroélectrique, une augmentation (contribution) de 0,17 MWh des exportations nettes et une incidence minimale (-0,01 MWh) sur la production d'énergie nucléaire. Ces résultats indiquent qu'environ seulement 56 % de la production éolienne permet de modifier la production d'énergie à partir du gaz naturel, dans le réseau à faibles émissions de l'Ontario dominé par les sources nucléaires et hydroélectriques.

Figure 3 : Coefficients de régression de l'énergie éolienne pour la période de 2020 à 2023, par semaine



	Gaz naturel	Hydro	Exportations nettes	Nucléaire
Moyenne	-0,56	-0,23	0,17	-0,01
Écart-type	0,13	0,12	0,09	0,02

La figure 3 souligne l'importance de la variation saisonnière autour de ces moyennes annuelles. Par exemple, pendant le pic hivernal de la demande en Ontario à la semaine 5, elle indique que chaque 1,00 MWh d'énergie éolienne a modifié -0,80 MWh la production d'énergie à partir du gaz naturel. En revanche, à la semaine 15, chaque 1,00 MWh d'énergie éolienne a modifié en moyenne seulement -0,24 MWh de la production d'énergie à partir du gaz naturel. Les avantages climatiques associés à la modification de la production à partir du gaz naturel attribuable à la production éolienne dépendent donc de la semaine de l'année.

La figure 4 illustre une modification de la production à partir du gaz naturel attribuable à la production d'énergie éolienne. Par souci de clarté, la production d'énergie à partir du gaz naturel n'a pas été réellement modifiée — il s'agit d'une estimation de la production d'énergie à partir du gaz naturel qui aurait été nécessaire si la source éolienne n'avait pas été disponible. Il s'agit de la production à partir du gaz naturel qui a été évitée. Par exemple, au cours de la semaine 5, l'énergie éolienne a permis de modifier d'environ 1 302 MW la production d'énergie produite à partir du gaz naturel par heure. En revanche, au cours de la semaine 15, l'énergie éolienne a modifié de seulement 375 MW en moyenne la production d'énergie à partir du gaz naturel par heure.

La figure 5 présente directement ces avantages pour le climat en indiquant la quantité d'émissions de CO_2 évitée grâce à la production d'énergie éolienne. Elle illustre qu'en moyenne, une « production éolienne » de 1,00 MWh entraîne une modification de 0,227 tCO_2 (compensation des émissions grâce à la production d'énergie éolienne), alors qu'une « capacité de production » d'énergie éolienne de 1,00 MW entraîne une modification de 0,072 tCO_2 par heure (compensation des émissions grâce à la capacité de production d'énergie éolienne). Cela confirme que le ratio d'évitement des émissions de CO_2 attribuable à la capacité et à la production (0,072/0,227) correspond au facteur de capacité éolienne moyen (31 %). Du point de vue de la capacité, la figure 5 démontre que la valeur de la capacité éolienne sur le plan du climat est plus faible au cours des semaines 14 à 34, pendant lesquelles une capacité de 1,00 MW n'entraîne qu'une modification de 0,043 tCO_2 par heure.

Figure 4 : Moyenne de la production à partir du gaz naturel et modification pour la période de 2020 à 2023, par semaine

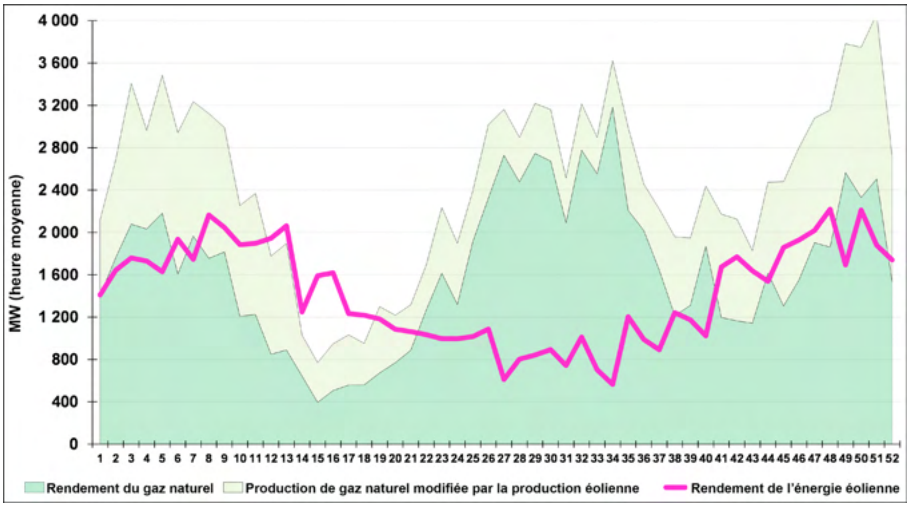
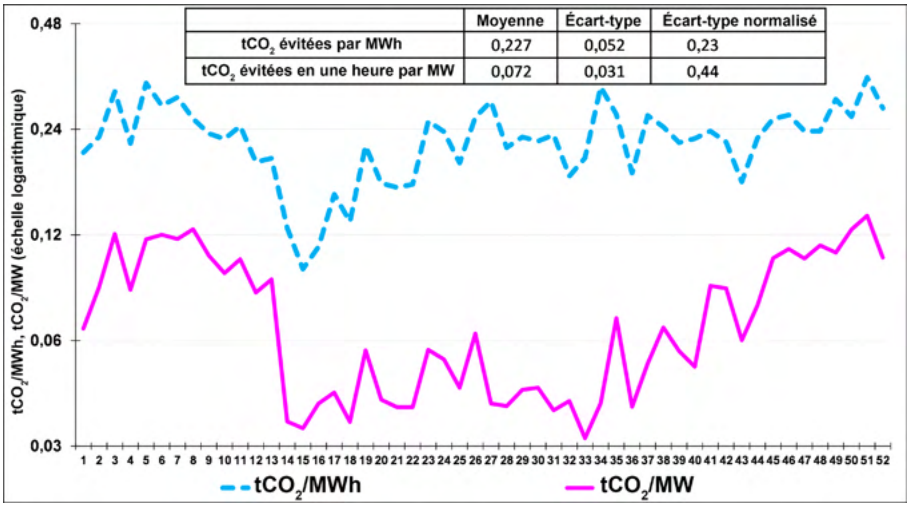


Figure 5 : Réductions des émissions de CO_2 attribuables à l'énergie éolienne pour la période de 2020 à 2023, par semaine



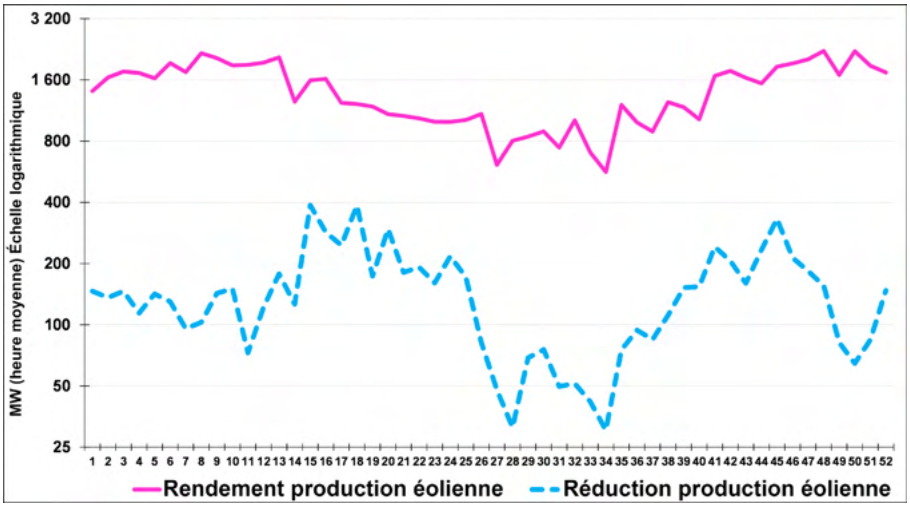
La présente section élargit cette analyse afin d'évaluer le rapport coûts-avantages dans une perspective plus complète (y compris l'estimation des répercussions financières du mode d'interaction de l'énergie éolienne avec les autres ressources de production et les exportations nettes modélisées), ainsi que pour attribuer une valeur monétaire aux émissions de CO_2 évitées exprimée comme coût social du carbone (« CSC »). Du point de vue de l'Ontario, l'analyse coûts-avantages comporte deux éléments du côté des coûts et quatre éléments du côté des avantages. Nous en discutons ci-dessous.

Du côté des coûts, les deux éléments sont les dépenses associées à la production d'énergie éolienne et à la réduction de la production d'énergie éolienne. Les dépenses annuelles moyennes liées à la production d'énergie éolienne sont égales à la production moyenne pour la période de 2020 à 2023 (12,5 TWh) multipliée par le prix moyen de l'énergie éolienne au cours de la même période (151 $/MWh).

L'Ontario est un exportateur net d'électricité depuis la fin des années 2000, principalement en raison de ce que la SIERE appelle le « surplus de charge de base » (« SCB »), qui se produit lorsque la production d'électricité à partir du nucléaire, de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire est supérieure à la demande de l'Ontario[17]. Pour garantir la stabilité du réseau, la SIERE doit équilibrer les situations de production excédentaire et déficitaire. La première « soupape de sortie » de la SIERE dans les situations de production excédentaire consiste à augmenter les exportations; la deuxième consiste à réduire la production en Ontario, y compris la production d'énergie éolienne. Ces diminutions de la production éolienne sont appelées « réductions ». Comme dans d'autres territoires de compétence, les PEI du secteur éolien sont compensés pour les réductions. La SIERE calcule la capacité estimée de chaque éolienne en Ontario au regard d'une série de paramètres, y compris la capacité installée disponible et la vitesse réelle du vent à l'emplacement, en fonction des capteurs. La différence entre la production d'énergie éolienne réelle et celle prévue par la SIERE est appelée « production éolienne réduite ». Les dépenses annuelles moyennes associées à la production éolienne réduite sont égales à la réduction moyenne de la production éolienne au cours de la période de 2020 à 2023 (1,3 TWh) multipliée par le prix moyen de l'énergie éolienne au cours de la même période (151 $/MWh).

[17] Ontario Power Generation, *OPG Reports 2023 Financial Results*, Toronto : Ontario Power Generation Inc., 2024, en ligne (pdf) : <www.opg.com/documents/2023-financial-results-pdf>.

Figure 6 : Production éolienne moyenne en Ontario et réductions pour la période de 2020 à 2023, par semaine



La figure 6 illustre la production éolienne horaire moyenne et les réductions pour la période de 2020 à 2023. La réduction de la production éolienne atteint un sommet pendant les crues nivales des semaines 16 à 21 et un creux pendant la période de pointe de la demande en été en Ontario (c.-à-d. les semaines 27 à 34).

Il y a quatre éléments du côté des avantages : les économies financières découlant d'une diminution de la production hydroélectrique et à partir du gaz naturel, l'augmentation des revenus provenant de l'augmentation des exportations nettes et les avantages financiers découlant de l'évitement d'émissions de CO_2. Nous ne tenons pas compte des répercussions financières de l'énergie nucléaire, étant donné que l'énergie éolienne a une incidence minime sur cette forme de production.

Nos estimations fondées sur la régression indiquent que la production éolienne a permis de réduire la production hydroélectrique d'une moyenne de 2,7 TWh par année au cours de la période de 2020 à 2023. Nous calculons le prix effectif de cette réduction en associant la production hydroélectrique réduite attribuable à la production éolienne avec la perte de production hydroélectrique attribuable aux conditions de SCB. L'Ontario Power Generation (OPG), qui détient 84 % des ressources hydroélectriques de l'Ontario, a déclaré avoir renoncé à une production de 2,2 TWh/année au cours de la période de 2020 à 2023[18]. Ainsi, pour l'ensemble du secteur, cette renonciation représenterait 2,6 TWh/année, ce qui se rapproche beaucoup des estimations fondées sur la régression. OPG a reçu une compensation pour la production hydroélectrique à laquelle il a renoncé à raison de 30 $/MWh en fonction d'une série de comptes de report approuvés par la CEO. Au cours de cette période, le prix de l'électricité règlementé d'OPG était de 43 $/MWh; l'écart entre ce prix et le prix compensatoire (30 $/MWh) correspond donc aux économies par MWh attribuables à l'énergie éolienne (13 $/MWh).

Comme nous l'avons vu ci-dessus, la production d'électricité à partir du gaz naturel en Ontario sert de source d'appoint en période de pointe et de renfort pour les énergies éolienne et solaire et non pas pour assurer une « charge de base »; elle n'est généralement pas assujettie aux réductions liées aux SCB. La façon dont sont établis les contrats d'achat de gaz naturel reflète le profil de la ressource en Ontario. En effet, environ 70 % de la production à partir du gaz naturel fait l'objet de contrats prévoyants des paiements mensuels établis en fonction de revenus présumés qui visent à promouvoir la disponibilité d'une capacité de production à partir de cette source

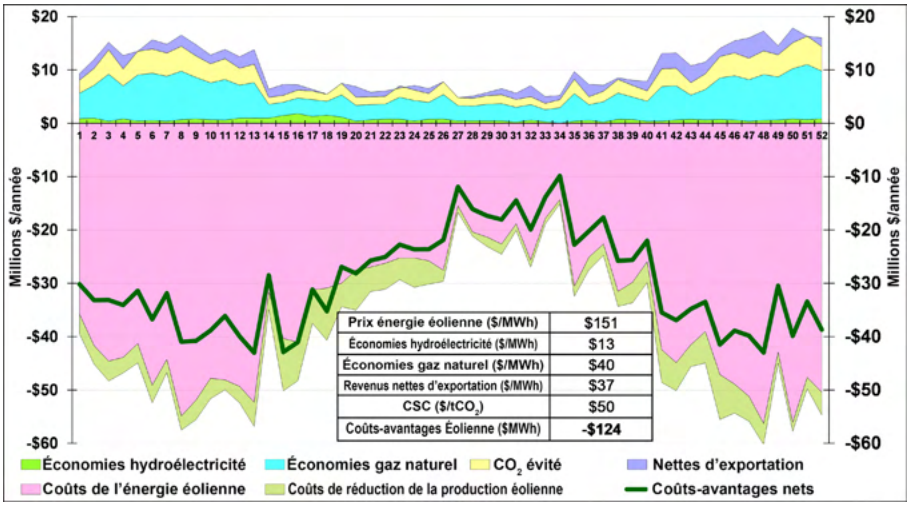
[18] *Ibid.*

d'énergie lorsque celle-ci devient nécessaire[19]. En vertu de cet arrangement contractuel particulier, les économies découlant de la modification de la production à partir du gaz naturel sont égales à la valeur du gaz naturel et des autres coûts variables approuvés. Les économies liées à la production à partir du gaz naturel sont donc fondées sur le prix moyen du gaz naturel au carrefour Dawn au cours de la période de 2020 à 2023 (4,50 $/MBTU) multiplié par le gaz naturel économisé (54,1 millions de MBTU/année). Cela équivaut à 34,5 $/MWh pour 7,0 TWh, ce à quoi nous ajoutons 5 $/MWh comme approximation des autres coûts variables.

Nous calculons les revenus des exportations nettes en multipliant les exportations nettes supplémentaires moyennes fondées sur la régression pour la période de 2020 à 2023 (2,2 TWh) par le prix moyen des exportations nettes de 37 $/MWh. Pour chiffrer la valeur financière du CO_2 évité, nous utilisons un CSC de 50 $/t$CO_2$[20] et le multiplions par les émissions évitées (2,9 MtCO_2) résultant de la modification de la production d'énergie à partir du gaz naturel.

La figure 7 présente les résultats sommaires de l'analyse coûts-avantages pour la période de 2020 à 2023. On y traite de deux éléments liés au coût et des quatre éléments liés aux avantages, ainsi que des coûts-avantages globaux. Pour faciliter les comparaisons avec d'autres scénarios, nous calculons le résultat coûts-avantages en MWh, à -124 $/MWh. Cela signifie que les coûts de la production d'énergie éolienne en Ontario au cours de la période de 2020 à 2023 ont largement dépassé les avantages sur le plan du climat et les autres avantages correspondants. Ce résultat s'explique par le prix contractuel relativement élevé de l'énergie éolienne au cours de la période (151 $/MWh) et par le constat que la production d'énergie éolienne a modifié une partie de la production d'électricité à partir de gaz naturel, mais elle a aussi modifié une production hydroélectrique à zéro émission, moins coûteuse, en plus de contribuer à des prix des exportations nettes plus bas.

Figure 7 : Coûts-avantages moyens de la production d'énergie éolienne pour la période de 2020 à 2023, par semaine



[19] En résumé, pour chaque centrale au gaz naturel distincte, la SIERE établit un montant fixe pour payer les coûts fixes d'immobilisations et d'exploitation, comme s'il n'y avait pas de production à partir du gaz naturel. De ce montant, la SIERE déduit les revenus nets que le producteur particulier aurait dû toucher (« revenus présumés ») sur le marché, après avoir payé le gaz naturel et d'autres coûts variables approuvés. Les heures de production présumées sont celles au cours desquelles le PHEO a dépassé les coûts variables nets approuvés pour l'exploitant en question. Pour assurer la capacité de réserve, ce système « complète » les revenus nets de l'énergie avec une forme de paiement pour capacité pour remettre les producteurs dans la position sur le marché dans laquelle ils auraient autrement été.

[20] Voir *Bahramian*, *supra* note 2. Basé sur la publication du gouvernement du Canada « La tarification du carbone : cadre de règlementation du système de tarification fondé sur le rendement » (modifié le 31 janvier 2018), en ligne : <www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/action-pour-climat/tarification-pollution-carbone/systeme-tarification-fonde-rendement.html>.

Nous poursuivons maintenant en établissant les estimations de l'analyse coûts-avantages prospective pour la période de 2027 à 2030. Nous avons choisi cette période parce qu'elle est relativement proche du point de vue des systèmes énergétiques et que, par conséquent, les paramètres de régression que nous avons calculés pour la période de 2020 à 2023 devraient demeurer raisonnablement valides. Notre analyse porte sur deux scénarios. L'un concerne les anciens projets éoliens dont les contrats de 20 ans viendraient à échéance aux alentours de cette période. Comme dans le cas d'autres ressources dont les contrats sont arrivés à échéance, la SIERE et les PEI du secteur éolien pourraient nourrir un intérêt mutuel à renouveler des contrats, selon l'état opérationnel des ressources. Notre étude comporte une évaluation du prix auquel un tel renouvellement de contrat pourrait être rentable. Notre travail nous permet également de mieux comprendre les coûts et les avantages des nouveaux projets éoliens[21].

Pour le scénario de la période de 2027 à 2030, nous conservons la plupart des paramètres que nous avons utilisés pour l'analyse de la période de 2020 à 2023, à l'exception de la mise à jour du prix du gaz naturel en fonction d'une prévision moyenne de 6,35 $/MBTU pour la période de 2027 à 2030[22]. Comme base, nous utilisons un prix de référence (arrondi) de 80 $/MWh pour l'énergie éolienne, fondé sur l'application du facteur de capacité éolienne de l'Ontario de 31 poru cent au coût normalisé de l'énergie (CNE) pour le secteur éolien[23] établi dans une étude récente. Compte tenu de la trajectoire récente des CNE du secteur éolien et de l'incertitude quant à l'évolution de ce secteur, nous utilisons le même montant nominal de 80 $/MWh pour la période de 2027 à 2030.

La figure 8 présente les résultats pour la période de 2027 à 2030, avec un résultat coûts-avantages de -38 $/MWh. Ce résultat est fondé sur une augmentation de 10 % de la production d'énergie éolienne par rapport au montant de référence, mais le résultat normalisé selon la taille de -38 $/MWh s'applique également aux projets existants et aux nouveaux projets éoliens dont les contrats ont été renouvelés. Ces résultats donnent à penser que même avec le prix de référence le plus bas de 80 $/MWh par rapport au prix de 151 $/MWh qui s'est maintenu pendant la période de 2020 à 2023, les coûts associés à la production d'énergie éolienne dépassent toujours les avantages sur le plan du climat et les autres avantages correspondants.

Il existe un nombre infini de variations possibles des valeurs de base et de référence pour mettre à l'épreuve la sensibilité des résultats de référence pour la période de 2027 à 2030. Par exemple, nous pouvons calculer le « seuil d'équilibre » du prix de l'énergie éolienne à 46 $/MWh qui serait requis pour établir le rapport coûts-avantages pour la période de 2027 à 2030 à 0 $/MWh. Le prix d'équilibre de 46 $/MWh est bien en deçà du prix moyen réel de 151 $/MWh pour la période de 2020 à 2023 et du prix de référence fondé sur le CNE de 80 $/MWh pour la période de 2027 à 2030. Nous pouvons calculer qu'avec un CSC de 0 $, le prix de l'énergie éolienne atteindrait le seuil d'équilibre à 36 $, tandis qu'un CSC de 150 $/t$CO_2$[24] se traduirait par un prix de l'énergie éolienne de 67 $/MWh.

---

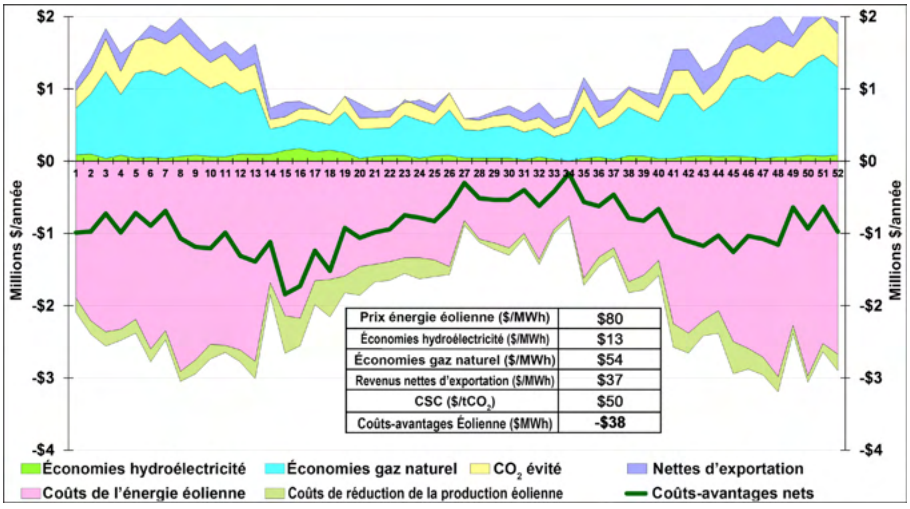
[21] D'un point de vue conceptuel, la plus grande différence entre l'analyse coûts-avantages des anciens ou des nouveaux projets consisterait en l'inclusion, dans ces derniers, du coût du système et des autres coûts liés à l'ajout de nouvelles éoliennes. Cela comprendrait de nouvelles ressources de transmission pour permettre l'expansion du secteur éolien, peut-être de nouvelles installations d'appoint ou de stockage et des services auxiliaires connexes. Bien que ce type de modélisation détaillée dépasse la portée de la présente étude, il est important de garder à l'esprit que ces coûts supplémentaires seront probablement importants. Par exemple, la SIERE estime que le coût moyen d'une nouvelle ressource de transmission jusqu'en 2050 pour les projets éoliens est de l'ordre de 25 $/MWh. Voir Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Pathways to Decarbonization*, Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, 2022, en ligne (pdf) : <www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/gas-phase-out/Pathways-to-Decarbonization.pdf>.

[22] Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *2024 Annual Planning Outlook: Resource Costs and Trends*, Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, 2024, en ligne (pdf) : <www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/apo/Mar2024/Resource-Costs-and-Trends.pdf>.

[23] National Renewable Energy Laboratory, « 2022 Cost of Wind Energy Review » (consulté le 22 janvier 2025), en ligne (pdf) : <www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf>.

[24] Gouvernement du Canada, « Mise à jour de L'approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone 2023-2030 » (modifié le 5 août 2021), en ligne : <www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/fonctionnement-tarification-pollution/tarification-pollution-carbone-modele-federal-information/modele-federal-2023-2030.html>.

Figure 8 : Coûts-avantages moyens de la production d'énergie éolienne pour la période de 2027 à 2030, par semaine



Nos résultats de régression sont comparables à ceux d'une étude antérieure réalisée en Ontario[25], ce qui prête à penser que les résultats sont robustes par rapport à la période et au niveau d'agrégation des données. La compensation des émissions grâce à la production d'énergie éolienne de l'Ontario est relativement faible, à seulement 43 % de celle du Texas (0,227 comparativement à 0,53 tCO_2/MWh)[26]. Cela reflète le fait qu'en Ontario, une production d'énergie éolienne de 1,00 MWh ne modifie que de 0,56 MWh la production d'énergie à partir du gaz naturel, une technologie à émissions relativement faibles, comparativement à d'autres régions où la production d'énergie éolienne a tendance à modifier relativement plus la production d'énergie à partir du charbon ou du gaz naturel. De même, en raison du facteur de capacité éolienne relativement modeste de l'Ontario, la compensation des émissions liée à sa capacité éolienne est relativement plus faible que celle du Texas, à seulement 37 % (0,072 par rapport à 0,196 tCO_2/MW par heure)[27].

DISCUSSION SUR LA POLITIQUE

Notre analyse peut éclairer les solutions stratégiques possibles en ce qui a trait aux anciens et aux nouveaux projets éoliens.

Pour les anciens projets éoliens dont les contrats arrivent à échéance avant 2030, les propriétaires auront le choix déclasser ou de poursuivre leurs activités « sans modification » ou de procéder à une remise en service partielle ou complète. Sur le plan financier, les PEI du secteur éolien reconnaîtraient qu'il est peu probable que la reconduction du contrat à 151 $/MWh ou près soit politiquement ou économiquement faisable et que la poursuite des opérations pourrait se faire dans le cadre d'un nouveau contrat avec la SIERE ou sans contrat, soit sur la base purement du PHEO en tant que participant au marché ou dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité auprès d'une tierce partie (« CAE »). Du point de vue de la SIERE, notre analyse révèle clairement que le prix contractuel au seuil d'équilibre pour la société est d'environ 46 $/MWh. En supposant que le financement initial du projet éolien en Ontario était échelonné sur une période de 20 ans ou moins, à la résiliation du contrat, les

[25] Voir *Bahramian*, *supra* note 2.

[26] *Harrison Fell*, *supra* note 2.

[27] *Ibid.*

coûts différentiels de l'exploitation à long terme sans ou avec une remise en service partielle modeste pourraient bien être égaux ou inférieurs à 46 $/MWh. En comparaison, l'attrait relatif de la solution de rechange basée uniquement sur le PHEO dépendrait des prévisions à long terme à son sujet. Le PHEO s'est établi en moyenne à 30 $ au cours de la période de 2020 à 2023, avec un sommet annuel de 47 $ en 2022 pendant la crise énergétique.

La SIERE pourrait choisir de concevoir et de proposer une offre standard de reconduction de contrat d'énergie éolienne à raison de 46 $/MWh pour un mécanisme de type CsD d'une durée maximale de dix ans. Les PEI du secteur éolien seraient alors en mesure de décider s'ils optent pour le déclassement ou la poursuite de leurs activités en fonction de cette offre standard et de leur situation particulière. Certaines installations éoliennes seraient fermées, d'autres concluraient un nouveau contrat avec la SIERE, et d'autres pourraient poursuivre leurs activités dans le cadre d'un CAE auprès d'une tierce partie ou devenir de purs participants au marché. À titre de référence, pour l'Est des États-Unis, le CAE moyen en 2021-2022 prévoyait un prix d'environ 65 $/MWh[28].

Sur une base autonome, sans tenir compte des coûts supplémentaires de transmission et d'autres coûts du réseau, une perspective de type coûts-avantages semblable s'applique aux nouveaux projets éoliens. Du point de vue de la SIERE, le même prix contractuel au seuil d'équilibre pour la société d'environ 46 $/MWh s'applique. Toutefois, le nouveau prix de référence incluant l'infrastructure construite entraîne un écart important entre le prix social (46 $/MWh) et le coût privé (80 $/MWh). Il existe plusieurs solutions possibles à cet égard.

L'une d'entre elles consiste à continuer d'aller de l'avant dans le cadre de l'approche contractuelle actuelle du PEI du secteur éolien privé et à ce que la SIERE conçoive un processus concurrentiel d'enchères avec un « prix de réserve » maximal de 46 $/MWh. Le prix de réserve est crucial parce que s'il est fixé à un niveau trop élevé, il pourrait entraîner un faible rapport qualité-prix pour le public. En revanche, s'il est établi à un niveau trop bas, les PEI du secteur éolien pourraient décider de ne pas participer parce que ce prix ne permet pas d'atteindre leur coût moyen pondéré du capital (CMPC) cible. Une autre possibilité consiste à abandonner l'approche contractuelle en faveur du financement et de la compensation des projets éoliens sur la base d'une règlementation économique fondée sur le coût de service. Il n'y a pas de raison particulière pour laquelle le secteur éolien devrait être traité différemment de la majorité des ressources énergétiques de l'Ontario ou du Canada dans son ensemble. L'argument selon lequel l'approche contractuelle est toujours préférable à la règlementation économique ne tient tout simplement pas pour l'énergie éolienne en Ontario si l'on se reporte aux 20 dernières années. En effet, la règlementation économique pourrait mieux harmoniser les coûts pour le public avec les avantages pour le public.

Une troisième solution consisterait à tirer parti des économies d'échelle plus importantes et des coûts moins élevés du financement public, et à se doter de nouveaux projets éoliens appartenant à l'État et exploités par celui-ci. C'est déjà le cas d'environ la moitié de la capacité éolienne de l'Île-du-Prince-Édouard[29] et c'est là l'essentiel de la stratégie récemment annoncée au Québec qui vise à déployer 10 GW de nouvelles éoliennes publiques d'ici 2035. Hydro-Québec prétend que cette capacité pourrait permettre de réaliser des économies atteignant jusqu'à 20 % grâce à des achats centralisés et à d'autres économies d'échelle[30]. Les actifs éoliens entreraient dans la « base tarifaire » règlementée d'OPG et bénéficieraient du coût de financement plus faible associé aux sociétés d'État soutenues par la province, comparativement au financement privé.

---

[28] U.S. Department of Energy, *Land-Based Wind Market Report: 2023 Edition*, Lawrence Berkeley National Laboratory : Wind Energy Technologies Office of the U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2023, en ligne (pdf) : <www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/land-based-wind-market-report-2023-edition.pdf>.

[29] Prince Edward Island Energy Corporation, « What We Do » (consulté le 22 janvier 2025), en ligne (pdf) : <www.peiec.ca>.

[30] Hydro-Québec, *Stratégie de développement éolien : Tracer la voie vers une réussite collective*,Québec : Hydro-Québec, 2024, en ligne (pdf) : <www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/strategie-developpement-eolien.pdf>.

CONCLUSION

Nos recherches révèlent que les coûts de l'énergie éolienne ont largement dépassé les avantages qu'elle procure pour la société et le climat pour la période de 2020 à 2023, avec un coût net moyen de -124 $/MWh. Un tel résultat négatif est une combinaison de la compensation relativement faible des émissions que permet l'énergie éolienne en Ontario (0,227 tCO_2/MWh) et des prix élevés de l'énergie éolienne (151 $/MWh). Nous avons également effectué une analyse coûts-avantages prospective pour la période de 2027 à 2030 et calculé un coût net moyen de l'énergie éolienne de -38 $/MWh basé sur un prix de référence de 80 $/MWh. Le « seuil d'équilibre » coûts-avantages pour la période de 2027 à 2030 est de 46 $/MWh.

Sur le plan structurel, la valeur de l'énergie éolienne est relativement faible pour les réseaux à faibles émissions actuels de l'Ontario dominés par les sources nucléaire et hydraulique. Le facteur de capacité éolienne moyen en Ontario est relativement faible. Bien que la technologie éolienne puisse améliorer ce rendement en termes absolus, elle ne changera pas le désavantage comparatif. De plus, l'énergie éolienne en Ontario a une corrélation négative avec la production d'électricité à partir du gaz naturel, de sorte qu'elle est une solution de rechange relativement peu efficace pour modifier cette source d'énergie. Quel que soit le prix de l'énergie éolienne, ces lacunes structurelles persisteraient à court et moyen terme.

Du point de vue des politiques, le défi consiste à mettre en œuvre des programmes qui sont viables au fil du temps et qui harmonisent les coûts pour le public avec les avantages pour le public. L'expérience globale de la production d'énergie éolienne en Ontario au cours des 20 dernières années révèle que les coûts ont largement dépassé les avantages. Nous espérons que cette analyse et d'autres contributions à la recherche fourniront le type d'orientation prospective nécessaire pour s'assurer que tout développement futur dans le secteur ontarien de l'énergie éolienne soit dans l'intérêt public. ■

LE POINT DE VUE DES INVESTISSEURS SUR LES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS DE GAZ NATUREL – LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS SOUS LA LOUPE

Sam Brothwell[*]

En mai 2024, l'Association canadienne du gaz (ACG) et l'American Gas Association (AGA) ont retenu les services de MCR Performance Solutions, une société d'experts-conseils en gestion qui se consacre à desservir les entreprises de services publics, afin de mettre à jour et d'élargir une étude de 2022 intitulée « Investor Expectations on North American Natural Gas Utilities »[1]. Le rapport mis à jour[2], publié le 7 novembre 2024, conclut que les investisseurs considèrent les entreprises de services publics de gaz naturel comme des investissements attrayants pour maintenir la stabilité dans leurs portefeuilles et estiment qu'elles procurent un rendement du capital-actions (RCA) fiable et prévisible.

COMMENT L'ÉTUDE A-T-ELLE ÉTÉ EFFECTUÉE

En collaboration avec un comité directeur de l'AGA et des entreprises membres de l'ACG, MCR Performance Solutions a mis à jour l'étude de base de 2022, actualisé les données et ciblé un groupe plus vaste de participants aux marchés des actions et des capitaux d'emprunt pour éclairer les discussions du point de vue des investisseurs. Le groupe élargi de participants réunissait des analystes qui se situent du côté de la vente, des gestionnaires de portefeuille qui se situent du côté de l'achat, des banquiers d'affaires et des agences de notation

* Sam Brothwell est vice-président, services-conseils stratégiques et financiers, chez MCR Performance Solutions, une société d'experts-conseils en gestion au service des entreprises nord-américaines de distribution d'électricité et de gaz naturel. Il a œuvré pendant une décennie dans le domaine de la planification d'entreprise et des relations avec les investisseurs au sein du secteur des services publics et a occupé un poste d'analyste financier principal des actions et du crédit à Wall Street pendant quinze ans, en plus de cumuler une expérience de près d'une décennie en tant qu'investisseur dans les secteurs des services publics et des pipelines. Il a acquis une connaissance poussée des secteurs de l'électricité, du gaz naturel et des énergies renouvelables. Il a travaillé à de nombreuses occasions avec des décideurs aux échelons fédéral et des États, ainsi qu'avec des organisations non gouvernementales œuvrant dans les secteurs de l'énergie et des services publics. Il a pris la parole à de nombreuses conférences de l'industrie et tribunes d'investissement.

[1] Guidehouse, Investor Expectations on North American Natural Gas Utilities, (Ottawa : Association canadienne du gaz, 2022), en ligne (pdf) : <www.cga.ca/wp-content/uploads/2022/07/Study-Investors_View_Natural_Gas_Utilities_as_Desirable_Investments.pdf>.

[2] MCR Performance Solutions, Investor Perspectives on Natural Gas Utilities: A Canadian and United Stated Review, (Ottawa: American Gas Association, 2024), en ligne (pdf) : <www.aga.org/wp-content/uploads/2024/11/AGA-CGA_Investor_Report_FINAL_11-5-24.pdf>.

de crédit, ainsi que certains dirigeants des finances d'entreprises membres de l'AGA et de l'ACG. Afin de favoriser la franchise, on a rigoureusement préservé la confidentialité de leur identité et de leurs commentaires.

PRINCIPALES CONSTATATIONS :

MCR Performance Solutions estime que les assises commerciales du secteur des services publics de gaz naturel demeurent solides. Cependant, les défis politiques régionaux associés à la croissance rapide de la demande d'énergie (et les impératifs urgents que sont l'abordabilité, la sécurité, la résilience et la fiabilité) donnent à penser que l'examen de nouvelles avenues commerciales pourrait s'avérer profitable — des avenues qui peuvent à la fois soutenir une industrie mature et harmoniser les stratégies d'affaires avec d'importants objectifs sociaux et de politique publique.

Plus précisément, le rapport arrive aux principales conclusions suivantes :

1. Bien que la hausse des taux d'intérêt et le rendement des obligations aient atténué le risque d'un RCA autorisé par règlement plus faible, ce dernier a amorcé une inflexion à la hausse après de nombreuses années de baisse graduelle. En juin 2024, les RCA moyens autorisés s'établissaient à 9,83 % pour les entreprises de services publics de gaz naturel américaines et à 9,28 % pour les entreprises de services publics canadiennes.

2. Les marchés s'entendent pour dire que le gaz naturel et l'infrastructure connexe joueront un rôle vital dans l'approvisionnement en énergie, la sécurité et la résilience pendant des décennies à venir.

3. Les investisseurs répartissent leurs capitaux en fonction du risque et de la récompense perçus et « votent en se déplaçant ». Pour attirer les investissements, les rendements règlementaires des entreprises de services publics doivent être plus alléchants que les autres possibilités d'investissement — ce qu'on appelle le coût de renonciation du capital.

4. Les soi-disant « interdictions gazières » et les considérations environnementales, sociales et liées à la gouvernance (ESG) qui ont freiné l'intérêt des investisseurs dans les entreprises de services publics de gaz naturel il y a cinq ans ont été remodelées par des événements géopolitiques et d'autres événements qui ont placé la sécurité énergétique, l'accès à l'énergie et l'abordabilité de celle-ci au cœur de leurs préoccupations.

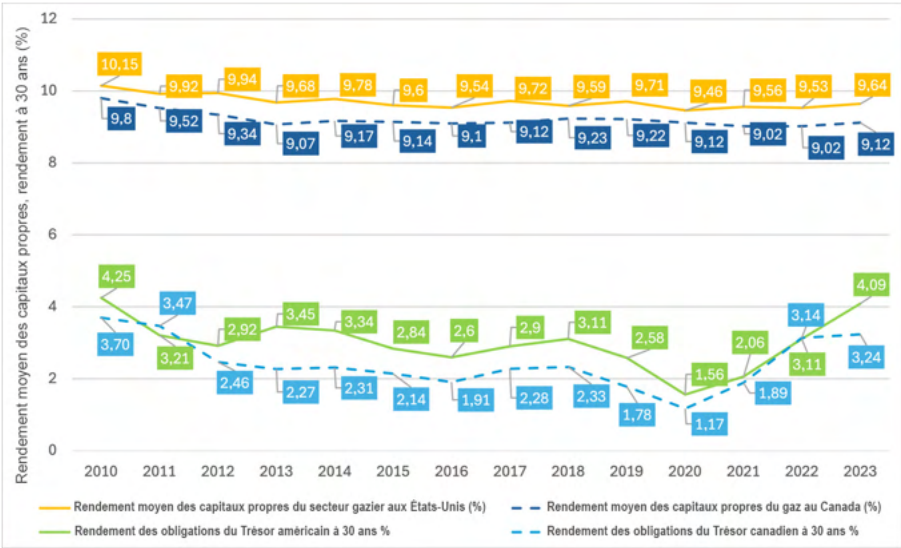
5. L'augmentation de la demande d'énergie, y compris pour l'électricité, offre aux entreprises de services publics de gaz naturel une occasion de jouer un rôle déterminant dans le maintien d'une énergie sûre, fiable, résiliente et abordable en Amérique du Nord.

RENDEMENTS DU CAPITAL-ACTIONS – CANADA ET ÉTATS-UNIS

L'étude portait sur l'examen des rendements du capital-actions moyens autorisés pour les services de gaz naturel canadiens et a conclu qu'ils ont tendance à tirer de l'arrière de 40 à 60 points de base par rapport à leurs homologues américains. En ce qui concerne les capitaux propres en pourcentage de la capitalisation totale, ils ont tendance à se situer en moyenne autour de 30 %, contre 40 % à 50 % aux États-Unis. Il convient de noter qu'une décision[3] sur le coût du capital rendue en 2023 par la British Columbia Utilities Commission a fixé le RCA des entreprises de services publics de gaz naturel à 9,65 %, la structure du capital devant comporter 41 % de capitaux propres. Cette décision reconnaissait expressément l'augmentation des risques commerciaux auxquels sont confrontés les services de gaz naturel, y compris les problèmes liés à la transition énergétique. Le graphique 1 ci-dessous présente une perspective historique du RCA moyen des entreprises de services publics de gaz naturel au Canada et aux États-Unis par rapport aux rendements des obligations d'État.

[3] Generic Cost of Capital Stage 1 (5 Décembre 2023), BCUC G-236-23, en ligne : BCUC <www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/item/521862/index.do#:~:text=For%20FBC%2C%20a%20deemed%20equity,allowed%20ROE%20of%209.65%20percent.&text=The%20Panel%20determines%20that%20the,%2C%20effective%20January%201%2C%202023>.

Graphique 1 : Historique du RCA des entreprises de services publics de gaz naturel et du rendement des obligations d'État, Canada et États-Unis[4]



Bien que les rendements plus modestes d'une plus petite base de capitaux propres rendent probablement les investissements dans les entreprises de services publics canadiennes moins attrayants à première vue, les investisseurs ont fait remarquer, durant les discussions, que la règlementation canadienne des services publics se fonde habituellement sur des données prospectives et un découplage du volume, en plus d'offrir, bien souvent, une plus grande souplesse pour des rajustements entre des cas à taux normaux. On a également fait remarquer que les entreprises d'électricité canadiennes connaissent rarement des RCA inférieurs à ceux autorisés et qu'elles sont un peu plus susceptibles de générer des RCA excédentaires.

Le RCA autorisé et la structure du capital orientent les décisions d'affectation des capitaux propres des investisseurs. Au cours de la dernière décennie, plusieurs entreprises de services publics canadiennes ont pris de l'expansion vers le sud, sur le marché américain, à l'issue de fusions. L'exemple le plus récent est l'acquisition de trois entreprises de services publics de gaz naturel américaines par Enbridge. Cette acquisition fait suite à des accords transfrontaliers conclus par AltaGas, Algonquin Power and Utilities, Emera et Fortis. À l'opposé, aucun service public américain n'a pris de l'expansion vers le nord. Les rendements du capital-actions autorisés relativement plus élevés et une plus grande distribution des capitaux propres dans la structure du capital règlementaire sont souvent cités comme des facteurs déterminants des décisions d'acquisition d'entreprises canadiennes de services publics.

IMPORTANCE DU COÛT DU CAPITAL POUR LES CLIENTS DES ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS

Bien que le processus de règlementation soit souvent considéré comme un exercice d'équilibre entre des intérêts concurrents, soit ceux des clients et ceux des actionnaires, les entreprises de services publics sont des sociétés d'infrastructure caractérisées par des niveaux élevés d'investissement en capital. À ce titre, ils ont besoin d'un accès facile au capital pour financer non seulement l'infrastructure matérielle, mais aussi l'entretien de leurs systèmes. À l'instar d'autres coûts liés à

[4] S&P Global, Estimations de l'analyste.

l'exploitation d'une entreprise de service public, le coût du financement se reflète dans les tarifs. Ainsi, les clients ont tout avantage à ce que les entreprises de services publics aient facilement accès au capital aux conditions économiques les plus favorables.

LE RÔLE CONTINU DU GAZ NATUREL

Tous les participants à l'étude estimaient que le gaz naturel continuerait de jouer un rôle sur une période de plusieurs décennies. Pour reprendre les mots d'un participant à la discussion, « Personne sain d'esprit peut penser que le gaz naturel disparaîtra ». Les analystes et les investisseurs ont souligné la dépendance continue à l'égard du gaz naturel des États, même ceux qui appliquent les politiques de décarbonisation les plus musclées. L'utilisation continue de mazout à intensité carbonique élevée dans le Nord-Est des États-Unis a également été mentionnée comme étant un phénomène plutôt paradoxal, surtout dans les États où l'approvisionnement en gaz naturel n'est pas limité. Les participants ont aussi mentionné le recours continu au gaz naturel pour produire de l'électricité, sans pour autant estimer que cette utilisation avait une grande incidence sur les entreprises locales de distribution de gaz. Les investisseurs ont clairement indiqué qu'ils préféraient investir dans des États où les politiques sont plus favorables à l'utilisation du gaz naturel.

Les défis associés à l'élimination progressive du gaz naturel ont souvent été soulevés. Les investisseurs, ainsi que quelques dirigeants d'entreprises de services publics distribuant à la fois du gaz naturel et de l'électricité, ont observé que l'électrification du chauffage au gaz dans des climats froids pourrait exiger de tripler la capacité du réseau électrique, un scénario irréaliste qui, selon la plupart des répondants, pourrait exercer une pression haussière considérable sur les tarifs facturés aux clients, même si cela était réalisable sur le plan technique. Un cadre d'une entreprise de services publics distribuant à la fois du gaz naturel et de l'électricité a indiqué que son entreprise chiffrait, dans une présentation destinée aux investisseurs, le fardeau économique important que l'électrification complète imposerait à sa clientèle, afin de répondre aux nombreuses demandes des investisseurs au sujet du positionnement stratégique de ses activités locales de distribution de gaz.

On a aussi discuté du fait que, par nature, l'énergie éolienne et l'énergie solaire sont changeantes et leurs fluctuations ne sont pas corrélées à la demande. Certes, le déploiement des batteries de stockage continue de croître, mais la demande d'énergie en fait tout autant. Il est ressorti de nombreuses conversations que le stockage d'énergie dans des batteries est une solution coûteuse et inefficace par comparaison à l'utilisation du gaz naturel comme substitut au stockage saisonnier à long terme, car la production solaire diminue en hiver.

CONCLUSION

Pour qu'une transition énergétique qui assure la fiabilité et l'abordabilité du service pour les consommateurs soit couronnée de succès, il faudra un investissement continu dans des systèmes de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Pour aménager des conditions économiques favorables à l'investissement de capitaux, la proposition doit offrir un profil de risque et de rendement attrayant par rapport à d'autres options de placement. En discutant directement avec des investisseurs, des analystes et d'autres participants aux marchés financiers, cette étude a permis de recueillir de précieux renseignements sur les facteurs qui façonnent le processus d'affectation du capital. ■

COMMENTAIRES SUR L'ARTICLE : « ACCÉLÉRER L'ÉLECTRIFICATION EN RÉDUISANT SES COÛTS D'EXPLOITATION GRÂCE À UNE TARIFICATION AU COÛT MARGINAL EN FONCTION DE LA TECHNOLOGIE UTILISÉE », SIGNÉ AHMAD FARUQUI

*Carl R. Danner et Philip Quadrini**

INTRODUCTION DE LA PART DES AUTEURS

Le dernier numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* présentait un article d'Ahmad Faruqui intitulé « Accélérer l'électrification en réduisant ses coûts d'exploitation grâce à une tarification au coût marginal en fonction de la technologie utilisée »[1]. Deux commentaires sur cet article suivent.

En tant que forum pour discuter et débattre des questions touchant les industries règlementées du secteur de l'énergie, l'équipe de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* invite les lecteurs à lui faire part de leurs commentaires.

[1] Ahmed Faruqui, « Accélérer l'électrification en réduisant ses coûts d'exploitation grâce à une tarification au coût marginal en fonction de la technologie utilisée » (2024) 12:4 *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* 14, en ligne (pdf) : <energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2024/12/ERQ_Volume-12_Numero-4-2024.pdf>.

* Carl R. Danner est économiste et directeur général du Berkeley Research Group. Il s'est penché sur les questions relatives à l'énergie à la fois au sein du gouvernement et en tant qu'expert-conseil auprès d'un large éventail de clients.

Philip Quadrini a formulé la conception tarifaire de l'électricité pour les résidences de PG&E pendant un quart de siècle, de 1994 à 2018. Il a notamment témoigné devant la California Public Utilities Commission à titre d'analyste expert en règlementation sur des questions liées au tarif d'électricité touchant les catégories résidentielle et commerciale de petite taille. Il a formulé les premières conceptions tarifaires de la Californie pour les véhicules électriques (en 1995) et le stockage par batterie (en 2018).

Carl R. Danner

J'ai bien aimé cet article de M. Faruqui, et je peux comprendre l'attrait de la discrimination par le prix au profit des charges supplémentaires aux fins que favorisent les décideurs. Dans la mesure du possible, cela préserverait la position des autres clients et les charges, comme il l'a mentionné. Il s'agit d'un point qui a été soulevé dans d'autres cas de tarifs préférentiels pour des demandes supplémentaires, comme les faibles tarifs du gaz naturel parfois offerts depuis plusieurs années à des clients industriels qui avaient la possibilité de passer aux combustibles pétroliers.

En même temps, cette proposition soulève des questions d'ordre pratique et philosophique, à savoir :

1. Pour un client qui adopte la nouvelle technologie, quelle quantité d'électricité devrait être offerte au tarif préférentiel ? Y a-t-il un moyen de faire le suivi de l'utilisation supplémentaire réelle ? Quelle est la probabilité d'une erreur si l'on tente de prendre des mesures simples (comme des comparaisons des factures avant et après l'adoption) ? Pourrait-on envisager un simple rabais par bloc (p. ex. une thermopompe = un nombre fixe de kilowattheures au tarif du coût marginal) ?

2. Qu'en est-il des possibilités d'arbitrage, par exemple en tirant la consommation électrique utile au ménage de la batterie de la voiture ? Ou en chargeant la voiture pour recharger les batteries de la maison du voisin avant de la recharger à nouveau ? Est-ce qu'un incitatif aussi important sur le plan des prix susciterait des réponses de plus en plus novatrices ? Mon exemple créatif préféré a été la découverte par le personnel de la California Public Utilities Commission d'un faux réservoir à mazout et de faux tuyaux dans une installation industrielle qui cherchait à payer un tarif réduit pour le gaz naturel destiné aux personnes ayant une capacité de commutation de carburant. Si nous qualifions l'utilisation à des fins non planifiées de « fuite », de quel ordre serait-elle dans le cadre de cette proposition tarifaire ?

3. Qu'est-ce qui rend la demande d'électricité pour les véhicules électriques et les thermopompes si valable par comparaison à d'autres demandes qui sont maintenant réduites en raison des prix élevés de l'électricité en Californie ? Pourquoi les préférences des représentants du gouvernement sont-elles si importantes et celles des membres du public (pour eux-mêmes) si négligées ?

4. En ce qui concerne les frais fixes imposés récemment sur les factures d'électricité des grandes entreprises de services publics de la Californie (pour réduire, dans une certaine mesure, les taux d'utilisation élevés), une comparaison plus appropriée à l'échelle nationale se baserait-elle sur le pourcentage de la facture plutôt que sur un montant moyen ? Sur la même base dollar pour dollar, quel est le ratio des tarifs par kWh de la Californie par rapport à ceux du reste du pays ? Étant donné les factures surdimensionnées de la Californie, des frais fixes plus élevés pourraient-ils tout simplement faire partie du forfait ?

5. En ce qui concerne l'adoption des thermopompes, incluant des coûts d'installation réalistes et le cycle de vie complet des véhicules électriques, quel est le coût par tonne de réduction du carbone ? Comment cela change-t-il si l'on inclut des estimations raisonnables des pertes de bien-être pour les consommateurs en raison d'une adoption forcée ou sous pression ? (Bien que cela dépasse la portée de l'analyse de M. Faruqui, il s'agit de questions importantes et peut-être que quelqu'un y a répondu.)

6. Le coût des véhicules électriques et de l'adoption des thermopompes pourrait donner à penser que les mieux nantis profiteraient de façon disproportionnée de cette politique. Est-ce exact et, le cas échéant, acceptable ?

7. La proposition de M. Faruqui pourrait-elle s'appliquer également aux exploitants de bornes de recharge pour véhicules ? Pourrait-on leur offrir des prix de gros plus sophistiqués, par exemple un tarif fortement réduit pendant les périodes où la production d'énergie solaire est excédentaire ?

J'espère que ces questions susciteront l'intérêt des lecteurs de l'analyse de M. Faruqui.

Philip Quadrini

L'article[2] de M. Faruqui explique comment la conception des tarifs d'électricité peut constituer un obstacle à l'adoption de technologies d'utilisation finale écologiques et pourquoi le prix de ces technologies devrait être fixé au coût marginal des services publics.

Dans mon article d'opinion publié dans le San Francisco Chronicle[3], j'ai proposé de facturer l'utilisation supplémentaire écologique au taux inférieur du niveau 1 (de base). Richard McCann, de M-Cubed, m'a fait remarquer par la suite que le coût marginal des services publics est beaucoup plus fondé sur le coût et qu'il est moins élevé. Je ne peux qu'être d'accord.

Premièrement, j'aimerais proposer une conception tarifaire plus simple que celle proposée par M. Faruqui : au lieu d'utiliser les changements dans les formes de charge d'un client pour appliquer le tarif du coût marginal, je propose de l'appliquer à des niveaux d'utilisation prédéterminés pour chaque technologie verte particulière, pour autant que le client soit assujetti à un tarif fondé sur le temps d'utilisation bien conçu.

Par exemple, les clients ayant un véhicule électrique devraient payer le tarif marginal pour leur première tranche de 300 kWh d'utilisation mensuelle (ou recevoir un rabais proportionnel), peu importe leur utilisation réelle de l'énergie pour charger leur véhicule électrique. Pacific Gas and Electric Compagny (« PG&E ») utilise déjà cette méthode pour les clients qui possèdent du matériel médical indispensable : 500 kWh/mois au tarif inférieur du niveau 1 (de base). Ce changement de conception tarifaire pourrait être mis en œuvre relativement rapidement et est facile à comprendre pour les clients.

Deuxièmement, il n'est pas nécessaire d'appliquer le tarif du coût marginal pour les thermopompes pendant les mois de mai à octobre, car la thermopompe remplace le climatiseur auparavant utilisé. Par conséquent, il n'y a pas d'augmentation nette de l'utilisation au cours de ces mois.

Enfin, M. Faruqui propose d'ajouter le coût de capacité à la conception tarifaire « si l'électrification dans certaines zones se heurte à des contraintes de capacité de distribution » [4]. Le problème s'est peut-être déjà présenté dans le cas des véhicules électriques. À moins que le propriétaire d'un véhicule électrique ne soit assujetti à un tarif fondé sur le temps d'utilisation, il est fort probable qu'il branchera son véhicule électrique à son retour du travail en début de soirée, alors que la demande sur le réseau de distribution est à son niveau le plus élevé. La plupart des clients ayant un véhicule électrique ne sont pas assujettis à un tarif fondé sur le temps d'utilisation, pas plus que la grande majorité des clients de l'énergie solaire traditionnelle. Cela peut entraîner et entraînera des ajouts de capacité et des augmentations de tarif.

La meilleure façon d'éviter cet effet est, premièrement, d'exiger que tous les clients soient assujettis à un tarif fondé sur le temps d'utilisation et, deuxièmement, de définir la période de pointe de 18 h à 21 h, assortie d'une période de quasi pointe une heure avant et une ou deux heures après. (Ces plages sont plus précises que la période de pointe actuelle de 16 h à 21 h utilisée par PG&E.) Cependant, il peut être nécessaire de définir une période de pointe légèrement différente dans les zones côtières où la forme de charge est différente.

Les thermopompes représentent un impact potentiellement coûteux pour le réseau dans les zones sans climatisation. Les services publics des régions où la climatisation est utilisée, qui représentent plus de 60 % des clients de PG&E, peuvent facilement prendre en charge l'augmentation des charges hivernales provenant des thermopompes parce que leurs circuits et leurs réseaux de distribution locaux ont été conçus pour des charges estivales beaucoup plus élevées. En revanche, dans les collectivités où la climatisation n'est pas utilisée, comme Berkeley, les services publics ont peu de capacité excédentaire en hiver pour absorber la nouvelle charge des thermopompes.

---

[2] *Supra* note 1.

[3] Philip Quadrini, « I used to design PG&E rates. How to fix Californien's high fees » (15 juillet 2024), en ligne : <www.sfchronicle.com/opinion/openforum/article/pge-fixed-fees-california-19563400.php>.

[4] *Supra* note 1 à la p 17.

Contrairement aux véhicules électriques, qui sont utilisés toute l'année, l'usage d'une thermopompe pour le chauffage des locaux est largement limité à une période de seulement cinq mois par année. Par conséquent, il n'est peut-être pas rentable d'encourager l'ajout de thermopompes sur certains circuits. Enfin, toute personne qui ajoute une thermopompe à une maison qui n'est pas équipée d'un système de climatisation — comme à Berkeley — l'utilisera probablement comme climatiseur en été. Cela pourrait aussi faire augmenter les coûts.

En résumé, la tarification au coût marginal est la bonne solution pour les excédents d'utilisation écologique de l'énergie électrique, mais seulement si la période de pointe est conçue pour éviter ou réduire au minimum les augmentations coûteuses de la charge. Pour ce faire, chaque entreprise de service public doit déterminer, pour chaque circuit et chaque zone de distribution locale, les moments de la journée et les mois où l'électrification verte augmente les coûts de distribution, puis concevoir la ou les solutions les moins coûteuses pour les atténuer. Cependant, comme les entreprises de services publics augmentent leurs profits en ajoutant de la capacité au réseau, cela exigera une surveillance législative et règlementaire. ■