PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 8, NUMÉRO 1 2020

RÉDACTEURS EN CHEF

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

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

SUPPORTERS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEUR 2020

M. Keith Chatwin, BSc, LLB, MBA, Associé, Stikeman Elliott, Calgary

M. Daniel Gralnick, JD, LLL, Avocat, Stikeman Elliott, Toronto

M. Ben Hudy, BA, JD, Associé, Stikeman Elliott, Calgary

M. Neil McCrank, Avocat, Borden Ladner Gervais LLP; ancien président de l'Albert Energy Resources and Conservation Board

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

Mme. Chrysten Perry, BA, LLB, Associé principale, Stikeman Elliott, Calgary

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

Dr. Ron Wallace, Retraite, Member permanent de l'Office national de l'énergie

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

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie consiste à offrir une tribune pour des débats et des discussions sur des questions concernant les industries réglementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de réglementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés réglementées et des intervenants. Le rôle de cette publication est de fournir des analyses et le contexte qui vont au-delà des développements quotidiens. Cette publication se veut équilibrée par rapport au traitement des différents dossiers. Les auteurs sont tirés d'une liste de personnes aux antécédents variés, reconnues comme des chefs de file dans le domaine des industries énergétiques réglementées. D'autres auteurs sont invités, de temps à autre, à soumettre des contributions par les rédacteurs en chef.

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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

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

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

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

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

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

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Réglementation énergétique revue de l'année 2019..... 5

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

CHRONIQUES RÉGULIÈRES

Évolution du droit administratif relatif au droit et à la réglementation de l'énergie en 2019 30

David Mullan

ARTICLE

L'Appropriation des projets énergétiques par les peuples autochtones..... 48

Chrysten Perry, Keith Chatwin et Ben Hudy

La structure de la régie de l'énergie du canada : Un nouveau modèle de gouvernance des tribunaux de réglementation de l'énergie discutable?..... 52

Rowland J. Harrison c.r., Neil McCrank c.r. et Ron Wallace Ph.D

COMMENTAIRE

National Steel Car : Une contestation constitutionnelle de la taxe d'ajustement global imposée aux consommateurs d'électricité de l'Ontario..... 65

Glenn Zacher et Daniel Gralnick

La décision sur les tarifs de Toronto Hydro impose le traitement réglementaire du stockage à la consultation des RED de la CEO..... 71

David Stevens

ÉDITORIAL

Réglementation énergétique revue de l'année 2019

Rédacteurs en chef

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

POLITIQUES SE RAPPORTANT AUX PIPELINES

Le Canada pourrait bientôt recevoir le prix mondial du pays où il est le plus difficile de réaliser des projets énergétiques. C'est notamment le cas des pipelines. Au cours des cinq dernières années, les investisseurs ont laissé tomber quatre grands projets. Au total, on parle de 50 G$[1] en investissements. Il s'agit du pipeline TransCanada Énergie Est, le pipeline Enbridge Northern Gateway, l'extension du pipeline Trans Mountain et la mine de sables bitumineux Teck Frontier située entre Fort McMurray et Fort Chipewyan.

Trans Mountain a été sauvé à la dernière minute lorsque le gouvernement du Canada a pris la décision d'acheter le pipeline au coût de 4,5 G$. Teck Resources a obtenu l'approbation réglementaire pour son projet de sables bitumineux Teck Frontier et l'approbation finale du cabinet fédéral était attendue à la fin du mois de février. Toutefois, une semaine avant l'annonce de la décision du cabinet, la société a retiré son projet, sans doute en raison du blocus des voies ferrées aux quatre coins du pays par les groupes autochtones opposés au projet Coastal GasLink.

Les quatre projets en cours sont le projet d'expansion Trans Mountain (TMX), Keystone XL, Coastal GasLink et la canalisation 3 d'Enbridge. Avant d'examiner l'état actuel de ces quatre projets, voyons ce qui s'est passé pour les deux projets qui ont échoué, Énergie Est et Northern Gateway.

LES PROJETS QUI ONT ÉCHOUÉ

En avril 2013, TransCanada a déposé une demande de construction du pipeline Énergie Est, un pipeline de 4 500 km allant de l'Alberta à la côte est du Canada, à un coût de 15,7 G$. La justification était suffisamment fondée. Les raffineurs de la côte est du Canada importaient 80 % du pétrole brut qu'ils traitaient. Le brut de l'Alberta pouvait remplacer ce brut étranger.

Cependant, les choses ont dérapé lorsque l'Office national de l'énergie (ONE) a suspendu les audiences afin de statuer sur une motion selon laquelle deux membres de la commission chargée de l'affaire étaient partiaux. Finalement, l'ONE a remplacé les deux membres de la commission. L'étude du projet a recommencé avec de nouveaux membres, qui ont rejeté toutes les décisions de la commission précédente. Le véritable clou dans le cercueil a été un changement de politique gouvernementale. Le nouveau comité a rendu une décision indiquant que, pour la première fois, le comité prendrait en compte, dans son évaluation du projet, le coût des émissions de gaz à effet de serre résultant de l'augmentation de la production et de la consommation de pétrole découlant du projet. Ça en était assez pour TransCanada. En octobre 2017, la compagnie a annulé le projet.

Le pipeline Enbridge Northern Gateway a également connu des développements inattendus et sans précédent. Ce pipeline devait parcourir 1 178 km de Bruderheim, en Alberta, jusqu'à un terminal maritime à Kitimat, en Colombie-Britannique, et coûter 7,9 G$.

[1] On peut compter 15,7 G$ pour Energy East, 7,9 G$ pour Northern Gateway, 7,4 G$ pour l'extension de Trans Mountain et 20,6 G$ pour le projet de sables bitumineux Teck Frontier.

Deux canalisations étaient prévues. L'une devait transporter 525 000 barils de pétrole albertain par jour vers l'ouest. L'autre devait transporter 93 000 barils de condensat en Alberta pour le traitement du bitume albertain.

Le 19 décembre 2013, la commission d'examen conjointe de l'ONE a remis son rapport au cabinet fédéral et a recommandé l'approbation du projet sous réserve de plus de 200 conditions. Le cabinet fédéral a accepté les recommandations de la commission en juin 2014 et a ordonné à l'ONE de délivrer le certificat d'utilité publique nécessaire pour commencer la construction.

Une des conditions de la commission d'examen conjointe était qu'Enbridge s'engage dans des consultations auprès des Premières nations. Ces consultations se sont poursuivies jusqu'à ce que la Cour d'appel fédérale, en juin 2016[2], dans une décision partagée à deux contre un, décide que les consultations étaient inadéquates. La décision de la Cour a eu comme effet l'annulation de l'approbation du pipeline du Northern Gateway émise par le cabinet fédéral le 14 juin 2013.

Un deuxième problème, encore plus important, est apparu lorsque le gouvernement fédéral a décidé, à la fin de 2015, d'imposer un moratoire sur le transport de pétrole brut au large de la côte nord de la Colombie-Britannique. Beaucoup ont estimé que le moratoire ne visait qu'un seul objectif, soit l'annulation du projet du Northern Gateway. L'avenir allait leur donner raison. À la fin de 2016, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il n'approuverait pas le projet du Northern Gateway.

LES PROJETS RESTANTS

Quatre projets demeurent à différents stages d'approbation réglementaire, à savoir Trans Mountain, Keystone XL, Coastal GasLink et la Canalisation 3 d'Enbridge.

Expansion du pipeline Trans Mountain

Comme nous l'avons mentionné ci-dessus, le gouvernement fédéral a acheté le pipeline Trans Mountain de Kinder Morgan pour 4,5 G$. Le 22 février 2019, l'ONE a publié son rapport de réexamen du projet, recommandant à nouveau de le poursuivre. Le cabinet fédéral a accepté cette recommandation et a approuvé le projet. La construction du projet a officiellement commencé le 3 décembre 2019. Peu de temps après, le 16 janvier 2020, la Cour suprême du Canada a rejeté à l'unanimité la tentative de la Colombie-Britannique de revendiquer compétence sur ce projet[3], confirmant ainsi une décision antérieure de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique[4].

Le 4 février, la Cour d'appel fédérale a rejeté de manière unanime les dernières contestations judiciaires du projet[5], qui est en cours d'exécution. La Cour a clairement indiqué, premièrement, que les groupes autochtones n'ont pas de droit de veto, et deuxièmement, que les tribunaux devraient s'en remettre au gouvernement qui prend la décision initiale de se conformer à l'obligation de mener des consultations.

Keystone XL

Le pipeline Keystone XL, un projet de 5 G$, a été proposé pour la première fois par TransCanada en 2008 pour transporter du pétrole du Canada vers le golfe du Mexique en passant par le Midwest et le Texas. Le Département d'État américain a évalué ce pipeline pendant près de 7 ans. La partie canadienne de la canalisation a obtenu l'approbation de l'ONE en 2010. Les États-Unis ont finalement donné leur autorisation à la fin de 2019.

L'approbation des États-Unis a été retardée par un énorme lobby environnemental, malgré l'évaluation financière environnementale du Département d'État américain de janvier 2014 qui a conclu que le pipeline n'était pas susceptible d'augmenter de manière significative le taux de forage des sables bitumineux ni la demande de brut lourd. Le rapport a également conclu que le pipeline n'était qu'un des éléments du tableau plus large des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial et que le pétrole des

---

[2] *Gitxaala Nation c Canada*, 2016 CAF 187.

[3] *Renvoi relatif à la Environmental Management Act*, 2020 CSC 1.

[4] *Reference re Environmental Management Act (Colombie-Britannique),* 2019 BCCA 181.

[5] *Bande indienne Coldwater c Canada (Procureur général),* 2020 CAF 34.

sables bitumineux sera probablement extrait, que le pipeline soit construit ou non.

En mai 2012, TransCanada a déposé une nouvelle demande de permis présidentiel auprès du Département d'État américain. L'examen du projet a été retardé par un litige devant les tribunaux du Nebraska. En 2012, le gouverneur du Nebraska a promulgué une loi qui permet aux principaux promoteurs de pipelines d'obtenir l'approbation du gouverneur de l'État pour le tracé des pipelines à travers l'État, plutôt que celle de la Commission du service public. Le gouverneur a ensuite approuvé le tracé proposé par TransCanada, permettant à cette dernière d'exercer un droit d'expropriation pour acquérir les terrains nécessaires. Les propriétaires fonciers du Nebraska ont ensuite contesté la décision devant la Commission.

En novembre 2014, la Chambre des représentants a adopté une loi et approuvé Keystone XL pour la neuvième fois. Ce projet de loi a ensuite été rejeté au Sénat par une voix. Les élections de mi-mandat de novembre ont permis aux républicains de retrouver une majorité à la Chambre et au Sénat pour la première fois en 8 ans. Un vote a été tenu en janvier à la fois à la Chambre et au Sénat, mais n'a pas permis d'obtenir la majorité de 66 voix requise pour empêcher un veto présidentiel. Le président Obama a alors exercé son veto pour faire échouer le projet de loi.

TransCanada a porté en appel le veto d'Obama par une contestation constitutionnelle et a initié un recours en vertu de l'ALENA. Avant que ces affaires ne soient entendues, le président Trump a été élu. Une fois en fonction, l'une des premières décisions du président Trump a été d'approuver Keystone XL. D'autres défis réglementaires au niveau de l'État ont été en grande partie résolus en 2019. On s'attend désormais à ce que l'on achève le pipeline[6].

Coastal GasLink

Le pipeline Coastal GasLink est détenu et exploité par TC Energy. Le projet de 6,6 G$ débute près de Dawson Creek et s'étend sur environ 420 miles vers le sud-ouest jusqu'à une usine de liquéfaction près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Le pipeline traverse les territoires traditionnels de plusieurs Premières nations. Il a longtemps été contesté par plusieurs chefs héréditaires Wet'suwet'en, bien qu'un certain nombre de groupes des Premières nations soutiennent le projet. En fait, vingt bandes élues le long du tracé du pipeline ont approuvé le projet et ont un intérêt dans le projet.

En décembre 2018, la Cour suprême de la C.-B. a émis une injonction empêchant le blocage du pipeline[7]. Plus récemment, des blocages ont eu lieu dans tout le Canada, menés en partie par les Mohawks de la Baie de Quinte, à Belleville, en Ontario. Ces blocages ont entraîné un arrêt du trafic ferroviaire dans tout le pays. En conséquence, on a mis un frein à toute construction de pipeline et le CN a licencié 450 travailleurs dans l'est du Canada en plus d'annuler plus de 400 trains.

Il y a eu un élément de bonne nouvelle pour le pipeline Coastal GasLink. En juillet 2019, l'ONE a rendu une décision selon laquelle le pipeline, y compris le terminal d'exportation de Kitimat, est de compétence provinciale et non fédérale[8]. L'ONE a conclu que le pipeline transporterait du gaz naturel à l'intérieur des frontières de la Colombie-Britannique, bien qu'il facilitera les exportations internationales, ce qui clarifie un peu la décision antérieure de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *West Coast Energy*[9].

En décembre 2019, Alberta Investment Management Corp, le gestionnaire des fonds de pension publics de l'Alberta, s'est associé à l'une des plus grandes sociétés d'investissement américaines pour acquérir une participation majoritaire dans le projet Coastal GasLink. Après le blocage ferroviaire, les travaux sur la canalisation ont repris.

Canalisation 3 d'Enbridge

La canalisation 3 d'Enbridge va de Hardisty, en Alberta, à Superior, au Wisconsin. Elle est en service depuis 1968. Au fil des ans, il est

[6] États-Unis, *Application No OP-0003 - (TransCanada),* 303 Neb 872 (Neb Sup Ct 2019), en ligne : <https://www.nebraska.gov/apps-courts-epub/public/supreme>.

[7] *Coastal GasLink Pipeline Ltd v Huson*, 2018 BCSC 2343.

[8] *Compétence sur le projet Coastal GasLink Pipeline*, MH-053-2018 (2019) (Office national de l'énergie).

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

devenu évident qu'une partie de la canalisation devait être remplacée si Enbridge souhaitait rétablir sa capacité d'autrefois et transporter 800 000 barils par jour. L'autorisation nécessaire a été obtenue auprès des organismes de réglementation du Canada, du Dakota du Nord et du Wisconsin. Cependant, le projet a rencontré des problèmes au Minnesota, où les environnementalistes et les groupes autochtones se sont opposés au projet. Néanmoins, en juin 2018, la Commission a approuvé le tracé et accordé les autorisations nécessaires. Cette décision a toutefois été annulée un an plus tard par la Cour d'appel du Minnesota qui a estimé que la déclaration d'impact environnemental présentée à la Commission était erronée[10]. Le 3 février 2020, les organismes de réglementation du Minnesota ont approuvé l'examen environnemental révisé afin de résoudre le dernier obstacle réglementaire du projet[11].

DÉVELOPPEMENTS DE L'EXPLORATION EXTRACÔTIÈRE

Au milieu des perspectives difficiles pour les projets de développement énergétique, une décision importante autorisant la mise en œuvre d'un projet de forage en eaux profondes au large de Terre-Neuve-et-Labrador a été accueillie avec satisfaction à la fin de l'année. Le 17 décembre 2019, le ministre de l'Environnement a rendu sa décision, sous réserve de plus de 100 conditions, et conclu que le projet n'est pas susceptible d'avoir des impacts négatifs importants sur l'environnement. Le projet CNOOC International Flemish Pass Exploration Drilling propose de forer en misant sur deux permis d'exploration. Le promoteur pourrait forer jusqu'à 10 puits en mer entre 2020 et 2028. D'autres autorisations sont nécessaires auprès de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers. Les lieux indiqués dans les licences sont situées à plus de 200 miles marins des côtes et, par conséquent, toute production commerciale déclencherait l'obligation du Canada, en vertu de la *Convention des Nations unies sur le droit de la mer* (UNCLOS III), d'effectuer des paiements à la communauté internationale, à partir de la sixième année de production et augmentant annuellement jusqu'à 7 % la douzième année[12].

Plus tôt dans l'année, cependant, l'avenir de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière du Nord canadien a été mis en péril par l'adoption du projet de loi C-88 qui, entre autres, a modifié la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*[13] pour autoriser le gouverneur en conseil à interdire certains travaux ou activités sur les terres publiques fédérales dans le Nord et dans l'Arctique extracôtier lorsque cela est dans l'intérêt national. Cette modification fait suite à l'annonce conjointe des États-Unis et du Canada en décembre 2016 indiquant que les activités pétrolières et gazières extracôtières dans les eaux arctiques canadiennes ne seraient pas autorisées indéfiniment, et qu'elles devraient être réexaminées tous les cinq ans par suite d'une évaluation scientifique. Les détenteurs de licences existantes n'ont pas été autorisés à entreprendre des activités et le gouvernement a remboursé 430 M$ en dépôts de garantie. Bien que les activités ne puissent pas être entreprises, les licences restent valides. Le maire de Tuktoyaktuk a décrit ces développements comme « le clou dans le cercueil » de toute nouvelle exploration dans la mer de Beaufort[14]. Pendant ce temps, la Russie poursuit un plan ambitieux de développement du pétrole arctique d'une valeur de plus de 300 G$[15].

---

[10] États-Unis, *Application of Enbridge Energy, Limited Partnership, for a Certificate of Need and a Routing Permit for the Proposed Line 3 Replacement Project in Minnesota from the North Dakota Border to the Wisconsin Border*, (Minn App Ct 2019), en ligne : <https://mn.gov/law-library-stat/archive/ctappub/2019/OPa181283-060319.pdf>.

[11] États-Unis, *Matter of the Application of Enbridge Energy, Limited Partnership for a Certificate of Need for the Proposed Line 3 Replacement Project in Minnesota from the North Dakota Border to the Wisconsin Border*, PL9/CN-14-916, PL9/PPL-15-137, 3 février 2020.

[12] Veuillez consulter l'ouvrage de Rowland J Harrison, « *Offshore Oil Development in Uncharted Legal Waters: Will the Proposed Bay du Nord Project Precipitate Another Federal-Provincial Conflict?* », (2018) 6:4 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.

[13] *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, LRC 1985, c 36 (2e suppl).

[14] Kate Kyle, « *Feds return $430M to oil and gas companies ahead of Arctic offshore exploration ban* », *CBC News*, 18 décembre 2019, en ligne : <https://www.cbc.ca/news/canada/north/beaufort-sea-moratorium-deposits-nwt-1.5399157>.

[15] Atle Staalesen, « *Moscow outlines a €210 billion incentive plan for Arctic Oil ArcticToday* », 5 février 2020, en ligne : <https://www.arctictoday.com/moscow-outlines-a-e210-billion-incentive-plan-for-arctic-oil/>.

RÉFORME RÉGLEMENTAIRE

Le marché de capacité de l'Alberta

Le 23 novembre 2016[16], le gouvernement de l'Alberta a annoncé que la province mettrait en place un marché de capacité. Le 31 janvier 2019, l'Alberta Electric System Operator (AESO) a déposé une demande d'approbation des règles de mise en œuvre du marché de capacité. Une audience a été tenue par l'Alberta Utilities Commission (AUC) du 22 avril au 11 juin 2019.

Les opposants ont fait valoir que le marché de capacité et les règles que l'AESO proposait pour exploiter ce marché n'étaient pas dans l'intérêt public, et que la demande devait être rejetée dans son intégralité. Les arguments étaient fondés sur trois motifs principaux :

- La proposition était basée sur des règles provisoires, qui ne créent pas la certitude nécessaire pour encourager les investissements.
- Il n'est pas nécessaire de créer un marché de capacité et un nouveau processus réglementaire compliqué qui créerait de l'incertitude. L'analyse que l'AESO a présentée à l'appui de la recommandation initiale sur le marché de capacité était erronée.
- On devrait plutôt mettre en œuvre des améliorations au marché de l'énergie, en particulier le contrôle de la tarification en périodes de pénurie qui a été recommandée par trois experts dans le cadre de la procédure de l'AUC.

Le 24 juillet 2019, le gouvernement de l'Alberta a annoncé que la province ne procéderait pas à un marché de capacité et que l'industrie conserverait une conception fondée uniquement sur l'énergie avant que l'AUC puisse prendre une décision. Sur les instructions du gouvernement, l'AESO a retiré la demande présentée à l'AUC.

À la fin de juillet 2019, l'AESO a reçu du ministère de l'Énergie de l'Alberta la consigne :

> [Traduction] « … de fournir des conseils concernant le pouvoir de marché et l'atténuation de l'impact du pouvoir de marché d'ici le 29 novembre 2019. En outre, l'AESO a été chargée de fournir une analyse et des recommandations sur la nécessité éventuelle de modifier le marché de l'énergie uniquement, y compris les prix plancher et plafond ainsi que les prix de pénurie, d'ici le 31 juillet 2020. L'AESO reconnaît qu'il existe un lien étroit entre l'atténuation de l'impact du pouvoir de marché, les prix plancher et plafond ainsi que les prix de pénurie, et tiendra compte de cette réalité dans le cadre de ses travaux[17].

Le 8 octobre 2019, l'AESO a publié une demande de contribution de l'administrateur de la surveillance du marché, des acteurs du marché et d'autres parties intéressées sur les mesures d'atténuation de l'impact du pouvoir de marché, qui devait être présentées au plus tard le 29 octobre 2019. L'AESO a fourni un rapport au ministre le 29 novembre 2019. Ce rapport n'a pas été rendu public.

Le 12 février 2020, l'AESO a organisé une consultation auprès des parties prenantes. Les commentaires sont attendus d'ici le 26 février 2020 sur les 10 questions énumérées dans l'annexe A. Les objectifs[18] de l'AESO sont les suivants :

> [Traduction] « évaluer la capacité du cadre de tarification actuel du marché de l'énergie à maintenir l'adéquation des ressources et l'efficacité économique à court et à long terme; étudier les options

[16] Gouvernement de l'Alberta, communiqué de presse, « *Consumers to benefit from stable, reliable electricity market* », 23 novembre 2016, en ligne : <https://www.alberta.ca/release.cfm?xID=44880BD97DCDC-D465-4922-25225F9F43B302C9>.

[17] AESO, « Request for Information regarding Market Power Mitigation », 8 octobre 2019, en ligne : <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/Mitigation-Stakeholder-Letter-v6.pdf>.

[18] AESO, « Market Efficiency – Pricing Framework », en ligne : <https://www.aeso.ca/stakeholder-engagement/aeso-initiatives/market-related-initiatives/market-efficiency-pricing-framework/>.

permettant de remédier aux pénuries ou d'accroître l'efficacité du cadre de tarification actuel du marché de l'énergie; fixer les mécanismes administratifs d'établissement des prix, tels que le plafonnement actuel des prix, le plafonnement de l'offre et le prix plancher, à des niveaux permettant d'obtenir des résultats efficaces sur le marché tout en protégeant les consommateurs contre les risques liés aux coûts[19].

Un nouvel organisme de réglementation fédéral

Au début de 2018, le gouvernement fédéral a présenté le projet de loi C-69[20], qui remplacerait l'Office national de l'énergie par la Régie de l'énergie du Canada (« REC »). La REC a beaucoup plus de pouvoir que l'ONE car sa portée est beaucoup plus grande et sa compétence va au-delà des pipelines réglementés par le gouvernement fédéral et inclut les projets d'énergie renouvelable extracôtiers.

Le cadre réglementaire comporte désormais quatre composantes institutionnelles. Le premier est le conseil d'administration de la REC, qui est chargé de fournir une orientation et des conseils stratégiques. Deuxièmement, la Commission de la REC, dont les membres tiennent des audiences. Le troisième, et le plus important est le président directeur général, qui est responsable de la gestion des activités et des affaires courantes de la REC. Le PDG se rapporte au ministre, et non au conseil d'administration. Quatrièmement, le cabinet fédéral, qui prendra les décisions sur la base des recommandations de la Commission de la REC.

Pour compliquer les choses, les facteurs que ce nouvel organisme doit prendre en compte sont beaucoup plus vastes que ceux auxquels l'ONE a jamais été confronté, ou d'ailleurs que ceux auxquels tout organisme canadien de réglementation de l'énergie est actuellement confronté. La nouvelle législation exige que le processus d'examen tienne compte des considérations environnementales, du genre et des questions autochtones ou de ce qui est décrit comme l'intersection du sexe et du genre avec d'autres facteurs identitaires, de même que de la capacité du Canada à respecter ses obligations environnementales et ses engagements en matière de changement climatique. Tout cela va laisser l'industrie dans l'incertitude pendant des années.

Deux articles de la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie ont été très critiques à l'égard de la structure de gouvernance créée par le projet de loi C-69. Le premier article est rédigé par l'actuel directeur général de l'AUC[21]. Le deuxième article est rédigé par l'ancien président de l'Alberta Energy Resources and Conservation Board et deux anciens membres de l'ONE[22].

La première décision de la Régie de l'énergie du Canada a été rendue le 7 septembre 2019. La décision concerne le réseau principal d'Enbridge, le plus grand pipeline de pétrole brut au Canada avec une capacité de près de 3 millions de barils par jour. Il relie Edmonton, en Alberta, aux principaux marchés de l'est du Canada et du Midwest américain. Cette canalisation est actuellement exploitée comme un transporteur public plutôt que sur la base d'un contrat de transport. Dans le cadre du modèle de transporteur public, la capacité est attribuée sur la base de commandes mensuelles plutôt que de contrats à long terme. Le mode de transporteur public est en effet exigé sur les pipelines fédéraux depuis la création de l'ONE en 1959, sauf exception accordée par l'ONE, et maintenant par la Commission.

Le problème est la décision d'Enbridge de passer d'un modèle de transporteur public à un modèle de transport par contrat dans lequel 90 % de la capacité sera sous contrat à long terme, les 10 % restants étant attribués sur la base traditionnelle. Les expéditeurs albertains se

[19] AESO, « AESO Initiatives Engagement » (2020), en ligne : <https://www.aeso.ca/event/2020-02-12-review-of-price-cap-price-floor-and-shortage-pricing>.

[20] Projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*, 1re sess, 42e parl, 2019.

[21] Bob Heggie, « Governance of Administrative Agencies » (2019) 7:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.

[22] Rowland J Harrison QC, Neil McCrank QC and Dr Ron Wallace, « The structure of the Canadian energy regulator : A questionable new model for governance of energy regulation tribunals? » (2020) 8:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.

divisent entre ceux qui soutiennent le nouveau régime et ceux qui s'y opposent.

La principale préoccupation des opposants aux changements proposés par Enbridge est qu'Enbridge abusera de son pouvoir de marché. L'allégation est qu'il y aura, sous le nouveau régime, un manque d'options de transport pour de nombreux expéditeurs. La REC a observé dans sa décision initiale que le système d'Enbridge contrôlait 70 % de la capacité en dehors de l'Alberta et qu'elle était préoccupée par la possibilité que Enbridge abuse de son pouvoir de marché.

Le 19 décembre 2019, Enbridge a déposé une « Demande visant la passation de marchés pour le réseau principal au Canada » auprès de la REC pour l'approbation d'un nouveau cadre de service et de tarification, qui prendra effet à l'expiration du cadre de service et de tarification actuel le 30 juin 2021. Le nouveau cadre proposé convertirait 90 % de la capacité en transport par contrat, 10 % étant réservés aux volumes non engagés. La Commission de la REC a annoncé qu'elle organisera une audience orale sur la demande à une date ultérieure[23].

Commission de l'énergie de l'Ontario

La province de l'Ontario a élu un gouvernement conservateur en juin 2018, en remplacement du gouvernement libéral qui avait gouverné la province pendant 15 ans. Un des principaux enjeux de l'élection a été la critique du Parti conservateur à l'égard du gouvernement libéral en ce qui concerne la gestion de la politique énergétique dans la province, en grande partie sur la base de l'affirmation selon laquelle les prix de l'électricité en Ontario avaient augmenté de 71 % entre 2008 et 2016 alors que, pendant cette période, l'augmentation moyenne dans tout le Canada était inférieure à la moitié de cette hausse, soit 34 %. Le nouveau gouvernement s'est concentré sur la suppression des projets d'énergie verte développés par les libéraux, y compris un certain nombre de projets d'énergie renouvelable. En mars 2019, le nouveau gouvernement a porté son attention sur la réforme de la réglementation énergétique en général et de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) en particulier.

Le 21 mars 2019, le gouvernement de l'Ontario a présenté la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*[24]. Certains des changements devaient être mis en œuvre par le biais de modifications législatives énoncées dans le projet de loi 87[25]. D'autres changements ont été mis en œuvre par le biais de mises à jour de règlements et de politiques. Le projet de loi 87 a été adopté par le gouvernement de l'Ontario le 9 mai 2019[26]. Il a notamment modifié la structure de gouvernance et le fonctionnement de la CEO. Ces changements découlaient du Rapport sur la modernisation de la Commission de l'énergie de l'Ontario[27].

À l'instar des réformes fédérales, la CEO sera désormais régie par un conseil d'administration dont le commissaire en chef se rapportera directement au président du conseil. Le rapport recommande les changements nécessaires pour que le conseil fonctionne plus efficacement, en particulier qu'il établisse des priorités dans son programme de réglementation et soit évalué par rapport à des indicateurs de performance clés qui se rapportent à des questions telles que le cycle de décision, la satisfaction des parties prenantes et l'excellence organisationnelle.

Nous nous préoccupons du fait que le conseil d'administration sera chargé de « garantir l'indépendance […] du processus d'adjudication ». Toutefois, on peut s'attendre à ce que le président et le conseil d'administration entretiennent une relation étroite avec le gouvernement, alors que c'est ce dernier qui est à l'origine des contestations contre l'indépendance du processus.

---

[23] Régie canadienne de l'énergie, « Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) Canadian Mainline Contracting Application (Application) Notice of Public Hearing and Registration to Participate Instructions », 24 février 2020, en ligne : <https://docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/155829/3773831/3890507/3908468/3910006/C04811-1_CER_-_Notice_of_Public_Hearing_and_Registration_to_Participate_Instructions_%E2%80%93_Enbridge_Canadian_Mainline_Contracting_Application_-_A7D5Y6.pdf?nodeid=3910007&vernum=-2>.

[24] *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, LO 1998, c 15, annexe B.

[25] PL 87, *Loi de 2019 pour réparer le gâchis dans le secteur de l'électricité*, 1re sess, 42e leg, Ontario, 2019.

[26] *Ibid*.

[27] *Rapport final du Comité consultatif pour la modernisation de la Commission de l'énergie de l'Ontario*, octobre 2018, en ligne : <https://files.ontario.ca/endm-oeb-report-en-2018-10-31.pdf>.

Le rapport n'aborde pas le problème le plus important du secteur, qui est peut-être le manque de surveillance réglementaire de l'acquisition de capacités. Le vérificateur général a constaté ce problème et souligné ses conséquences financières. Le rapport n'indique pas comment le mandat de la CEO devrait être modifié pour assurer la surveillance. L'Ontario est l'une des rares juridictions à ne pas exercer de surveillance sur l'approvisionnement, et les conséquences financières ont été dévastatrices.

À ce jour, le nouveau gouvernement a nommé un président du conseil d'administration, mais il est toujours à la recherche d'un commissaire en chef. Comme dans le cas de la REC, la nouvelle structure a fait l'objet de nombreuses critiques, mais seul le temps nous dira si celle-ci fonctionne. La principale critique est bien sûr que la Régie de l'énergie n'est plus indépendante du gouvernement. Bien sûr, d'autres feront valoir qu'elle n'a jamais été indépendante de toute façon.

RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES

En 2019, les organismes de réglementation de tout le Canada s'efforçaient de définir le traitement réglementaire des ressources énergétiques distribuées ou RED. En Alberta, le sujet est examiné à la fois par l'AUC et l'AESO en parallèle[28].

Pratiquement toutes les études se concentrent sur au moins trois questions majeures : la production indépendante par le client, le stockage de l'énergie et la recharge des véhicules électriques (VE). Chacune d'entre elles est examinée ci-dessous.

Le 29 mars 2019, l'AUC a mis en place une enquête sur le système de distribution en demandant aux acteurs du marché de faire de soumettre leurs mémoires concernant[29] :

> Les nouvelles tendances en matière de technologie et d'innovation susceptibles d'affecter les systèmes de distribution, notamment la conception et l'exploitation des systèmes de distribution, les besoins en capitaux et le coût de la prestation de services. Dans cette phase, on examinera également comment l'innovation et les avancées technologiques créent la possibilité d'une nouvelle entrée sur le marché dans le cadre d'une franchise monopolistique, y compris la production d'énergie par le client.

Cette procédure est en cours. Les prochaines phases porteront sur les questions suivantes :

- Y a-t-il un sous-investissement dans certaines technologies clés du secteur de la distribution d'électricité en Alberta?
- Des investissements supplémentaires rendraient-ils le secteur de la distribution d'électricité albertain plus rentable?
- La compagnie locale de distribution d'électricité est-elle un instrument de changement important?
- Y a-t-il des obstacles réglementaires à l'innovation et aux nouvelles technologies?
- Comment le cadre réglementaire devrait-il être transformé afin d'accroître les investissements et l'efficacité dans le secteur de la distribution d'électricité en Alberta?

Les RED sont également examinées par la CEO[30] :

- Le 15 mars 2019, la CEO a annoncé qu'elle entamait un processus de consultation pour examiner comment le secteur de l'électricité en Ontario devrait réagir aux RED et encourager les services publics et les fournisseurs de services réglementés à « adopter l'innovation » dans leurs opérations et leur service à la clientèle. Les objectifs de la consultation étaient de réduire les coûts, d'améliorer le service et d'offrir plus de choix aux consommateurs « en encourageant les

[28] En Alberta, voir les détails sur le site de l'AESO, y compris la feuille de route, en ligne : <https://www.aeso.ca/market/current-market-initiatives/energy-storage>; Alberta Utilities Commission, «Distribution System Inquiry», en ligne : <http://www.auc.ab.ca/Pages/distribution-system-inquiry.aspx>.

[29] Alberta Utilities Commission, « Distribution System Inquiry », Proceeding 24116, Exhibit 24116-X0106, para 12.

[30] Ontario Energy Board, « Re: Utility Remuneration and Responding to Distributed Energy Resources Consultation Initiation and Notice of Cost Awards Process Board File Numbers: EB-2018-0287 and EB-2018-0288 », 15 mars 2019.

services publics et les autres fournisseurs de services à adopter l'innovation, et de « garantir les avantages de la transformation du secteur et d'atténuer les conséquences négatives de cette transformation[31]».

- Le 17 juillet, la CEO a publié une lettre expliquant son approche « modernisée » sur le plan de l'engagement des parties prenantes pour ses processus de consultation annoncés précédemment à l'égard de la rémunération des services publics et de la réponse aux RED. Entre autres choses, la nouvelle approche de la CEO visait à « améliorer l'opportunité pour les perspectives des parties prenantes d'éclairer les étapes ultérieures en rapport avec ces initiatives après la transition de la CEO vers sa nouvelle structure ». [32]

- Le 13 août, la CEO a publié une lettre lançant une révision des obligations pour les distributeurs d'électricité autorisés de se connecter aux ressources énergétiques distribuées (RED Connections Review). Le RED Connections Review est une initiative complémentaire à la consultation en cours découlant de la consultation sur les RED[33].

La CEO a entendu les parties prenantes sur ce qui devrait être abordé dans sa contribution aux consultations. Le personnel de la CEO fournira un rapport décrivant les perspectives des parties prenantes et présentant une proposition prenant en compte les objectifs, les enjeux et les principes directeurs pour la poursuite de la consultation. Toutefois, avant la publication de ce rapport, le personnel de la CEO a convoqué une séance supplémentaire (en février 2020) destinée à exposer et à solliciter des commentaires sur la réflexion actuelle du personnel de la CEO concernant la portée de la consultation.

Production indépendante d'électricité

Les dix dernières années ont vu une augmentation spectaculaire de la production locale d'électricité par rapport à la production centrale. Les nouvelles technologies permettent de localiser la production plus près des clients qu'elle dessert, ce qui réduit les coûts de transport, y compris les pertes des lignes électriques. La technologie utilisée est principalement la production de gaz, connue sous le nom de cogénération et la production solaire. L'attrait de ces deux technologies est dû à une réduction rapide des coûts au cours de cette période. Par exemple, en 2019, l'AUC a obtenu l'approbation d'un projet de ferme solaire de 500 MW, le plus grand de ce type au Canada. Une fois achevée en 2021, cette installation produira 400 MW, soit suffisamment pour alimenter plus de 100 000 foyers.

Les producteurs locaux sont confrontés aux questions réglementaires suivantes :

- La production communautaire doit-elle se limiter aux opérations menées en catimini?

- Les producteurs communautaires devraient-ils avoir accès aux lignes électriques réglementées de l'entreprise de distribution locale (EDL) pour distribuer l'électricité dans la zone desservie par cette entreprise?

- Les distributeurs locaux d'électricité réglementés devraient-ils être autorisés à offrir la production locale à des tarifs plus compétitifs? Dans l'affirmative, quelles sont les mesures nécessaires pour protéger les fournisseurs concurrents?

- Les producteurs communautaires devraient-ils être autorisés à vendre l'électricité excédentaire au réseau? Dans l'affirmative, à quelles conditions?

En vertu de la Micro-generation Regulation de l'Alberta, les producteurs d'énergie renouvelable et de remplacement admissibles peuvent recevoir un crédit pour toute l'électricité qu'ils envoient au réseau. En Alberta, les installations de microproduction sont définies comme étant d'une taille inférieure à 5 MW.

Les dernières données de l'AESO (mai 2019) montrent qu'il y a environ 48,7 MW de capacité

[31] *Ibid.*

[32] Ontario Energy Board, « Utility Remuneration and Responding to Distributed Energy Resources Board File Numbers: EB-2018-0287 and EB-2018-0288 », 17 juillet 2019.

[33] Ontario Energy Board, « Re: Board File Number: EB-2019-0207 Distributed Energy Resources Connections Review Initiative », 13 août 2019.

de microproduction installée en Alberta, dont environ 89 % sont solaires. Ce chiffre est en hausse par rapport aux 6 MW générés cinq ans plus tôt, soit une multiplication par huit.

En Ontario, des investissements importants ont été réalisés dans les ressources énergétiques distribuées au cours des 15 dernières années. La plupart de ces investissements ont été réalisés par des investisseurs dans le cadre de contrats avec une entité gouvernementale, d'abord l'Office de l'électricité de l'Ontario et maintenant l'Independent Electricity System Operator. On dénombre 33 671 contrats qui ont une capacité totale de 3 588,8 MW, ce qui représente 13,4 % de la capacité totale au 31 mars 2019[34]. Les prix de ces contrats ont été fixés de diverses manières, notamment par des appels d'offres, des offres standard (par exemple, dans le cadre des programmes de rachat à tarifs garantis) et des négociations. Ces données n'incluent pas plus de 30 000 contrats « microFIT » (capacité maximale de 10 kW) qui ont une capacité totale d'environ 260 MW, la quasi-totalité étant de l'énergie solaire.

En Alberta et en Ontario, les procédures génériques ont été, dans une certaine mesure, dépassées par des procédures plus spécifiques sur le plan tarifaire et les questions connexes. L'exemple le plus marquant est celui de l'Alberta où, en septembre 2019, l'AUC a lancé une consultation sur l'autoapprovisionnement en électricité et l'exportation d'électricité[35]. La consultation a été déclenchée par trois décisions récentes[36] dans lesquelles l'AUC a pour la première fois restreint les circonstances dans lesquelles le producteur indépendant est autorisé à la fois à consommer l'électricité qu'il produit sur sa propre propriété et à exporter cette électricité vers le réseau électrique. Les exemptions existantes qui permettent l'autoapprovisionnement et l'exportation d'électricité vers le réseau électrique concernent (i) les propriétaires de systèmes industriels et (ii) les microproducteurs[37]. Actuellement, ces types de producteurs représentent environ 5 000 MW[38] de capacité de production sur les 15 570 MW de capacité de l'Alberta[39]. Cette proportion est nettement supérieure à celle qui existe ailleurs au Canada[40].

Le Bulletin a demandé aux répondants d'aborder trois options :

- Option 1 : Le statu quo;
- Option 2 : Une autoproduction et une exportation limitées; et
- Option 3 : Une autoproduction et une exportation illimitées.

La consultation a suscité un intérêt considérable. Pas moins de 33 parties prenantes ont soumis des commentaires. La plupart d'entre elles étaient favorables à la troisième option. En janvier 2020, l'AUC a publié un deuxième bulletin[41] qui demandait aux parties de commenter les observations fournies par deux des répondants, Capital Power et AltaLink.

---

[34] Independent Electricity System Operator, « A Progress Report on Contracted Electricity Supply: First Quarter 2019 » (2019), tableau 3, à la p 18.

[35] Alberta Utilities Commission, « AUC Bulletin 2019-16 », en ligne : <http://www.auc.ab.ca/News/2019/Bulletin%202019-16.pdf>.

[36] *EPCOR Water Services Inc re EL Smith Solar Power Plant*, Decision 23418-D01-2019, 20 février 2019; *Advantage Oil and Gas Ltd re Glacier Power Plant Alteration*, Decision 23756-D01-2019, 26 avril 2019; *International Paper Canada Pulp Holdings ULC re Request for Permanent Connection for 48-Megawatt Plant*, Decision 24393-D01-2019, 6 juin 2019.

[37] *EPCOR Water Services Inc re EL Smith Solar Power Plant, supra* note 36 au para 101.

[38] AltaLink Management Ltd, « Re: Bulletin 2019-16 Consultation on the Issue of Power Plant Self-Supply and Export », 11 octobre 2019, au para 13, en ligne : <http://www.auc.ab.ca/regulatory_documents/Consultations/2019-10-11-SelfSupplyandExport-AltaLinkManagementLtd.pdf>.

[39] Market Surveillance Administrator, «2019 Market Share Offer Control », 24 septembre 2019, en ligne : <https://static1.squarespace.com/static/5d88e3016c6a183b1bcc861f/t/5d8cf795c3fa58146f1f13ad/1569519510719/2019+Market+Share+Offer+Control+Report.pdf>.

[40] En Ontario, par exemple, cette production représente 10 % de l'offre totale, contre 30 % en Alberta. Plus précisément, à la fin de 2019, l'Ontario disposait d'une capacité de production indépendante connectée en distribution d'environ 3 400 MW et d'une autre capacité de production connectée en transport de 37 500 MW. Veuillez consulter IESO, « Ontario's Supply Mix », en ligne : <http://www.ieso.ca/en/Learn/Ontario-Supply-Mix/Ontario-Energy-Capacity>.

[41] Alberta Utilities Commission, « Bulletin 2020-01 », 9 janvier 2020, en ligne : <http://www.auc.ab.ca/News/2020/Bulletin%202020-01.pdf>.

Dans le bulletin de la Commission du 9 janvier 2020, les parties ont été invitées à répondre comme suit aux préoccupations soulevées par Capital Power[42] :

> [Traduction] Le fait d'autoriser une exonération pour certaines énergies réduit la quantité des énergies produites qui se font concurrence pour être expédiées. En outre, l'augmentation de la production indépendante et de l'exportation sur le réseau change de manière indéterminée le marché de l'offre et de la demande, ce qui nuit à la détermination des prix. Exempter une partie de l'énergie de la participation à un groupe réduit l'efficacité et les avantages d'un marché concurrentiel.

Le MSA, l'un des intervenants, a fait valoir qu'il existe en fait deux marchés liés; le marché de la production indépendante et le marché de l'électricité traditionnel. Ce dernier est le Power Pool. Les deux existent depuis un certain temps.

Si la Commission adopte la troisième option, « Une autoproduction et une exportation illimitées », il est probable que le marché de l'autoproduction se développera. Cela ne réduira pas nécessairement la taille du marché traditionnel ni le degré de concurrence entre les fournisseurs. Toutefois, cela élargira les options offertes aux consommateurs de l'Alberta et augmentera la concurrence dans ce segment de marché. En outre, les producteurs appartenant à des clients qui ne bénéficient pas d'une exemption légale pour leur participation à un groupe d'électricité (par exemple, les systèmes industriels et la microproduction)[43] pourraient facilement être tenus de participer explicitement au pool d'électricité en faisant des offres et en recevant des commandes. Le MSA reste d'avis que la troisième option augmentera la concurrence.

La MSA estime qu'il n'est pas nécessaire que le producteur agisse en catimini. La production de la communauté ne doit pas non plus être désavantagée. Le fait que l'unité de production appartienne à plusieurs clients plutôt qu'à un seul ne devrait pas avoir d'importance si la répartition des coûts pour la fixation des tarifs est faite correctement. Il y a des problèmes de répartition des coûts à l'égard d'une seule catégorie de client, le producteur agissant en catimini. Ces mêmes problèmes se posent lorsqu'une unité de production communautaire dessert plusieurs clients.

Une autre question qui devrait être abordée est de savoir si l'installation de production locale doit être la propriété d'un consommateur ou si elle peut être la propriété d'un tiers. La MSA estime que le marché de la production locale devrait être ouvert aux tiers. Cela permettrait d'accroître la concurrence, ce qui favoriserait une concurrence équitable, efficace et ouverte[44].

La production locale peut apporter un certain nombre d'économies et d'avantages au réseau électrique de l'Alberta. Elle est, par définition, plus proche du client, et les coûts de distribution sont réduits.

La production locale est le produit d'une nouvelle technologie plus efficace qui n'existait pas lorsque la majeure partie du cadre réglementaire actuel a été mise en place. Cette nouvelle technologie permet de réduire considérablement les coûts. La Commission devrait supprimer, et non créer, les barrières artificielles à l'entrée.

La production locale, y compris la production communautaire, constitue une forme d'entrée sur le marché. Les nouvelles entrées sur le marché ont joué un rôle central dans la compétitivité du marché de l'électricité de l'Alberta. Non seulement l'entrée sur le marché limite l'exercice d'un pouvoir de marché par les producteurs, mais elle peut aussi favoriser l'amélioration de la productivité dans l'industrie de la distribution.

Les nouvelles entrées sont particulièrement importantes en Alberta à l'heure actuelle. Les

---

[42] Capital Power, « Re: Alberta Utilities Commission Consultation on the issue of power plant self-supply and export: Comments of Capital Power Corporation », 11 octobre 2019, en ligne : <http://www.auc.ab.ca/regulatory_documents/Consultations/2019-10-11-SelfSupplyandExport-CapitalPower.pdf>.

[43] La décision de la Commission dans *EPCOR Water Services Inc re EL Smith Solar Power Plant, supra* note 36 examine en détail toutes les exemptions de participation des producteurs au groupe d'électricité.

[44] *Electric Utilities Act*, SA 2003, c E-5.1, s 6(1); Voir aussi *Fair, Efficient and Open Competition Regulation,* AR 159/2009.

accords d'achat d'électricité prendront fin dans un an, et il est généralement admis que leur expiration entraînera une concentration et un pouvoir de marché accrus en Alberta. L'entrée de nouveaux venus par le biais de la production appartenant aux clients réduira la concentration du marché.

Les discussions concernant la production d'électricité par des indépendants peuvent également conduire à une analyse similaire sur le stockage par les clients. Cela s'explique en partie par la décision prise par la FERC en 2018 dans l'ordonnance 841, qui a statué que le stockage est un actif de production. En fin de compte, la vraie question en ce qui concerne la production appartenant aux clients n'est pas de savoir si elle doit être autorisée, mais si elle doit être limitée aux applications derrière le compteur, à la production appartenant aux clients par opposition aux tiers et aux tarifs que ces producteurs devraient payer aux transporteurs et aux distributeurs qui fournissent un accès au réseau lorsqu'ils souhaitent vendre leur électricité excédentaire.

Toutes ces questions sont actuellement devant l'Alberta Utilities Commission, qui fournira une recommandation au gouvernement d'ici la fin mars 2020.

Stockage d'énergie

Les organismes de réglementation de tout le Canada ont tous essayé de promouvoir le stockage au cours des dernières années. Il y a une bonne raison à cela, car les premières infrastructures énergétiques sont construites pour faire face aux charges de pointe. Si les pointes peuvent être réduites, les investissements en capital correspondants peuvent être réduits grâce à des économies de coûts.

Deuxièmement, la production d'électricité dans le monde entier passe d'une énergie à base de carbone à une énergie verte. Une différence importante entre les deux est que l'énergie verte, comme l'énergie éolienne et solaire, est très variable. Il n'est pas surprenant que les planificateurs aient découvert l'avantage de marier l'énergie solaire et le stockage, comme le souligne une récente étude de Brattle en décembre 2019[45].

L'autre raison qui stimule la demande est la croissance du stockage derrière le compteur (DLC), les clients essayant de réduire leurs coûts. Le stockage d'énergie DLC ne représente aujourd'hui que 70 MW, soit 15 % du marché américain du stockage d'énergie. D'ici 2022, il représentera 1300 MW, soit 30 % du marché[46]. Il existe des similitudes importantes entre la production locale et le stockage local. Tous deux peuvent être détenus par les clients et peuvent offrir une capacité excédentaire à d'autres clients. Ce service augmentera l'efficacité du secteur énergétique albertain et permettra de réaliser des économies importantes.

Le prochain facteur important à l'origine de cette demande est la reconnaissance par les services publics du fait que le stockage peut être un atout important du réseau pour réduire les coûts. Cette reconnaissance a été alimentée, au moins aux États-Unis, par l'ordonnance 841 de la FERC, qui a été confirmée en 2019 après avoir fait l'objet d'un appel. La FERC aux États-Unis, dans l'ordonnance 841[47] confirmée dans l'ordonnance 841-A[48], a statué que le stockage est un actif de production.

Le stockage DLC est un problème dans la récente consultation lancée par l'AUC[49]. La question a également été abordée dans le cas récent des tarifs de Toronto Hydro[50], qui a tenté d'inclure le stockage dans sa base tarifaire. Cette demande a été rejetée par la Commission de

[45] The Brattle Group, « Solar-Plus-Storage: The Future Market for Hybrid Resources », décembre 2019, en ligne : <https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/17741_solar_plus_storage_economics_-_final.pdf>.

[46] GTM Research and Energy Storage Association, «U.S. Energy Storage Monitor: Q4 2017 Full Report», décembre 2017.

[47] *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, 162 FERC ¶ 61,127.

[48] *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, 18 CFR § 35.

[49] *Supra* note 39.

[50] *Toronto Hydro-Electric System Limited Application for Electricity Distribution Rates beginning January 1, 2020 until December 31, 2024*, EB-2018-0165, Decision and Order, 19 décembre 2019.

l'énergie de l'Ontario qui a conclu que l'affaire devait être renvoyée aux consultations sur les RED en cours[51].

Enfin, il est important de reconnaître la baisse significative des coûts qui a eu lieu sur les marchés du stockage au cours des dernières années. Entre 2010 et 2018, le prix moyen d'un bloc de batterie au lithium-ion est passé de 1 160 $ par kilowattheure à 176 $ par kilowattheure, soit une réduction de 85 % en huit ans seulement. Dans les prochaines années, Bloomberg New Energy Finance prévoit une nouvelle baisse à 94 $ le kilowattheure en 2024 et à 62 $ le kilowattheure en 2030.

Selon Bloomberg New Energy Finance, le marché mondial du stockage de l'énergie devrait atteindre 2 857 GWh d'ici 2040 et attirer plus de 620 G$ d'investissements au cours des 20 prochaines années. En Ontario, la SIERE a eu recours à un certain nombre de processus concurrentiels pour développer plus de 25 projets de stockage, ce qui a permis d'obtenir une capacité de plus de 50 MW. En décembre 2018, la SIERE a publié un rapport intitulé *Removing Obstacles for Storage Resources in Ontario*[52]. Elle a été suivie par une initiative de la CEO en mars 2019 dans le même sens et par une étude d'Energy Storage Canada en mai 2019 intitulée *Maximizing Value and Efficiency through Energy Storage*[53]. Cette étude était, à certains égards, similaire à celle de l'Alberta Electric System Operator (AESO) réalisée un an plus tôt et intitulée *Dispatchable Renewables and Energy storage*[54].

Recharge des véhicules électriques

Le nombre total de véhicules électriques (VE) en circulation dans le monde a atteint 3,1 millions en 2017, soit une augmentation de 50 % par rapport à l'année précédente. La Chine et les États-Unis ont enregistré le volume de ventes le plus élevé en 2017. La Norvège est le leader mondial en termes de part des ventes, les VE représentant plus de 39 % des nouvelles ventes en 2017. Neuf pays, dont la France, le Royaume-Uni et la Norvège, prévoient d'éliminer progressivement tous les véhicules à essence entre 2025 et 2050.

Bien que seulement 2,2 % des véhicules dans le monde soient électriques, un nombre record de 2,2 millions de VE ont été vendus l'année dernière. Bloomberg New Energy Finance (BNEF) prévoit que les VE atteindront 19 % des ventes de véhicules légers en Chine d'ici 2025, contre 14 % en Europe et 11 % aux États-Unis. Actuellement, ces chiffres sont de 4 % en Chine, 2 % en Europe et 2 % aux États-Unis. On estime que d'ici 2020, le prix des VE en Europe sera inférieur au prix des véhicules à moteur à combustion interne. Cet objectif sera atteint en Chine d'ici 2023 et aux États-Unis d'ici 2025.

Aux États-Unis, l'Edison Electric Institute (EEI) estime que d'ici 2030, le nombre de VE aux États-Unis atteindra 18,7 millions, contre 1 million à la fin de 2018. Il a fallu 8 ans pour vendre 1 million de VE aux États-Unis et l'EEI prévoit que le prochain million sera vendu dans 3 ans. On prévoit que les ventes annuelles de VE aux États-Unis dépasseront les 3,5 millions en 2030, ce qui représente plus de 20 % des ventes annuelles de véhicules. Il convient également de noter que l'on estime que 9,6 millions de bornes de recharge seront nécessaires pour alimenter les 18,7 millions de VE aux États-Unis en 2030.

Le Canada a connu une expansion importante des VE, l'Ontario, le Québec et la Colombie-Britannique représentant 97 % de tous les véhicules rechargeables vendus au Canada entre 2013 et 2018. Entre 2017 et 2018, les ventes ont augmenté de 80 %, ce qui fait que la part de marché nationale des VE est maintenant de 2,5 %, contre moins de 1 % en 2017. À la fin de 2018, les ventes en Ontario s'élevaient à plus de 6 000 véhicules, soit une augmentation de 209 % par rapport à la même

---

[51] *Ibid.*

[52] IESO, «Removing Obstacles for Storage Resources in Ontario », 19 décembre 2019, en ligne : <http://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/IESO-News/2018/12/IESO-report-outlines-next-steps-to-leveling-playing-field-for-energy-storage>.

[53] Energy Storage Canada, « Maximizing Value and Efficiency for Ratepayers through Energy Storage: A Roadmap for Ontario », mai 2019, en ligne : <https://energystoragecanada.org/highlights/2019/5/29/maximizing-value-and-efficiency-for-ratepayers-through-energy-storage-a-roadmap-for-ontario>.

[54] AESO, « Dispatchable Renewables and Energy Storage », 31 mai 2018, en ligne : <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/AESO-Dispatchable-Renewables-Storage-Report-May2018.pdf>.

période en 2017. L'Ontario représente 44 % de toutes les ventes de nouveaux VE au Canada.

Le récent rapport de la phase 2 de la British Columbia Utilities Commission dans son *Electric Vehicle Service Inquiry* (juin 2019) dresse un excellent bilan de la situation actuelle au Canada. [55]

> [Traduction] Grâce aux initiatives des gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux, ainsi que des services publics et des entreprises privées, l'infrastructure publique de bornes de recharge continue de se développer au Canada. Fin décembre 2017, il y avait environ 5 843 stations de recharge de VE au Canada, dont 5 168 de niveau 2, 483 bornes de recharge rapide à courant continu (RRCC) et 190 chargeurs Tesla. Cela représente une augmentation de 38 % des infrastructures de recharge publiques au Canada en 2017 par rapport à 2016[56].
>
> Parmi les développements récents du secteur privé, on peut citer la création d'Electrify Canada, un partenariat formé par Electrify America en coopération avec le groupe Volkswagen Canada pour construire des infrastructures de RRCC, en juillet 2018. Il prévoit de construire 32 stations de recharge rapide dans le sud de la Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec, dont l'exploitation devrait commencer à l'été 2019[57]. En février 2019, PetroCanada a annoncé qu'elle mettait en place un réseau de 50 installations de RRCC à travers le Canada, de Halifax, en Nouvelle-Écosse, à Vancouver, en Colombie-Britannique, la première station ayant été ouverte en Ontario[58].
>
> Les initiatives fédérales ont été menées par Ressources naturelles Canada (RNCan), en collaboration avec divers autres partenaires, pour soutenir l'installation de plus de 500 bornes de RRCC à ce jour[59]. En 2017, RNCan a collaboré avec trois entreprises privées pour installer 34 stations de recharge rapide le long de la route transcanadienne en Ontario et au Manitoba[60]. L'Initiative de déploiement de l'infrastructure pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement (Initiative VE de RNCan) offre des contributions remboursables pour soutenir la construction d'un réseau de recharge rapide des VE d'un océan à l'autre. L'initiative VE de RNCan paiera jusqu'à 50 % du coût total du projet, jusqu'à concurrence de

---

[55] Voir British Columbia Utilities Commission, « An Inquiry into the Regulation of Electric Vehicle Charging Station: Phase Two Report », 24 juin 2019, en ligne : <https://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2019/DOC_54345_BCUC%20EV%20Inquiry%20Phase%20Two%20Report-web.pdf>.

[56] See International Energy Agency Hybrid & Electric Vehicle, « 2018 HEV TCP Annual Report » (2018), en ligne : <http://www.ieahev.org/assets/1/7/Report2018_Canada.pdf>.

[57] Voir Electrify Canada, « About Electrify Canada », en ligne : <https://www.electrify-canada.ca/about-us>; Electrify Canada, Communiqué de presse, « Volkswagen Group Canada Forms Electrify Canada to Install Ultra-Fast Electric Vehicle Chargers », 19 juillet 2018, en ligne : <https://elam-cms-assets.s3.amazonaws.com/inline-files/Volkswagen%20Group%20Canada%20Forms%20Electrify%20Canada%20to%20Install%20Ultra-Fast%20Electric%20Vehicle%20Chargers.pdf>.

[58] Voir Petro-Canada, « Introducing our EV fast charge », en ligne : <https://www.petro-canada.ca/en/personal/fuel/alternative-fuels/ev-fast-charge-network>.

[59] Voir Transport Canada, « Zero-emission vehicles », en ligne : <http://www.tc.gc.ca/en/services/road/innovative-technologies/zero-emission-vehicles.html>.

[60] Voir Ressources naturelles Canada, « EV Charging Stations across Trans-Canada Highway (TCH) – Ontario and Manitoba », en ligne : <https://www.nrcan.gc.ca/energy/funding/icg/19851>; Le projet a été financé par une «contribution remboursable» de 8 millions de dollars de RNCan dans le cadre du Programme canadien d'innovation énergétique, ainsi que par des investissements privés de eCAMION, un développeur de systèmes de stockage d'énergie basé à Toronto, de Leclanché, un fournisseur de stockage d'énergie, et de SGEM, un producteur d'électricité basé à Genève. « Fast-charging stations for electric vehicles coming to Trans-Canada Highway », 24 juillet 2017, en ligne : <http://www.ecamion.com/fast-charging-stations-for-electric-vehicles-coming-to-trans-canada-highway/>.

cinquante mille dollars (50 000 $) par unité de chargement[61]. BC Hydro a reçu un financement pour 21 stations dans le cadre de sa mise en œuvre de la phase 1, sur un total national de 102.

Au niveau provincial, les gouvernements de l'Ontario, du Québec et de la Colombie-Britannique ont activement soutenu le développement de l'infrastructure de recharge des VE[62]. Le circuit électrique d'Hydro-Québec, lancé en 2012, a été le premier réseau public de recharge canadien offrant des stations de recharge de 240 et 400 volts. Au début de 2019, le circuit comprenait 1 700 stations, dont 176 stations de recharge rapide[63]. Les stations sont installées dans les stationnements des nombreux partenaires du circuit à travers le Québec et dans le nordest de l'Ontario, et sont exploitées par Hydro-Québec. En 2019, Hydro-Québec a annoncé qu'elle avait reçu du gouvernement fédéral un financement pour 100 nouvelles stations qui seront installées avant la fin de l'année 2019 et qu'elle avait des plans à long terme pour construire 1600 stations de recharge rapide au cours des 10 prochaines années[64].

En Alberta, l'initiative pour véhicules électriques de RNCan a soutenu la mise en place de trois premières stations de recharge rapide dans des magasins Canadian Tire en 2017[65], tandis qu'en février 2019, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son intention de fournir 1,2 M$ pour cofinancer le réseau de stations de recharge Peak to Prairies, en collaboration avec des partenaires locaux et la Fédération canadienne des municipalités. Le réseau sera composé de 20 stations de recharge rapide qui seront installées dans le sud de l'Alberta d'ici la fin de 2019. La propriété et l'exploitation à long terme de l'infrastructure de recharge seront confiées à ATCO[66].

Divers modèles de réglementation sont utilisés dans d'autres ressorts. L'Ontario, la Californie, Washington, l'Oregon, New York et un certain nombre d'autres États américains exemptent la recharge des VE de la réglementation sur l'énergie. La revente d'électricité est autorisée sans autorisation préalable, et les prix sont fixés par le marché. La Colombie-Britannique et certains autres États américains exigent que les fournisseurs de services de recharge électrique deviennent des services publics, sous réserve de tous les autres aspects de la réglementation énergétique, y compris la recharge.

Certains ressorts autorisent les services publics à fournir des services de recharge de VE et à recouvrer leurs coûts au moyen de la tarification. D'autres ressorts n'autorisent pas les services publics à fournir des services de recharge de VE ou les autorisent seulement à fournir des services de recharge en tant qu'entreprise non tarifée.

---

[61] Ressources naturelles Canada, « Electric Vehicle and Alternative Fuel Infrastructure deployment Initiative » 2019, en ligne : <https://www.nrcan.gc.ca/energy/alternative-fuels/fuel-facts/ecoenergy/18352>.

[62] L'Ontario s'est engagé à prendre des mesures favorisant les véhicules à zéro émission (VZE) et à soutenir le déploiement des infrastructures en veillant à ce que la capacité de recharge soit intégrée dans les stationnements désignés appartenant au gouvernement de l'Ontario et dans les stationnements de GO Transit. La province a depuis lors mis fin à ses programmes d'incitation à l'utilisation des VE et à l'installation de bornes de recharge. Gouvernement de l'Ontario, « À propos des véhicules à faibles émissions de carbone », en ligne : <http://www.mto.gov.on.ca/french/vehicles/electric/about-electric-vehicle.shtml>.

[63] Hydro-Québec, communiqué de presse, « Le Circuit électrique inaugure une superstation de recharge à Saint Apollinaire », 11 mars 2019, en ligne : <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1469/le-circuit-electrique-inaugure-une-superstation-de-recharge-a-saint-apollinaire-en-collaboration-avec-le-groupe-filgo-sonic/>.

[64] Jacob Serebrin, « Federal government to fund 100 new electric car charging stations in Quebec » *Montreal Gazette*, 23 janvier 2019, en ligne : <https://montrealgazette.com/business/local-business/federal-government-to-fund-100-new-electric-car-charging-stations-in-quebec>.

[65] JWN, « Alberta is getting its first electric vehicle charging corridor » *JWN*, 28 novembre 2017, en ligne : <https://www.jwnenergy.com/article/2017/11/alberta-getting-its-first-electric-vehicle-charging-corridor/>.

[66] ATCO, « Peaks to Praises Electric Vehicle Charging Station », 1er février 2019, en ligne : <https://www.atco.com/en-ca/projects/peaks-to-prairies-electric-vehicle-charging-station.html>.

Voici un aperçu du statut des installations de recharge de VE dans divers ressorts nord-américains.

Colombie-Britannique

Le 26 novembre 2018, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) a publié son rapport de la phase I de son *Enquête sur la réglementation du service de recharge de véhicules électriques*[67]. Dans ce rapport, la BCUC a constaté que le marché public de la recharge des VE ne présente pas de caractéristiques de monopole et qu'il n'est pas nécessaire de réglementer pour protéger les consommateurs contre un pouvoir de marché. La BCUC recommande que le gouvernement de la Colombie-Britannique accorde une exemption à la réglementation de la BCUC aux services de recharge de VE, mais qu'il continue d'en superviser la sécurité.

L'enquête de la BCUC est née d'une demande de FortisBC Inc. visant à faire approuver un tarif pour la recharge des VE dans les stations de recharge appartenant à FortisBC. La BCUC a approuvé le taux demandé à titre provisoire en janvier 2018, mais a également ajourné la demande de FortisBC en faveur de la conduite de l'enquête générale visant à déterminer si et comment on devrait réglementer la recharge des VE en Colombie-Britannique.

La phase 2 de l'enquête s'est concentrée sur les services publics non exemptés (BC Hydro et FortisBC) et a conclu que les services publics non exemptés n'étaient pas tenus de construire des stations de recharge.

Californie

En 2018, la Californie a accordé aux trois entreprises de services publics de l'État appartenant à des investisseurs un appui de 738 M$ pour l'infrastructure de recharge des VE. San Diego Gas & Electric a adopté un programme de remise de 137 M$ pour 60 000 stations de recharge à domicile de niveau 2 pour les VE (chargeurs 240 V semblables à un séchoir ou un four électrique) selon un tarif horaire variable. Pacific Gas and Electric a adopté un programme de 22 M$ pour financer 234 stations de recharge rapide sur 52 sites et mettre en place une infrastructure sur au moins 700 sites afin de soutenir l'électrification d'au moins 6 500 véhicules moyens ou lourds. Southern California Edison a adopté un programme de 343 M$ pour les infrastructures d'au moins 870 sites afin de soutenir l'électrification d'au moins 8 490 véhicules moyens ou lourds et de nouveaux tarifs fondés sur le temps d'utilisation pour les clients commerciaux équipés de VE.

Nouvelle-Écosse

En Nouvelle-Écosse, l'Utility and Review Board a rejeté une demande de Nova Scotia Power Incorporated visant à récupérer auprès des contribuables le coût de l'achat et de l'installation de 12 stations de recharge rapide de VE disséminés en Nouvelle-Écosse, car le conseil a constaté que les stations de recharge de VE sont similaires à d'autres équipements chez les clients et qu'il n'est pas pertinent de les facturer aux contribuables[68].

Ontario

Les législateurs de l'Ontario n'ont pas été très favorables envers la recharge des VE. En 2012, la Commission de l'énergie de l'Ontario a rejeté une demande de 600 000 $ pour financer un projet pilote de véhicules électriques[69]. Cette demande a été motivée par la déclaration du gouvernement de l'Ontario en 2009, selon laquelle un véhicule sur vingt serait électrique d'ici 2020[70]. Toronto Hydro a proposé d'utiliser l'argent pour installer et gérer entre 30 et 40 stations de recharge de VE dans la ville. La CEO a autorisé un montant de 200 000 $ pour les coûts liés à cette activité, à condition que l'argent ne soit pas utilisé pour financer une prestation de service au public. La Commission de l'énergie de l'Ontario

[67] British Columbia Utilities Commission, « An Inquiry into the Regulation of Electric Vehicle Charging Service: Report Phase 1 », 26 novembre 2018, en ligne : <https://www.bcuc.com/Documents/Proceedings/2018/DOC_52916_2018-11-26-PhaseOne-Report.pdf>.

[68] *In the Matter of an Application by Nova Scotia Power Incorporated for approval of its capital work order Cl# 50295, Electric Vehicle Charging Station Network Pilot Project, in the amount of $419,908,* 2018 NSUARB 1, à la p 13.

[69] *Decision and Order on Suite Metering Issues*, EB-2010-0142.

[70] Ontario, Ministère des Transports, « Le projet ontarien : 1 sur 20 d'ici 2020 : Les prochaines étapes vers des véhicules plus écoénergétiques en Ontario » (juillet 2009).

a averti que l'élaboration d'une politique concernant la propriété et l'exploitation des bornes de recharge des VE n'avait pas encore eu lieu et qu'il était prématuré de conclure que l'infrastructure de recharge devait être incluse dans la base tarifaire de Toronto Hydro.

Cet argument a été répété en 2019 dans la demande de Toronto Hydro pour les tarifs et redevances de distribution d'électricité pour 2020-2024. Là encore, la CEO a conclu que la décision[71] était prématurée et que la question devait être reportée à l'enquête en cours de la commission concernant les ressources de distribution énergétiques. Il faut ajouter que l'une des choses que le nouveau gouvernement conservateur a faites lorsqu'il est arrivé au pouvoir a été d'annuler le programme favorisant l'achat de véhicules électriques et les rabais pour l'achat de VE que le gouvernement libéral précédent avait mis en place.

DÉFIS DE LA CYBERSÉCURITÉ

La plupart des organismes de réglementation de l'énergie canadiens ont une certaine responsabilité dans la surveillance et la gestion des infractions aux normes de fiabilité. En Ontario, par exemple, ces responsabilités incombent à l'Independent Electricity System Operator[72], bien que la Commission de l'énergie de l'Ontario exerce une certaine surveillance[73]. En Alberta, il incombe à l'AESO de proposer les normes de fiabilité à l'Alberta Utilities Commission sur la base des normes établies par la North American Electric Reliability Corporation (NERC). L'AESO effectue des audits sur les acteurs du marché et transmet les infractions présumées à la MSA, qui peut imposer des pénalités spécifiques définies par l'AUC. La complexité de ce régime réglementaire s'est accrue plus récemment avec l'introduction des normes de protection des infrastructures critiques ou PIC[74] introduites par la NERC en 2010. Ces normes ont été adoptées en Ontario en 2016 et en Alberta en 2017.

Les normes de PIC ont introduit une nouvelle complexité et concernent pour la plupart les risques de cybersécurité. L'exemple le plus récent est la fermeture d'un pipeline américain sans nom sur la base d'une cyberattaque[75].

En 2017, pour la première fois, un organisme de réglementation canadien a mis en place une audience réglementaire pour traiter certaines questions relatives à ces nouvelles normes de cybersécurité. La procédure a été déclenchée par un mémoire de la MSA à la Commission le 29 octobre 2019 en relation avec le plan stratégique 2019-2022 de la Commission. Les questions soulevées concernent notamment l'utilisation de lignes directrices qui ont été établies par le NERC, mais qui ne sont pas utilisées en Alberta, et le degré de publicité qui devrait être attaché aux pénalités ou amendes imposées par la MSA en ce qui concerne les violations des normes de cybersécurité par les participants au marché et l'AESO. En Alberta, la MSA est responsable de l'audit de l'AESO. Les règles de l'AUC relatives à ces normes exigent que la MSA affiche publiquement les sanctions qu'elle impose. La MSA s'est abstenue de le faire en raison de risques pour la sécurité. Cette même question concerne les autorités réglementaires américaines. Un livre blanc commun concernant la divulgation des pénalités a été publié en 2019 par la FERC et la NERC[76].

Protection de l'infrastructure critique (PIC)

Les normes de protection des infrastructures critiques (PIC) ont été introduites pour la première fois par la North American Electric Reliability Corporation (NERC) en 2010 et sont entrées en vigueur en Alberta en 2017. Aujourd'hui, il existe 11 normes de PIC, qui

---

[71] *Supra* note 50.

[72] IESO, « Ontario Reliability Compliance Program », en ligne : <http://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/System-Reliability/Ontario-Reliability-Compliance-Program>.

[73] *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, 1998*, SO 1998, c 15, Sched B, s 59.

[74] North American Electric Reliability Corporation, « Critical Infrastructure Protection Standards », en ligne : <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/CIPStandards.aspx>.

[75] US Department of Homeland Security, CISA, « Ransomware Impacting Pipeline Operations », 18 février 2020, en ligne : <https://www.us-cert.gov/ncas/alerts/aa20-049a>.

[76] Federal Energy Regulatory Commission, « Joint Staff White Paper on Notices of Penalty Pertaining to Violations of Critical Infrastructure Protection Reliability Standards », 27 août 2019, en ligne : <https://www.ferc.gov/media/news-releases/2019/2019-3/AD19-18-000-Joint-White-Paper-NoFR.pdf>.

définissent les exigences de cybersécurité pour protéger le réseau de production d'électricité.

Les organismes de réglementation canadiens ont dû faire face à des défis réglementaires dans le cadre de ces nouvelles normes de PIC. Par rapport aux normes de fiabilité traditionnelles auxquelles les acteurs du marché sont confrontés depuis 2010, les normes de PIC sont beaucoup plus complexes et les risques de sécurité qu'elles abordent sont plus importants. Par conséquent, il existe un retard important en Alberta et dans d'autres juridictions canadiennes.

La cybersécurité est un domaine qui évolue rapidement dans tous les secteurs, et pas seulement dans celui de l'électricité. Par conséquent, les normes de PIC de la NERC évoluent à un rythme qui dépasse de loin le rythme de développement des autres normes du NERC. Depuis 2010, la NERC est passée de la version 0 à la version 6, qui est actuellement en vigueur. Les versions 7 et 8 de certaines des normes de PIC entreront en vigueur en 2020.

L'Alberta a adopté la version 5 comme première version des normes de PIC, qui est entrée en vigueur en 2017. L'AESO a choisi d'adopter les normes de PIC le plus près possible de la réalité. Toutefois, certains éléments ont été supprimés des normes de PIC du NERC en Alberta, par exemple le tableau des éléments de conformité, les lignes directrices et les bases techniques.

Dans toute l'Amérique du Nord, l'adoption de la première version des normes de PIC ou les changements importants apportés au contenu des nouvelles versions ont généralement entraîné une augmentation significative des violations signalées, qu'elles aient été signalées par les intéressés eux-mêmes ou révélées par la surveillance. Cela est généralement attribué aux concepts relativement nouveaux qui sont introduits dans l'industrie de l'électricité par le biais des normes et à la complexité des normes de PIC.

La consultation de l'Alberta

En Alberta, la MSA a proposé d'importantes modifications des règles impliquant des directives de sanction élaborées par le NERC qui peuvent réduire les coûts et les délais liés aux normes de PIC encourus à la fois par la MSA et les participants au marché. Le 29 octobre 2019, la MSA a demandé à l'AUC de tenir une consultation pour résoudre un certain nombre de questions en suspens. Le mémoire a été déposé dans le cadre d'une procédure que l'AUC a mise en place pour réviser son plan stratégique pour la période 2019-2022.

Dans le cadre de la consultation, les participants au marché ont été invités à répondre aux questions suivantes[77] :

- La règle 027 de l'AUC devrait-elle être modifiée pour permettre à la MSA de s'appuyer sur les directives du NERC en matière de sanctions pour déterminer les pénalités en cas de violation des normes de fiabilité de PIC?

- La règle 027 de l'AUC devrait-elle être modifiée pour permettre à la MSA de s'appuyer sur le tableau des éléments de conformité du NERC pour déterminer la gravité des infractions aux normes de fiabilité de PIC?

- La MSA devrait-elle être autorisée à relever les violations des normes de fiabilité de PIC, à gérer ensuite une procédure d'examen menée par la MSA avant de prendre une décision finale?

Cette consultation a été annoncée le 31 janvier et les parties intéressées doivent déposer leurs observations avant le 29 février.

Le problème de la divulgation

La règle 027 de l'AUC exige que la MSA publie sur le site web de la MSA toute amende émise pour une infraction à une norme de fiabilité au plus tard 45 jours après que l'amende a été donnée.

Il existe toutefois une large controverse au Canada et aux États-Unis sur la question de savoir si cette disposition est appropriée dans les cas des violations des normes de fiabilité de PIC. Les amendes relatives à la protection des infrastructures critiques concernent principalement les infractions à la cybersécurité, qui peuvent résulter de tentatives délibérées de tiers d'endommager

[77] Alberta Utilities Commission, « Rule 027: Specified Penalties for Contravention of Reliability Standards», en ligne : <https://engage.auc.ab.ca/AUC_Rule_27>.

des infrastructures critiques. La question est de savoir si la publication des infractions aiderait ces tiers à cibler certaines installations dont la protection a été jugée insuffisante. La MSA a déjà fait part à la AUC de ses préoccupations à cet égard. À ce jour, la MSA n'a publié aucune infraction aux normes de fiabilité de PIC sur son site web, dans l'attente d'éclaircissements supplémentaires de la part de la Commission.

Plus récemment, la FERC et la NERC ont publié un livre blanc[78]. Ces organismes mènent actuellement une consultation sur cette question. L'approche de l'Alberta concernant la publication des infractions aux normes de PIC, conforme à l'approche américaine, pourrait avoir du mérite.

La MSA a proposé qu'on organise une consultation pour répondre à la question suivante :

- La règle 027 de la AUC devrait-elle être modifiée pour limiter la publication des infractions aux normes de fiabilité de PIC à la norme de publication proposée par le Livre blanc conjoint FERC-NERC?

La Commission devrait élaborer le processus de consultation sous peu.

DEVANT LES TRIBUNAUX

Le blocus de l'Alberta en C.-B.

Plus tôt dans ce rapport, nous avons parlé de l'opposition au projet d'expansion de Trans Mountain visant à accroître la capacité en jumelant le réseau de pipelines existant à 987 km de nouvelles canalisations pour transporter la production de sables bitumineux d'Edmonton, en Alberta, à Burnaby, en Colombie-Britannique. Le projet comprend un agrandissement du terminal maritime de Burnaby et entraînera une augmentation significative du trafic de pétroliers sous le pont Lions Gate.

Cela a suscité une opposition farouche de la part du maire de Burnaby et du premier ministre de la Colombie-Britannique. Dans une tentative pour arrêter le projet, la province a proposé un amendement à la *Environmental Management Act*[79]. L'Alberta s'est opposée à cette loi au motif qu'elle était inconstitutionnelle parce qu'elle empiétait sur la compétence exclusive du gouvernement fédéral en matière de pipelines interprovinciaux. La Cour d'appel de Colombie-Britannique s'est dite en accord avec l'Alberta[80]. La Colombie-Britannique a ensuite fait appel devant la Cour suprême du Canada, qui a confirmé la décision de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique[81]. Le juge en chef de la Cour suprême a lu une décision unanime de la cour rejetant l'affaire sur la même base que la Cour d'appel de Colombie britannique. Il a fallu 10 minutes à la Cour pour arriver à cette décision.

Avant les décisions judiciaires, l'Alberta a riposté en indiquant qu'elle n'achèterait plus de vin de C-B, ni d'électricité de la nouvelle installation hydroélectrique du site C de la Colombie-Britannique. L'Alberta allait également cesser de fournir du gaz pour chauffer les maisons de la C.-B. Une injonction temporaire a été obtenue. Ces barrières sont également tombées avec la récente décision de la Cour suprême du Canada, le 16 janvier 2020.

La guerre du carbone

Alors que les gouvernements de la Colombie-Britannique et de l'Alberta se battaient entre eux, les provinces de l'Alberta, de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Saskatchewan se battaient avec le gouvernement fédéral au sujet de la taxe sur le carbone proposée par le fédéral. Le gouvernement fédéral avait promulgué une loi exigeant de chaque province de créer une taxe sur le carbone répondant à certaines normes. Pour les provinces qui refusaient, le gouvernement fédéral leur imposerait son propre système de tarification obligatoire du carbone.

L'opposition des provinces présentait trois motifs. Premièrement, les provinces ne croyaient pas que la taxe sur le carbone serait efficace. Deuxièmement, elles estimaient qu'elle imposait un coût important aux gens qui se rendent au travail en voiture tous les jours. Troisièmement, elles estimaient qu'elle était anticonstitutionnelle.

---

[78] *Supra* note 76.

[79] *Environmental Management Act*, SBC 2003, c 53.

[80] *Supra* note 4.

[81] *Supra* note 3.

En 2019, les affaires ont fait leur chemin dans les tribunaux. En mai 2019, la Cour d'appel de Saskatchewan a rendu une décision majoritaire[82] à 3 contre 2, estimant que le gouvernement fédéral avait bien l'autorité constitutionnelle de mettre en place une taxe sur le carbone. Un mois plus tard, en juin, la Cour d'appel de l'Ontario, dans une décision à la majorité de 4 contre 1, est arrivée au même résultat. Les deux décisions ont conclu que la législation fédérale sur la taxe carbone était un exercice valide en vertu du pouvoir du fédéral de faire des lois pour la paix, l'ordre et le bon gouvernement du Canada, enchâssé dans la Constitution.

L'Ontario et la Saskatchewan ont tous deux fait appel de ces décisions devant la Cour suprême du Canada, qui en sera probablement saisie en avril 2020. Pour brouiller les pistes, la Cour d'appel de l'Alberta a conclu le 24 février 2020 que la taxe sur le carbone était inconstitutionnelle[83].

Il s'agissait d'une décision à 4 contre 1 menée par le juge en chef de la province. La décision de l'Alberta explique bien les différences entre le tribunal albertain et les tribunaux de l'Ontario et de la Saskatchewan qui ont jugé que la législation relevait de la compétence fédérale. Il s'avère que cela dépend de la façon dont vous définissez ou caractérisez la taxe sur le carbone. La Cour d'appel de l'Alberta a déclaré, à juste titre, que la taxe sur le carbone était un instrument politique qui régissait les ressources naturelles dans la province. La Cour d'appel de l'Alberta s'est naturellement appuyée sur l'article 92A, qui stipule que les ressources naturelles sont de compétence provinciale exclusive. La logique était simple; l'Alberta est une province monoindustrielle. Cette industrie est liée à l'exploration et au développement de la production et du transport de pétrole et de gaz. La taxe fédérale proposée ne visait que cette industrie. Les décisions de l'Ontario et de la Saskatchewan se sont appuyées sur la doctrine de l'intérêt national au sens large en vertu du pouvoir de faire des lois pour la paix, l'ordre et le bon gouvernement du Canada. Le juge en chef a estimé que la réglementation des émissions de gaz à effet de serre ne relevait pas de cette doctrine et a noté que l'application de l'immunité interjuridictionnelle était rarement invoquée par les tribunaux et n'avait été utilisée que dans trois cas dans toute l'histoire des litiges constitutionnels. D'autres juges soutiennent que la loi sur le carbone était un cheval de Troie, qui permettrait au gouvernement fédéral d'exercer un contrôle sur pratiquement tout ce qui relève traditionnellement de la compétence des provinces. Cette affaire va maintenant être portée devant la Cour suprême du Canada, qui entendra les trois affaires ensemble le 24 mars 2020.

Entre-temps, les provinces du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard ont conclu un accord étrange avec le gouvernement fédéral. Elles ont proposé de promulguer la taxe fédérale sur le carbone, mais de supprimer une taxe du même montant que celle que chaque province a actuellement mise en place pour payer les routes de la province.

Il s'avère que le gouvernement fédéral allait donner aux provinces l'argent qu'il a reçu de la taxe sur le carbone, de sorte que les provinces ont été neutres en termes de revenus dans le cadre de cette initiative. Ce que ce nouveau système a fait pour réduire le carbone dans ces provinces demeure un mystère pour certains.

Révision des droits d'actifs délaissés

En 2016, un violent incendie a détruit la majeure partie de Fort McMurray, en Alberta. En 2019, trois entreprises, ATCO Gas, ATCO Electric Transmission et ATCO Electric Distribution, ont déposé des demandes auprès de l'AUC afin de récupérer environ 5 M$ pour compenser pour leurs biens détruits par l'incendie. Dans les trois décisions[84], la Commission a approuvé ou refusé la demande en se basant sur les principes de la Commission sur la disposition des actifs des services publics (UAD) relatifs aux actifs délaissés, tels qu'ils sont énoncés dans la décision *Stores Block*[85]. Il y a eu d'importantes remontrances et mises en garde sur « les effets délétères possibles » de ce principe, la commission ayant appelé à un « débat sur l'évolution de la réglementation des services publics en Alberta ».

---

[82] *Reference re Greenhouse Gas Pollution Pricing Act*, 2019 SKCA 40.

[83] *Reference re Greenhouse Gas Pollution Pricing Act*, 2020 ABCA 74 à la p 6.

[84] *Z Factor Application for Recovery of 2016 Regional Municipality of Wood Buffalo Wildfire Costs,* 21608-D01-2018; 2018-2019 *Transmission General Tariff Application*, 22742-D02-2019; *Z Factor Adjustment for the 2016 Regional Municipality of Wood Buffalo Wildfire*, 21609-D01-2019.

[85] *ATCO Gas and Pipelines Ltd c Alberta (Energy and Utilities Board),* [2006] 1 SCR 140.

Cette incertitude réglementaire a une longue et intéressante histoire. En 2013, l'AUC a publié ce que l'on appelle la décision *Utility Assets Disposition*[86]. C'est l'une des nombreuses décisions qui s'appuient sur l'arrêt *Stores Block* de la Cour suprême du Canada.

L'affaire *Stores Block* elle-même a commencé en Alberta lorsque TransAlta, une importante société de services publics de l'Alberta, a vendu un immeuble de bureaux dans le centre-ville de Calgary pour un profit considérable. La compagnie voulait conserver tous les bénéfices. La Commission a déclaré que les bénéfices devaient être partagés entre la société de services publics et les contribuables. La Cour suprême du Canada a rejeté l'argument voulant que les contribuables n'avaient pas de droit de propriété; ils avaient simplement droit au service. Cependant, comme le montrent les incendies de Fort McMurray, le revers de la médaille peut créer de réels problèmes pour les services publics. En d'autres termes, si la compagnie conserve tous les bénéfices de la vente d'un bien, elle doit probablement supporter tous les coûts de la destruction de ce bien.

Ce n'est pas la première fois que l'Alberta se débat avec cette question. Le problème est apparu en 2013, lorsque le sud de l'Alberta a été confronté à des inondations inhabituelles dues à la rivière Bow and Elbow. À cette époque, le gouvernement a proposé une nouvelle législation, qui a modifié l'impact de *Stores Block* en Alberta.

Le principe en cause dans cette affaire concerne tous les services publics canadiens et tous les organismes de réglementation canadiens. Il convient de répéter les conclusions de l'Alberta Utilities Commission aux paragraphes 129-132 de la décision 21609 concernant ATCO Electric[87] :

> **5.4.3.2 Considérations futures**
>
> [Traduction]
>
> 129. Dans la section précédente de cette décision, la Commission a déterminé que dans les circonstances de cette procédure, les mises pertes résultant de l'incendie de la RMWB étaient extraordinaires. En conséquence, l'investissement en capital non récupéré dans les actifs perdus est à la charge de l'actionnaire d'ATCO Electric.
>
> 130. La conclusion de la Commission selon laquelle les coûts des équipements ayant dû être remplacés devraient être imputés aux actionnaires se traduit par des tarifs justes et raisonnables. Cette conclusion est conforme à la législation en vigueur, aux principes fondamentaux du droit des biens et du droit des sociétés établis par les tribunaux et aux orientations de ces derniers en matière de répartition des risques et des avantages liés à la propriété des biens. Ces orientations ont été examinées par la Commission dans la décision de l'UAD et ont ensuite été confirmées en appel. Les orientations limitent la flexibilité de la Commission dans la gestion de la répartition des coûts lors de la mise au rancart des actifs des services publics, que cela soit prévu ou non. Le cadre réglementaire résultant de ces orientations est limité en partie par les conclusions suivantes des tribunaux :
>
> > L'argument selon lequel les actifs achetés sont reflétés dans la base tarifaire ne devrait pas obscurcir la question de déterminer qui est le propriétaire et le porteur de risque approprié […] le service public absorbe les pertes et les gains, les augmentations et les diminutions de la valeur des actifs, en fonction des conditions économiques et de difficultés techniques occasionnelles et inattendues […]
> >
> > Le concept selon lequel les actifs deviennent « dédiés

[86] *Utility Asset Disposition*, Decision 2013-417, en ligne : <http://www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2013/2013-417.pdf>.

[87] *Supra* note 84 aux pp 30-32.

au service » et restent donc à jamais dans la base tarifaire est incompatible avec la décision dans l'affaire *Stores Block* (au paragraphe 69). Une telle approche entraverait le pouvoir discrétionnaire de la Commission face à l'évolution des circonstances. L'inclusion antérieure dans la base tarifaire n'est pas déterminante ou nécessairement importante; comme l'a fait observer la Cour dans l'affaire Alberta Power Ltd. c. Alberta (Public Utilities Board) (1990), 72 Alta. L.R. (2 d) 129, 102 A.R. 353 (C.A.) à la p. 151; « C'était avant, nous sommes maintenant. »

L'utilisation passée des actifs ne permet pas leur inclusion dans la base tarifaire, sauf s'ils continuent à être utilisés.

Les autorités ayant établi que les contribuables ne peuvent participer à aucune des ventes de biens, il s'ensuit que le fait de détenir des biens dans l'assiette tarifaire, à la fin de leur vie utile, se fait au détriment du contribuable […] étant donné que les contribuables ne peuvent pas participer au produit de la vente d'actifs de services publics, leur protection en matière de traitement équitable consiste à exclure de l'assiette tarifaire les actifs qui ne sont pas nécessaires à l'exploitation des services publics.

[…] les termes du pacte réglementaire ont toujours été soumis à l'évolution et au rééquilibrage des intérêts concurrents des consommateurs et des entreprises de services publics lorsque les temps et les circonstances changent. … Il n'y a pas d'industrie aujourd'hui qui soit à l'abri du changement, ou qui jouit d'un droit à une protection contre les conséquences du changement, que celles-ci découlent de choix législatifs, de la déréglementation ou de décisions judiciaires.

La Commission a fourni une justification raisonnable pour sa conclusion selon laquelle il existe et devrait exister une distinction entre la dépréciation ordinaire et la perte imprévue ou l'obsolescence du capital, qui a été caractérisée comme une forme de dépréciation extraordinaire. Je suis persuadé qu'il était raisonnable pour la Commission de conclure que les situations de dépréciation extraordinaire étaient en dehors de la définition de ce qui constituerait un espoir raisonnable de rendement pour les investisseurs des services publics. La Commission, dans son rôle d'expert et son rôle politique, pouvait raisonnablement conclure que la législation indiquait que si l'amortissement ordinaire est une question légitime pour une forme de risque partagé entre les services publics et les contribuables, ces formes d'amortissement extraordinaire du capital acquis avec prudence ne sont pas des risques à partager avec les contribuables.

[…] En l'absence de *Stores Block* et de la

> jurisprudence subséquente de cette Cour, d'autres choix politiques auraient été ouverts aux organismes de réglementation. Bien qu'il serait tentant de limiter l'application de ces décisions aux seules compagnies de gaz (pour minimiser ce que je considère comme des effets néfastes sur la réglementation des compagnies de gaz en Alberta), les principes juridiques de *Stores Block* restent valables.

131. Bien que la Cour d'appel ait souligné que la série d'affaires découlant de *Stores Block* reste une bonne jurisprudence, elle a également noté que plus d'une décennie de litiges progressifs sur des décisions individuelles et factuelles de la Commission a sans doute entraîné certains « effets néfastes sur la réglementation des services publics en Alberta ». En formulant cette observation, la Cour a indiqué que la Commission disposerait d'une plus grande souplesse pour traiter les questions relatives à l'UAD en l'absence de ce type de décisions judiciaires et a rappelé aux législateurs qu'ils ont la possibilité d'examiner ces questions dans une perspective plus large de politique publique s'ils souhaitent modifier le statu quo et donner à la Commission une plus grande latitude pour traiter les questions factuelles spécifiques à l'UAD, comme on peut le lire cidessous :

> En l'absence des déclarations de *Stores Block*, la Commission aurait probablement une plus grande flexibilité sur la question de savoir qui assume le coût non amorti des actifs rendus inutilisables à la suite d'événements extraordinaires.
>
> La Commission, et cette Cour sont liées par *Stores Block* et les décisions ultérieures de cette Cour. Seuls une modification législative, un réexamen ou une annulation de l'arrêt *Stores Block* par la Cour suprême du Canada peuvent changer cela.

132. La Commission est consciente des difficultés que rencontrent les entreprises de services publics dans un environnement où elles doivent anticiper des événements futurs raisonnablement prévisibles, non seulement pour aligner correctement les paramètres d'amortissement, mais aussi pour réduire le risque de pertes d'actionnaires dues à une mise au rancart extraordinaire d'actifs. Malgré ces efforts, les entreprises de services publics reconnaissent que des pertes d'actionnaires sont susceptibles de se produire bien qu'elles aient agi avec prudence dans la conduite de leurs opérations. De même, il n'est pas dans l'intérêt des clients de payer des taux plus élevés qui reflètent des rendements ajustés au risque ou des paramètres de dépréciation et des décisions d'investissement qui tiennent compte de toutes les éventualités de mise au rancart. Il n'est pas non plus dans l'intérêt des clients que les services publics supportent des coûts d'emprunt plus élevés ou que la prestation d'un service sûr et fiable soit compromise en raison de difficultés financières résultant d'une mise au rancart extraordinaire. En outre, il n'est dans l'intérêt ni des services publics ni des clients de s'engager dans un débat continu et houleux pour caractériser les mises au rancart. Là encore, aucune partie n'y gagne si les services publics sont contraints de répondre à des incitations économiques négatives en adoptant des politiques d'aversion au risque qui entravent l'efficacité de la réglementation ou l'amélioration du service ou de la fiabilité là où des investissements prudents auraient autrement lieu. Ce sont peut-être là certains des effets délétères possibles sur la réglementation des services publics en Alberta, notés par les tribunaux.

Moins de déférence

Les tribunaux ont souvent fait preuve de déférence à l'égard des organismes de réglementation de l'énergie, en particulier lorsqu'ils interprètent leur loi nationale. Le point culminant au Canada a été la décision du juge Brian O'Ferrall dans l'affaire *Capital Power v Alberta Utilities Commission*[88], qui a fait l'objet d'un article dans la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie[89]. Des principes similaires ont été développés aux États-Unis où ils sont appelés la doctrine *Chevron*[90], qui a été appliquée dans des affaires américaines[91] bien que son application ait été réduite dans des décisions récentes[92].

Une décision de la Cour suprême du Canada, en décembre 2019, dans l'affaire *Vavilov*[93] semble également réduire le degré de déférence dans le droit canadien. Il existe de nombreux organismes de réglementation de l'énergie au Canada dont les décisions sont soumises à l'examen des tribunaux en vertu de droits d'appel expressément prévus par la loi. D'autres cas où il n'existe pas de droit d'appel légal sont néanmoins soumis à un appel judiciaire par les tribunaux. Dans les deux cas, les décisions des organismes de réglementation sont examinées par les tribunaux en ce qui concerne le bien-fondé de la décision, ainsi que pour des violations de l'équité procédurale ou de la justice naturelle. Dans les deux cas, le contrôle sur le fond porte sur l'application de la norme de contrôle à appliquer. Il s'agit soit d'une norme de « justesse » non déférente, soit d'une norme de « caractère raisonnable » déférente. Les tribunaux, tels que les organismes de réglementation de l'énergie, bénéficient généralement de ce dernier traitement.

Avant *Vavilov*, la distinction entre les recours statutaires et les contrôles judiciaires était floue et souvent le contrôle judiciaire appliquait la même approche de déférence aux deux. La décision de la Cour suprême dans l'affaire *Vavilov* modifie la loi élaborée pour la première fois à *Dunsmuir* en 2008[94] en ce qui concerne les recours statutaires. Il existe désormais une présomption selon laquelle la norme de contrôle sera le caractère raisonnable, à moins qu'il n'existe une directive législative claire indiquant qu'une norme différente est prévue. La Cour a indiqué qu'il existe cinq catégories spécifiques pour lesquelles une dérogation à la présomption de caractère raisonnable est justifiée. Ces catégories sont les suivantes:

- Une norme de contrôle spécifique a été définie dans la loi;
- Un droit de recours légal a été défini dans la loi;
- Les questions constitutionnelles;
- Les questions générales; et
- Les questions concernant les limites de compétence entre les organes administratifs.

La décision de la Cour suprême dans l'affaire *Vavilov* est importante. Une analyse détaillée est présentée dans la Revue annuelle des développements du droit administratif relatifs à la législation et à la réglementation énergétiques de David Mullan dans ce numéro de la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.

---

[88] *Capital Power Corporation v Alberta Utilities Commission*, 2018 ABCA 437; *McLean v British Columbia Securities Commission*, 2013 SCC 67 aux paras 40-41; *Walton v Alberta Securities Commission*, 2014 ABCA 273 au para 17.

[89] Gordon E Kaiser, « Capital Power Corporation: The Alberta Line Loss Debate » (2019) 7:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : <http://www.energyregulationquarterly.ca/case-comments/capital-power-corporation-the-alberta-line-loss-debate#sthash.9cQcSMWB.dpbs>.

[90] *Chevron v Natural Resources Def Council*, 467 US 837.

[91] *Cajun Electric Power Coop v FERC*, 1924 F (2 d) 1132 (DC Cir 1991); *Koch Gateway Pipeline v FERC*, 135 F (2 d) 810 (DC Cir 1998); *California Independent System Operator Inc v FERC*, 372 F (3d) 395 (DC Cir 2004); *Massachusetts v Environmental Protection Agency*, 549 US 497 (2007); *Assn. of Public Agency Customers v Bonnebille Power Admin*, 126 F (3d) 1158 (2009); *Michigan v Environmental Protection Agency*, 576 US 1 (2015); *FERC v Electric Power Supply Association*, 577 US 1 (2016); *Next Era Desert Centre Blythe v FERC*, 852 F (3d) 1118 (DC Cir 2017).

[92] *Epic Systems Corp v Lewis*, 584 US 1 (2018).

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

[94] *Dunsmuir c New Brunswick*, 2008 CSC 9.

ANNEXE A

La demande de commentaires de l'AESO sur la révision du cadre de tarification, lors de la 1re séance, posait les questions suivantes :

1. Lors de la séance, l'AESO a exposé les objectifs du cadre de tarification, qui consiste notamment à assurer à la fois le juste équilibre à long terme et une réponse efficace du marché à court terme. Avez-vous des commentaires sur les objectifs du cadre de tarification?

2. Veuillez nous faire part de vos commentaires sur la description par l'AESO du cadre de tarification du marché de l'énergie de l'Alberta, et sur les niveaux des prix administrés, en particulier sur l'objectif du *plafond de l'offre*. Y a-t-il quelque chose que vous changeriez ou ajouteriez à la description offerte?

3. Veuillez nous faire part de vos commentaires sur la description par l'AESO du cadre de tarification du marché de l'énergie de l'Alberta et sur les niveaux des prix administrés, en particulier sur l'objectif du *plafonnement des prix*. Y a-t-il quelque chose que vous changeriez ou ajouteriez à la description offerte?

4. Veuillez nous faire part de vos commentaires sur la description par l'AESO du cadre de tarification du marché de l'énergie de l'Alberta, et sur les niveaux de prix administrés, en particulier sur l'objectif du *prix plancher*. Y a-t-il quelque chose que vous changeriez ou ajouteriez à la description offerte?

5. L'évaluation de l'adéquation des ressources de l'AESO indique que le marché de l'énergie, avec le plafond d'offre existant, fournira des rendements financiers raisonnables tout en répondant aux exigences d'une offre raisonnable. Êtes-vous d'accord avec les conclusions de l'AESO? Sinon, veuillez décrire vos préoccupations.

6. L'évaluation de l'AESO sur le niveau des revenus indique que le marché de l'énergie, avec le plafond d'offre existant, a historiquement envoyé des signaux efficaces et rapides pour fixer les prix du marché. Historiquement, de nouveaux actifs se sont ajoutés lorsque les signaux indiquaient que de nouveaux investissements seraient rentables. Êtes-vous d'accord avec les conclusions de l'AESO? Sinon, veuillez décrire vos préoccupations.

7. Y a-t-il des situations prévisibles où les coûts variables des actifs seraient supérieurs à 999,99 $/MWh? Dans l'affirmative, veuillez décrire la situation.

8. L'AESO a décrit la portée de ce processus, les points généraux à l'ordre du jour et le calendrier des prochains engagements des parties prenantes, le calendrier des séances est axé sur le document que l'AESO doit remettre au ministre de l'Énergie du gouvernement de l'Alberta. Selon vous, la portée du processus est-elle appropriée. Si ce n'est pas le cas, veuillez expliquer votre raisonnement.

9. L'approche utilisée pour cet engagement est-elle efficace? Sinon, veuillez fournir des commentaires spécifiques sur la manière dont l'AESO peut rendre ces séances plus constructives.

10. Veuillez fournir tout autre commentaire en rapport avec l'engagement relatif au cadre de tarification. ■

ÉVOLUTION DU DROIT ADMINISTRATIF RELATIF AU DROIT ET À LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE EN 2019

*David Mullan**

INTRODUCTION

Jusqu'à la mi-décembre 2019, l'année avait été exceptionnellement calme en ce qui a trait aux jugements importants en droit administratif, en particulier ceux de la Cour suprême du Canada. Cependant, tout cela a changé le 19 décembre lorsque la Cour suprême a rendu ses arrêts tant attendus dans les affaires *Canada (ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*[1] *(Vavilov),* et *Bell Canada c Canada (Procureur général)*[2] *(Bell)*. Il s'agit d'affaires où, en accordant l'autorisation de faire appel, la Cour suprême a invité les parties à réexaminer l'affaire *Dunsmuir c Nouveau-Brunswick*[3] *(Dunsmuir),* en particulier en ce qui concerne la norme que les tribunaux doivent appliquer en matière de contrôle judiciaire des mesures administratives[4]. Le lendemain, la Cour suprême a rendu un autre jugement, *Société canadienne des postes c Syndicat des travailleurs postaux*[5], dans lequel la Cour a appliqué la nouvelle norme de contrôle découlant de l'affaire *Vavilov*.

Ce nouveau modèle revêt une importance particulière non seulement pour les tribunaux inférieurs, mais aussi pour les organismes de réglementation de l'énergie travaillant en première ligne. Je consacrerai donc la majeure partie de mon temps dans ce bilan annuel à une discussion sur les normes de contrôle modifiées et leur impact probable sur le déroulement des procédures réglementaires ainsi que sur l'examen judiciaire ultérieur des décisions découlant de ces procédures. Par la suite, j'aborderai les questions de réparation relatives au droit et à la réglementation de l'énergie traitées par la Cour suprême du Canada en 2019. Enfin, j'aborderai trois questions découlant du litige relatif au pipeline Trans Mountain, dont deux sont touchées par l'arrêt rendu le 4 février 2020 par la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Coldwater Indian Band c Canada (Procureur général)*[6], que je vais évoquer brièvement.

---

* Professeur émérite, Faculté de droit, Queen's University.

[1] *Canada (ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65. [*Vavilov*] (Un autre étude sur l'impact de *Vavilov* doit paraître dans The Advocates' Quarterly. Cette étude porte sur les sujets qui n'ont pas été traités).

[2] *Bell Canada c Canada (Procureur général),* 2019 CSC 66 [*Bell*].

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

[4] Voir l'autorisation de porter la cause en appel dans *Canada (Citoyenneté et immigration) c Vavilov*, 2018 CarswellNet 2127 et 2018 CarswellNet 2128.

[5] *Société canadienne des postes c Syndicat des travailleurs postaux*, 2019 CSC 67 [*Postes Canada*].

[6] *Coldwater Indian Band c Canada (Procureur général),* 2020 CAF 34 [*Coldwater*].

LE REMODELAGE DES NORMES DE CONTRÔLE

A) INTRODUCTION

Depuis des décennies, la question des normes de contrôle a jeté une ombre exceptionnellement longue sur le droit canadien du contrôle judiciaire des décisions administratives. Trouver le bon équilibre entre les rôles des décideurs administratifs en tant qu'instruments de gouvernance désignés par la loi, d'une part, et les tribunaux en tant que protecteurs de l'État de droit et organismes de responsabilisation, d'autre part, s'est avéré très problématique. Le moins que l'on puisse dire, c'est que le réexamen sérieux de cette question dans *Dunsmuir* avait pour la plupart des tribunaux inférieurs, des avocats, des décideurs administratifs eux-mêmes, et des observateurs et commentateurs, été incomplet et imparfait dans certaines de ses directives. Maintenant, les personnes impliquées dans le droit administratif canadien ont une autre directive à laquelle s'attaquer. Il reste à voir si cette directive sera plus efficace que la précédente. Et par efficace, j'entends la réalisation d'au moins deux objectifs : premièrement, la conciliation de la tension entre le choix de l'instrument législatif et l'État de droit et, deuxièmement, la réduction du temps consacré à la norme de contrôle dans le traitement des demandes de contrôle judiciaire et des recours légaux devant les tribunaux contre des décisions administratives (y compris l'inaction).

Dans le cas de la législation et la réglementation en matière d'énergie, l'affaire *Vavilov* pourrait sembler peu probable pour élaborer une directive généralisée pour la sélection et l'application de la norme de contrôle appropriée. Il s'agissait d'une demande de contrôle judiciaire de la décision de révoquer un certificat de citoyenneté canadienne du fils né au Canada d'espions russes, une décision qui reposait sur l'interprétation des dispositions de la *Loi sur la citoyenneté*[7]. Pour sa part, l'affaire *Bell*[8] concernait un organisme de réglementation d'intérêt public et des questions plus proches des régimes de réglementation de l'énergie, bien qu'encore quelque peu éloignées : une ordonnance et une décision du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (« **CRTC** ») exemptant le Super Bowl d'une ordonnance exigeant la substitution simultanée de publicités américaines par des publicités canadiennes dans les émissions de télévision d'origine américaine. Contrairement à la situation dans l'affaire *Vavilov*, elle a été inscrite au rôle de la Cour d'appel fédérale par voie de recours en autorisation sur une question de droit et de compétence.

B) CHOIX DE LA NORME DE CONTRÔLE

i. Décisions susceptibles de faire l'objet d'un appel prévu par la loi

Dans les premiers commentaires sur le nouveau régime, et il y en a déjà eu beaucoup[9], l'aspect le plus notable et le plus controversé de *Vavilov*, tel qu'appliqué simultanément dans l'affaire *Bell*, était la révision par la majorité de la sélection de la norme de contrôle judiciaire qui s'appliquait aux affaires portées devant les tribunaux par le biais d'un examen prévu par la loi, par opposition à une demande de contrôle judiciaire découlant de la common law ou d'une interprétation de la loi[10]. Désormais, sauf spécification législative contraire, les tribunaux qui entendent ces appels doivent appliquer le modèle de l'affaire *Housen c Nikolaisen*[11], obligatoire pour les appels des tribunaux inférieurs en matière de droit civil. Pour les questions de droit pures et les questions de droit qui étaient facilement dissociables des questions mixtes de droit et de fait, la norme de contrôle devait être celle de la « décision correcte ». Pour les questions de fait et les

---

[7] *Loi sur la citoyenneté*, RCS 1985, c C-29, aux para 22.1 à 22.4.

[8] *Supra* note 2. (Cela étant, je reste perplexe quant au fait qu'il n'y avait pas d'organisme de réglementation de l'énergie ni de représentants du secteur de l'énergie parmi les nombreux intervenants qui ont participé à ces deux affaires. Étant donné l'impact de l'arrêt *Vavilov* sur les normes de contrôle dans le cadre des recours statutaires, on peut maintenant regretter la décision de ne pas demander de droits de participation.)

[9] Voir, par exemple, Paul Daly, « The *Vavilov* Framework and the Future of Canadian Administrative Law », 15 janvier 2020, SSRN et en s'appuyant sur des évaluations antérieures de *Vavilov* publiées sur son blogue *Administrative Law Matters*, et aussi Shaun Fluker, « Vavilov on Standard of Review in Canadian Administrative Law », 6 février 2020, en ligne : *Ablawg* <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2020/02/Blog_SCF_Vavilov.pdf>.

[10] *Supra* note 1 aux para 36-52.

[11] *Housen c Nikolaisen*, 2002 CSC 33 [*Housen*].

questions mixtes de droit et de fait dont il n'est pas possible d'extraire facilement des questions de droit pures, la norme de contrôle serait celle de « l'erreur manifeste et dominante ».

Étant donné que la majorité des organismes de réglementation de l'énergie du Canada (comme le CRTC) sont situés dans un régime légal qui prévoit l'accès aux tribunaux pour leurs décisions et ordonnances par le biais d'un appel souvent uniquement sur autorisation et limité aux questions de droit et de compétence[12], cela représente un changement très important. Je ne m'attarderai pas sur les mérites de ce changement; Nigel Bankes l'a déjà fait et de manière persuasive dans le blogue, Ablawg[13]. Le résultat, cependant, fait en sorte que l'on a retiré à la plupart des organismes de réglementation de l'énergie, une situation où, sur de pures questions de droit, leurs décisions avaient droit à une présomption significative de déférence envers le caractère raisonnable de l'interprétation de leur loi habilitante ou d'une loi étroitement liée. Si, après l'arrêt *Vavilov*, cette présomption est devenue encore plus forte dans le contexte de la common law et des demandes de contrôle judiciaire prévues par la loi, elle a cessé d'exister pour les organismes de réglementation de l'énergie dont l'accès aux tribunaux se fait par voie d'appel. Dans le cadre d'un appel, en l'absence de directives législatives **précises**, il n'y aura pas de déférence sur les questions de droit, mais seulement un contrôle de la « décision correcte ». Il est certain que dans les domaines des questions de fait ou des questions mixtes de fait et de droit, il peut n'y avoir aucune différence pratique entre le contrôle sur la base du caractère raisonnable (la norme antérieure) et le contrôle pour « erreur manifeste et dominante ». Toutefois, dans le domaine plus généralement important des questions de droit pur, le contrôle en fonction du critère de la décision correcte régnera désormais.

Cela a été souligné par le jugement majoritaire dans l'affaire *Bell*[14]. L'examen en appel de la décision et de l'ordonnance du CRTC a été effectué sur la base du bien-fondé *de novo*, sans se concentrer sur les motifs du CTRC ni sur d'autres aspects de l'examen du caractère raisonnable des mesures administratives. Il s'agissait d'un exercice standard d'interprétation de la loi.

Si on laisse de côté la question de savoir si ce nouveau régime d'appel prévu par la loi représente un changement sage ou de principe, il a au moins le mérite d'être simple en apparence. Il semble s'appliquer de lui-même au moins en ce qui concerne les recours portant sur des questions de droit pur. La question a été retirée du domaine de l'évaluation contextuelle et, en particulier, celle de savoir si, en tant qu'élément de la liste des considérations contextuelles de *Dunsmuir*, un droit d'appel particulier pourrait être un facteur pertinent ou décisif pour s'écarter de la présomption antérieure de décision correcte pour de pures questions d'interprétation législative. Dorénavant, la norme sera invariablement celle de la décision correcte.

Toutefois, cela ne signifie pas que l'appropriation des normes de contrôle en appel découlant de *Housen* se fera sans problème. Nigel Bankes a identifié quelques problèmes[15]. Un problème en particulier mérite d'être examiné dans ce contexte. Dans la plupart des cas, les recours des organismes de réglementation de l'énergie devant les tribunaux se limitent à des questions de droit ou de compétence. Dans le contexte des demandes de contrôle judiciaire, la décision dans *Vavilov* (prise à l'unanimité) a supprimé la notion de compétence de la rubrique de sélection des normes de contrôle[16]. Celle-ci ne fera plus partie des catégories de questions qui conduisent à la réfutation de la présomption du caractère raisonnable de la décision. Cela soulève la question de ce qui se passe une fois

---

[12] Voir, par exemple, *Alberta Utilities Commission Act*, SA, c A-37.2, arts 29(1) and (2); *Responsible Energy Development Act*, SA, c R-17.3, arts 45(1) et (2); *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, 1998*, SO 1998, c 15, Annexe B, art 33(2) (ne nécessitant pas d'autorisation); Utility and Review Board Act, SNS 1992, c 11, art 30(1) (ne nécessitant pas d'autorisation); et la Loi sur la régie canadienne de l'énergie, SC 2019, c 28, arts 72(1) and (2).

[13] Nigel Bankes, « Statutory Appeal Rights in Relation to Administrative Decision-Maker Now Attract an Appellate Standard of Review: A Possible Legislative Response », 3 janvier 2020, en ligne: *Ablawg* <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2020/01/Blog_NB_Vavilov.pdf>.

[14] *Supra* note 2.

[15] *Supra* note 13.

[16] *Supra* note 1 aux para 65-68.

que la « compétence » a été exclue en tant que motif d'appel ou, en fait, en tant que motif de contrôle judiciaire lorsque la possibilité de s'en remettre à ce contrôle est explicitement énoncée, comme c'est le cas à l'alinéa 18.1(4) a) de la *Loi sur les cours fédérales*[17].

En effet, dans l'affaire *Bell*, la majorité, malgré son rejet dans l'affaire *Vavilov* de la compétence comme concept inapplicable, semblait parfaitement à l'aise pour considérer la question cruciale de l'interprétation dans cette affaire comme « concernent directement les limites du pouvoir conféré par la loi au CRTC[18] ».

Cela semble être une véritable définition de la question de compétence, et cela est encore souligné plus tard par la référence de la majorité « au principal argument des appelantes relativement à la question de la compétence[19] » ainsi qu'à la question de « l'étendue du pouvoir[20] ».

Même en admettant l'ironie de la décision apparemment facile de la majorité relative à la vérification de la compétence dans le cadre d'un appel, cela pourrait à première vue sembler être une question qui se règle aisément. En fin de compte, étant donné le droit de recours sur de pures questions de droit, il importe peu que la cour d'appel traite la question comme une question de droit ou de compétence. La norme appliquée, celle de la décision correcte, sera de toute façon la même. Toutefois, traditionnellement, les questions de compétence ne sont pas toujours de pures questions de droit. Elles pourraient bien être fondées sur des faits ou impliquer des questions de droit et de fait inextricablement mêlées. Si ces questions « de compétence » se posent à l'avenir dans le cadre d'un recours légal, *Housen* prévaudra-t-il et dictera-t-il l'application du critère de « l'erreur manifeste et dominante » ou sera-t-il supplanté par le principe de *Dunsmuir* selon lequel les « vraies » questions de compétence doivent être déterminées suivant le critère de la décision correcte[21]?

ii. Décisions faisant l'objet de demandes de contrôle judiciaire

En ce qui concerne les organismes de réglementation de l'énergie tels que la Commission de l'énergie et des services publics du NouveauBrunswick[22] et le gouverneur en conseil en tant que décideur final sur les demandes de certificats à l'égard de pipelines en vertu de l'article 186(1) de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, étant donné qu'il est expressément indiqué que leurs décisions peuvent être révisées par voie de contrôle judiciaire[23], et non d'appel prévu par la loi, c'est le contrôle judiciaire de l'affaire *Vavilov*, et non la reconfiguration de l'appel, qui s'applique.

Qu'est-ce que cela implique? Premièrement, toutes leurs décisions profitent d'une présomption favorable quant à leur caractère raisonnable[24]. Deuxièmement, les quatre facteurs contextuels qui auraient pu être utilisés auparavant pour réfuter cette présomption (et, en particulier, les considérations d'expertise comparative) n'ont plus cours[25]. Troisièmement, la réfutation de la présomption favorable est désormais liée à trois des quatre catégories de bienfondé automatique de *Dunsmuir* — les questions constitutionnelles, les confrontations ou les compétences concurrentes, et les questions d'importance fondamentale pour le système juridique dans son ensemble[26].

Comme nous l'avons déjà indiqué, la compétence a été supprimée des quatre catégories initiales. De même, la catégorie

---

[17] *Loi sur les cours fédérales*, LRC 1985, c F -7.

[18] *Supra* note 2 au para 4.

[19] *Ibid* au para 33.

[20] *Ibid*.

[21] *Supra* note 3 au para 59.

[22] *Loi sur la Commission de l'énergie et des services publics*, SNB, c E-9.18, art 52(1), créant un droit absolu à la révision judiciaire. En revanche, les demandes de contrôle judiciaire des décisions de la Régie de l'énergie du Québec sont limitées aux questions de compétence : *Loi sur la Régie de l'énergie*, SQ, c R -6.01.

[23] *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, LC 2019, c 18, art 188(1). Voir aussi l'article 70, respecting applications for judicial review of the decisions of the Tribunal d'indemnisation en matière de pipeline.

[24] *Supra* note 1 aux para 10, 23.

[25] *Ibid* au para 58.

[26] *Ibid* aux para 17, 53.

« importance fondamentale » a été modifiée en excluant la qualification selon laquelle la question doit également dépasser l'expertise du décideur administratif; indépendamment de l'expertise, un examen du bienfondé est requis. Il reste cependant à déterminer si ces trois catégories sont protégées par la Constitution. En d'autres termes, si la majorité reconnaît également que la norme de contrôle peut être modifiée et que la présomption générale de raisonnabilité peut être écartée par voie législative, il n'est pas certain que cela soit vrai pour les trois catégories de bienfondé.

Ces doutes mis à part, ici aussi, la sélection des normes de contrôle a été simplifiée. De plus, étant donné la relative rareté des décisions qui font intervenir les trois catégories de bienfondé exceptionnelles, le caractère raisonnable sera désormais la norme presque invariable en common law ou en contrôle judiciaire prévu par la loi (par opposition à l'appel), que la question en soit une de droit, mixte de droit et de fait ou uniquement de fait. Les partisans de la déférence s'en consoleront certainement.

C) APPLICATION DE LA NORME D'EXAMEN DU CARACTÈRE RAISONNABLE

i. Un engagement général envers la déférence?

Toutefois, c'est dans le deuxième élément de l'arrêt majoritaire *Vavilov* que des problèmes peuvent se poser. Comment reconnaître une décision qui n'est pas raisonnable? Dans quelle mesure les juges de la majorité sont-ils attachés à la déférence en tant que principe déterminant dans l'arrêt *Vavilov*?

À un certain niveau, malgré le fait que le contrôle judiciaire soit séparé de l'examen prévu par la loi, la majorité semble vouloir pencher du côté de la déférence. Au stade de la sélection des normes de contrôle, il y a maintenant une forte affirmation d'une présomption de caractère raisonnable, indépendamment des motifs de décision et de la catégorie de décideur administratif. En outre, la dérogation à ce principe dans l'abandon de l'expertise comparative en tant que considération pertinente dans la catégorie de l'importance fondamentale exceptionnelle ne peut pas être le détracteur d'une présomption significative de déférence en faveur des décideurs administratifs, contre lequel la minorité s'élève[27]. En effet, la majorité s'efforce de souligner que les tribunaux inférieurs ne devraient pas considérer tout ceci comme une invitation à étendre la catégorie d'importance fondamentale audelà de ses limites actuelles, comme le reflète le nombre très limité de précédents[28].

ii. La Centralité des motifs

En ce qui concerne l'application de la norme du caractère raisonnable, la majorité insiste sur le fait que le point de départ, au moins pour les décideurs administratifs qui sont obligés de motiver leurs décisions et qui le font, doit être les motifs fournis[29]. Cela ne doit pas être précédé d'une évaluation judiciaire de la décision que la cour aurait prise si elle avait été le décideur, suivie d'une comparaison entre la vision préconçue de la cour par rapport à la décision appropriée ou correcte et celle fournie par le décideur. En outre, l'insistance de la majorité sur le fait que la charge d'établir le caractère déraisonnable d'une décision incombe à la partie qui conteste la décision[30] renforce l'engagement en faveur d'un processus de révision qui est ancré dans un principe de déférence.

Tout en insistant sur l'importance des motifs et l'adhésion à l'appel de l'affaire *Dunsmuir* pour « la justification de la décision, à la transparence et à l'intelligibilité du processus décisionnel[31] », la majorité reconnaît néanmoins que les motifs des décideurs administratifs ne sont pas censés participer au caractère archivistique et formel attendu de la prise de décision judiciaire[32]. La majorité réitère également la proposition selon laquelle les décideurs administratifs ne sont

[27] *Ibid* au para 244.

[28] *Ibid* au para 61.

[29] *Ibid* au para 84.

[30] *Ibid* au para 100.

[31] *Supra* note 3 au para 47.

[32] *Supra* note 1 aux para 92, 114.

pas censés couvrir chacun des arguments ou chacune des preuves présentées par les parties[33]. Dans ce contexte, la majorité est favorable, sous réserve de certaines contraintes, à la recherche d'éclaircissements dans des documents ne figurant pas dans le compte rendu officiel de l'audience, tels que les précédents et les informations factuelles de base en possession du décideur[34]. Quant aux décideurs qui ne sont pas tenus de donner des motifs, comme ceux qui sont chargés d'élaborer la législation subordonnée, l'histoire législative, y compris les échanges internes, peuvent fournir des substituts acceptables.[35]

De même, la majorité, ayant rejeté la prise en compte formelle de l'expertise comparative comme facteur dans le processus de sélection des normes de contrôle, reconnaît néanmoins que l'expertise, telle qu'elle est attestée par la nature ou la qualité des motifs fournis, justifie la mesure dans laquelle les tribunaux d'appel devraient faire preuve de déférence[36]. Cela aussi indique un fort niveau d'engagement en faveur du principe de déférence.

Il est certain que les décideurs administratifs ont perdu une possibilité de résister au contrôle judiciaire en raison de l'insistance de la majorité sur le fait que leurs décisions doivent être justifiées plutôt que justifiables[37], et de la proposition selon laquelle les décisions ne devraient généralement pas être maintenues comme raisonnables simplement sur la base de leur résultat. Toutefois, il est difficile de considérer cela comme une dilution de l'engagement à faire preuve de déférence lors d'un contrôle judiciaire. Cela représente une contrainte légitime sur la mesure dans laquelle il peut y avoir des motifs rétroactifs à l'appui des conclusions auxquelles on est parvenu. La déférence perd simplement de sa force de persuasion lorsque le raisonnement et les processus d'un décideur administratif ne fournissent aucune base permettant de déterminer pourquoi le décideur a pris la décision qu'il a prise. Plus généralement, il n'y a pas non plus de raison de s'opposer à l'insistance de la majorité pour que le décideur administratif fournisse une justification logique ou rationnelle pour appuyer ses conclusions[38].

iii. Considérations contextuelles

Cependant, certains aspects du jugement de la majorité en matière « d'examen du caractère raisonnable » peuvent être interprétés par les juridictions inférieures comme annonçant l'arrivée d'une forme plus « rigoureu[se][39] » (terme utilisé par la majorité) de contrôle judiciaire dans le sens d'un contrôle qui impose un éventail varié de contraintes aux décideurs administratifs dans la prise de leurs décisions.

Bien que la Cour rejette le déploiement des facteurs contextuels établis de longue date dans l'établissement de la norme de contrôle appropriée, la majorité est fermement attachée à une approche contextuelle dans l'établissement des paramètres d'une norme appropriée de caractère raisonnable. Ils réitèrent le mantra post-*Dunsmuir* selon lequel le caractère raisonnable est une norme unique qui « s'adapte au contexte »[40]. Ce qui est exigé des décideurs administratifs, c'est qu'ils tirent des conclusions et adoptent des solutions qui prennent en compte les « contraintes d'ordre contextuel »[41] découlant du « des contraintes juridiques et factuelles propres au contexte de la décision particulière sous examen ».[42] Quelles sont ces contraintes contextuelles et dans quelle mesure peuvent-elles aider et favoriser un recul par rapport à un examen misant véritablement sur la déférence?

Lorsque la majorité a élaboré les exigences d'une obligation de fournir des motifs, comme nous l'avons déjà noté, elle a réintégré l'expertise

[33] *Ibid* aux para 98, 128.

[34] *Ibid* au para 94.

[35] *Ibid* au para 137.

[36] *Ibid* au para 93.

[37] *Ibid* au para 86.

[38] *Ibid* au para 99ss.

[39] *Ibid* au para 13.

[40] *Ibid* au para 89, citant entre autres l'arrêt *Canada (Citoyenneté et Immigration) c Khosa*, 2009 CSC 12, au para 59.

[41] *Supra* note 1 au para 90.

[42] *Ibid*.

parmi les points à considérer. L'expertise démontrée par les motifs fournis est un facteur à prendre en compte dans l'évaluation de la justification, de la transparence et de l'intelligibilité des motifs et du résultat[43]. Bien que la majorité ne le dise pas explicitement, à l'inverse, des raisons qui ne relèvent d'aucune expertise particulière ou limitée pourraient à l'avenir, pour certains juges, justifier un examen plus approfondi pour revoir le caractère raisonnable des motifs et du résultat.

Par la suite, la majorité identifie deux « lacunes fondamentales »[44] qui rendent une décision déraisonnable. L'une d'entre elles, qui ne peut être remise en question en termes généraux, est le manque « [d']un raisonnement intrinsèquement cohérent »[45]. En développant ce concept, la majorité utilise cependant une terminologie qui pourrait trop facilement attirer l'attention de juges à l'esprit interventionniste. Par exemple, l'affirmation selon laquelle une décision est déraisonnable lorsque « la conclusion tirée ne peut prendre sa source dans l'analyse effectuée »[46] peut inciter à examiner de près le bien-fondé du raisonnement du décideur et conduire en fait à un contrôle sous l'angle de la « décision correcte ».

Une situation est toutefois plus significative que les deux exemples que nous venons d'évoquer. Il s'agit de l'élaboration par la majorité de la deuxième « lacune fondamentale »; l'exigence selon laquelle la décision doit être prise en prenant en compte les « contraintes factuelles et juridiques pertinentes qui ont une incidence sur la décision »[47]. Dans ce contexte, la majorité, comme ce fut le cas pour l'expertise, réintroduit en fait deux considérations désormais contextuelles qui ont été bannies du domaine de la sélection des normes de contrôle : les problèmes liés à la compétence et la prise de décision incohérente. Comme nous l'avons déjà vu, la majorité (soutenue par la minorité[48]) a supprimé les « véritables questions de compétence » en tant que catégorie qui remplace la présomption du caractère raisonnable[49] d'une décision. Quant à la prise de décision incohérente, la Cour a refusé de l'ajouter comme motif autonome de réfutation des arguments présentés[50].

Sous la rubrique « Le régime législatif applicable », la majorité revient sur le concept de compétence et réitère la disparition de la catégorie de questions touchant « véritablement à la compétence assujettie au contrôle selon la norme de la décision correcte »[51]. Toutefois, après avoir reconnu « qu'il y a lieu de faire preuve de déférence envers l'interprétation que donne le décideur du pouvoir que lui confère la loi »[52], ils poursuivent en affirmant que

> [...] Le contrôle selon la norme de la décision raisonnable ne permet pas au décideur administratif de s'arroger des pouvoirs que le législateur n'a jamais voulu lui conférer. De la même manière, un organisme administratif ne saurait exercer un pouvoir qui ne lui a pas été délégué[53].

De manière convaincante, la minorité indique que cela annonce la réintroduction de « l'erreur de compétence »[54] dans le concept de caractère raisonnable, et la simple affirmation de la majorité selon laquelle ce n'est pas le cas[55] sonne très creux en effet.

Dans ce qui suit sous cette rubrique, il y a également une autre invitation potentielle à un examen intrusif, bien que sous la rubrique

[43] *Ibid* au para 93.
[44] *Ibid* au para 101.
[45] *Ibid* au para 105.
[46] *Ibid* au para 103.
[47] *Ibid* au para 101
[48] *Ibid* au para 282.
[49] *Ibid* aux par 65-68.
[50] *Ibid* aux para 71-72.
[51] *Ibid* au para 109.
[52] *Ibid*.
[53] *Ibid*.
[54] *Ibid* au para 285.
[55] *Ibid* au para 109.

« caractère raisonnable ». Il n'est pas surprenant que la majorité se réfère à la sagesse acceptée selon laquelle certaines questions législatives n'admettent qu'une seule interprétation[56]. En effet, la proposition générale ne peut être remise en question. Toutefois, le problème réside dans l'identification des circonstances qui justifient une telle conclusion avec les dangers pour la déférence clairement indiqués par une récente déclaration d'un juge de la Cour d'appel fédérale selon laquelle la grande majorité des questions d'interprétation législative n'admettent qu'une seule interprétation[57].

Plus généralement encore, sous la rubrique « Les principes d'interprétation législative »[58], la majorité insiste pour que les décideurs administratifs respectent le principe moderne en matière d'interprétation des lois :

> Or, quelle que soit la forme que prend l'opération d'interprétation d'une disposition législative, le fond de l'interprétation de celle-ci par le décideur administratif doit être conforme à son texte, à son contexte et à son objet[59].

Cela aussi invite à ce qui est en fait un examen des questions d'interprétation législative en fonction de la « décision correcte », bien que sous le couvert de son caractère raisonnable. Il est tout simplement trop facile de classer une décision sur une question d'interprétation d'une disposition avec laquelle le juge de révision est en désaccord comme étant fondée sur une lecture incorrecte du « texte, du contexte et de l'objet de cette disposition ».

Il y a d'autres éléments de la discussion de la majorité sur la nécessité pour les décideurs administratifs d'opérer dans le cadre des « contraintes juridiques et factuelles qui entourent la prise de la décision » qui peuvent donner à penser que l'on élargit les possibilités d'intervention tout en diminuant l'engagement en faveur d'un examen véritablement déférent[60]. Toutefois, permettez-moi de conclure cette discussion en faisant référence à la cohérence en tant que facteur contextuel. Dans le présent contexte, la majorité traite de la cohérence en mentionnant les cas où « [les] interprétations juridiques [sont] constamment discordantes ou contradictoires dans les décisions d'un organisme administratif »[61] et ceux où le décideur « *s'écarte* d'une pratique de longue date ou d'une jurisprudence interne constante »[62]. Si la majorité n'est pas du tout claire quant à la réponse judiciaire appropriée à la première question[63], elle est un peu plus précise en ce qui concerne la seconde : le décideur doit expliquer les raisons de l'écart entre sa décision et les pratiques de longue date; si le décideur ne s'acquitte pas de ce fardeau, la décision est déraisonnable[64]. Je n'ai aucun problème avec une telle directive, sauf que la majorité n'explique pas ce qu'elle veut dire précisément en exigeant que les écarts entre les décisions et les pratiques de longue date soient justifiés. Suffit-il que le décideur ait fourni une explication crédible de son incapacité à suivre le précédent, préservant ainsi un élément de déférence, ou cela signifie-t-il que la cour de révision doit examiner la justification sur la base du critère de la « décision correcte »?

iv. Conclusions

Dans son élaboration de la manière dont les cours inférieures devraient procéder à l'examen du caractère raisonnable, la majorité inscrit certainement cet exercice dans le cadre d'un engagement global empreint de déférence. Toutefois, en acceptant que l'exercice soit toujours contextuel et en fournissant des exemples de certains des facteurs qui fourniront ce contexte, la majorité remet en question la proposition selon laquelle une approche

---

[56] *Ibid* au para 110

[57] Nadon JA dans l'affaire *Bell Canada c 7265921 Canada Ltd (dba Gusto TV),* 2018 CAF 174, au para 194-196.

[58] *Supra* note 1 au para 115ss.

[59] *Ibid* au para 120.

[60] Par exemple, *ibid* aux para 133-135, sous le titre « L'incidence de la décision sur l'individu visé », la majorité prescrit-elle que les cours de révision examinent beaucoup plus attentivement ou fassent preuve de moins de déférence pour les décisions administratives lorsque les intérêts en jeu apparaissent importants pour les cours de révision?

[61] *Ibid* au para 132.

[62] *Ibid* au para 131.

[63] *Ibid* au para 132.

[64] *Ibid* au para 131.

contextuelle ne signifie pas un engagement à varier les normes ou l'intensité de l'examen du caractère raisonnable. Tout cet exercice repose sur le sentiment que différents scénarios impliquent différentes approches et que, sous l'étiquette de « caractère raisonnable », il existe désormais une série de possibilités qui vont de ce qui est en réalité un examen sous l'angle de la « décision correcte », jusqu'à un très haut niveau de déférence.

Outre le fait que la majorité rejette l'idée que le caractère raisonnable est une norme unique et invariable, cela soulève de sérieuses questions théoriques quant à la mesure dans laquelle, selon cette approche, le caractère raisonnable est surchargé en tant que concept. En outre, d'un point de vue pratique, l'élaboration des différents facteurs contextuels par la majorité contient des affirmations qui fournissent amplement de quoi alimenter une intervention judiciaire grandissante dans la prise de décision administrative, intervention qui ne conservera que peu, voire aucun élément de déférence. Il reste à voir si, en obtenant un meilleur consensus autour du choix du critère de contrôle, la majorité a simplement transféré les questions difficiles du critère de contrôle à la délimitation de ce que sont, dans n'importe quel contexte, les signes du caractère déraisonnable. Pour parler franchement, dans ce nouveau monde, la Cour a-t-elle donné aux sceptiques de la magistrature tous les outils dont ils ont besoin pour s'engager, de manière déguisée, dans un examen sous l'angle de la « décision correcte »?

Néanmoins, il faut dire que tant dans l'affaire *Vavilov* que dans l'affaire *Postes Canada*[65] en particulier, la Cour suprême donne l'exemple. Dans chacun d'eux, au moins dans les jugements majoritaires, les motifs de la décision sont le point de départ du contrôle judiciaire. C'est en fonction de ces raisons que les considérations contextuelles sont évaluées. De plus, dans l'affaire *Postes Canada*, le juge Rowe, pour justifier l'annulation du jugement de la Cour d'appel fédérale[66] et le rétablissement de la décision de l'agent d'appel, aborde la décision de cet agent avec une disposition qui respecte le processus de raisonnement figurant dans les motifs fournis[67]. Cela est très prometteur pour le maintien d'un contrôle judiciaire empreint de déférence, au moins dans les cas d'interprétation des lois qui sont portés devant les tribunaux par le biais d'une demande de contrôle judiciaire, par opposition à une révision prévue par la loi.

La contribution de *Vavilov* en tant que manuel sur les meilleures pratiques pour les décideurs administratifs dans la rédaction de leurs décisions est peut-être encore plus importante dans tout cet exercice de reconfiguration. Ce manuel devrait devenir une lecture obligatoire pour tous les décideurs administratifs et leur personnel (y compris les avocats). Non seulement il fournit un modèle pour la structuration des motifs, mais il informe également les décideurs administratifs sur l'éventail des considérations ou des facteurs contextuels qu'ils peuvent prendre en compte dans le cadre de leur mandat et des prémisses juridiques sous-jacentes.

RECOURS

A) INTRODUCTION

En 2019, la plupart des affaires de droit administratif de la Cour suprême, quantitativement limitées (au sens très large), concernaient des questions de recours[68]. En général, ces questions correctives n'avaient que peu ou pas de pertinence pour le travail des organismes de réglementation de l'énergie, comme l'illustre le sujet de ce qui était probablement le plus intéressant de ce groupe d'affaires sur le plan jurisprudentiel : *Canada (Sécurité publique et protection civile) c Chhina*[69]. Elle portait sur l'étendue de la compétence des cours supérieures provinciales en matière d'habeas corpus en ce qui concerne les détentions en vertu de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*[70], et sur la question de savoir si les recours prévus par cette loi ou l'accès à un contrôle judiciaire en vertu de la

[65] *Supra* note 5.

[66] *Canadian Union of Postal Workers c Canada Post Corporation*, 2017 CAF 153.

[67] *Supra* note 5 au para 28ss.

[68] Outre ceux mentionnés dans le texte, *R c Myers,* 2019 CSC 18, *Bessette c British Columbia (Attorney General),* 2019 CSC 31, et *R c Penunsi*, 2019 CSC 39, tous impliquent un contrôle judiciaire de procédures pénales sommaires.

[69] *Canada (Sécurité publique et protection civile) c Chhina*, 2019 CSC 29.

[70] *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*, SC 2001, c 27.

Loi sur les Cours fédérales l'empêchaient, soit pour des raisons de compétence, soit pour des raisons de discrétion[71]. Comme il est évident, c'est une question qui est peu pertinente dans le contexte de la législation et de la réglementation sur l'énergie.

B) CONTESTATION INCIDENTE

À première vue, l'arrêt *R c Bird*[72], qui concerne la possibilité d'une contestation incidente dans le cadre d'une poursuite en vertu du *Code criminel*[73] pour violation d'une ordonnance de surveillance à long terme émise par la Commission nationale des libérations conditionnelles, semble tout aussi inattendu. Toutefois, dans la mesure où l'existence d'une contestation incidente d'une ordonnance émise par les agences et les fonctionnaires gouvernementaux dans le cadre d'une réglementation liée sur l'énergie est une question d'intérêt pertinente, un commentaire sur cet arrêt est justifié. Cette affaire a également des liens avec les questions de normes de contrôle élaborées dans *Vavilov* et, pour cette seule raison, mérite notre attention.

Au Canada, les principes relatifs aux contestations incidentes ont été établis en 1998 dans les affaires *R c Consolidated-Maybrun Mines Ltd*[74] et *R c Al Klippert Ltd*[75]. En général, les contestations incidentes sont mal vues, à condition qu'il existe des possibilités adéquates de contestation directe contre la décision ou l'ordonnance concernée. Plus précisément, dans ces deux arrêts, la Cour a adopté une approche discrétionnaire à cinq critères[76] pour déterminer si une contestation incidente devrait être autorisée.

Dans l'arrêt *Bird*, en ce qui concerne les critères *consolidés de Maybrun*, deux ont particulièrement mérité l'attention de la Cour suprême — la contestation de l'ordonnance était fondée sur l'article 7 de la *Charte canadienne des droits et libertés*[77], et la peine prévue par le *Code criminel* pour la violation d'une ordonnance de surveillance de longue durée était un emprisonnement pouvant aller jusqu'à dix ans. La Cour n'a pas été impressionnée par l'argument selon lequel il s'agissait d'une affaire concernant les droits de la *Charte*. Bird disposait de recours directs et adéquats pour contester l'ordonnance sur la base de la *Charte*[78]. En ce qui concerne la peine prévue par le Code pénal, la majorité de la Cour a considéré qu'il s'agissait de l'un des cinq critères qui jouaient en faveur de Bird[79]. Cela n'a toutefois pas suffi à compenser les quatre contre-indicateurs[80]. En particulier, le juge Moldaver, qui a rendu le jugement de la majorité, a estimé que les arguments découlant de la sévérité de la sanction l'emportaient sur l'importance de ne pas encourager une culture de « violation d'abord; contestation ensuite »[81].

Étant donné que les arguments apparemment forts en faveur de l'autorisation des contestations incidentes ont échoué dans l'affaire *Bird*, il est difficile d'envisager de nombreuses circonstances dans lesquelles les tribunaux canadiens autoriseraient des contestations incidentes contre les ordonnances des organismes de réglementation et des responsables de l'énergie. Néanmoins, dans l'arène des contestations contre une législation subordonnée, il peut encore exister la possibilité que les défendeurs à une procédure d'exécution soient autorisés, sous certaines conditions, à soulever la question de la validité du règlement concerné. Après tout, dans l'affaire

---

[71] *Loi sur les Cours fédérales*, LRC 1985, c F -7.

[72] *R c Bird*, 2019 CSC 7.

[73] *Code criminel*, LRC 1985, c C -46.

[74] *R c Consolidated-Maybrun Mines Ltd*, [1998] 1 RCS 706.

[75] *R c Al Klippert Ltd*, [1998] 1 RCS 737.

[76] Voir *Consolidated-Maybrun, supra* note 74 au para 45-49.

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

[78] *Supra* note 74 au para 49.

[79] *Ibid* au para 82.

[80] *Ibid* aux para 83-85.

[81] *Ibid* au para 83.

Consolidated-Maybrun[82], la Cour s'est référée à ses précédents[83] reconnaissant les contestations incidentes contre les règlements administratifs avec une approbation apparente et certainement sans les remettre explicitement en question et encore moins les annuler.

En effet, il peut y avoir des configurations factuelles qui rendraient approprié la contestation incidente dans le contexte d'une ordonnance réglementaire n'ayant jamais été contestée même si cette ordonnance réglementaire pouvait, au moment de son émission, faire l'objet d'un appel devant un tribunal. Dans ce contexte, cela pourrait bien soulever une question de norme de contrôle découlant de *Vavilov*. Dans le cadre d'une défense contre une procédure d'exécution, le critère de contrôle de la légalité de l'ordonnance serait-il celui de la « décision correcte » comme dans le cas du contrôle prévu par la loi ou l'ordonnance devraitelle être examinée dans le cadre de la présomption générale de raisonnabilité des décisions administratives? Comme l'a souligné Nigel Bankes[84], c'est une question qui peut très bien se poser lorsqu'il existe à la fois des possibilités d'appel et de contrôle judiciaire pour contester la validité d'une décision administrative sur une pure question de droit.

C) REMETTRE OU NON LA PROCÉDURE

Souvent, lorsqu'un décideur administratif, par exemple, n'agit pas conformément aux règles de l'équité procédurale, la conséquence sera l'annulation de la décision finale et le retour de l'affaire au décideur (ou, dans certains cas, à un autre décideur) pour qu'il la reprenne, cette fois en suivant les règles de l'équité procédurale. Cependant, ce n'est pas un résultat invariable. Dans de nombreux cas, le demandeur d'un contrôle judiciaire (et surtout celui qui fait l'objet d'une procédure de sanction) voudra simplement que la décision soit annulée; une remise aux fins d'un réexamen est alors à éviter.

C'était en effet la situation dans *Vavilov*. Lorsque, sur une demande de contrôle judiciaire, la Cour d'appel fédérale et la Cour suprême du Canada[85] ont toutes deux déterminé que l'agent d'appel avait interprété de manière déraisonnable la disposition pertinente de la *Loi sur la citoyenneté* et que le greffier n'avait pas cerné, comme options, d'autres bases sur lesquelles la citoyenneté de *Vavilov* devrait être révoquée, il n'y avait aucune raison de renvoyer l'affaire pour obtenir une nouvelle décision, conformément à la loi ou aux motifs du jugement de la cour de révision. Sur la question de l'interprétation de la loi, il n'y a eu qu'une seule conclusion raisonnable sur les faits de cette affaire. En outre, la citoyenneté canadienne de Vavilov avait en fait été rétablie par l'annulation de la révocation par la Cour. Il n'y avait plus rien à faire. Dans un tel cas, l'absence d'une ordonnance de remise pour réexamen de la question ne compromettrait en aucune façon l'autonomie décisionnelle du juge administratif.

Néanmoins, en tant que principe général, la Cour suprême a reconnu qu'au stade de la réparation, les cours de révision ne devraient pas se mettre à la place du décideur administratif de manière inappropriée. L'affaire *Delta Air Lines Inc c Lukács*[86], sur laquelle j'ai fait des commentaires dans le cadre du bilan de 2017, en est une bonne illustration[87]. Dans cette affaire, la Cour suprême a déterminé que l'Office des transports du Canada avait commis une erreur de principe dans le critère qu'il a appliqué en refusant à Lukács le droit de déposer une plainte. Dans son opinion dissidente, la juge Abella, selon le jugement de la majorité rendu par la juge en chef McLachlin, avait soutenu le refus de la qualité de déposer une plainte comme étant raisonnable pour des raisons non abordées dans les motifs de l'Office[88]. Parmi les motifs invoqués par la juge en chef pour rejeter l'affirmation de la juge Abella concernant le

---

[82] *Supra* note 74 au para 25.

[83] *R c Greenbaum*, [1993] 1 RCS 674 et *R c Sharma*, [1993] 1 RCS 650.

[84] *Supra* note 13.

[85] *Vavilov v Canada (Citizenship and Immigration),* 2017 FCA 132.

[86] *Delta Air Lines Inc c Lukács,* 2018 CSC 2.

[87] David J Mullan, « 2017 Developments in Administrative Law Relevant to Energy Law and Regulation » (2018) 6:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 19-24.

[88] *Supra* note 86 au para 29.

résultat auquel est parvenu l'Office, figure le fait que cela aurait équivalu pour la Cour à « assumer le rôle de l'Office »[89] de manière inappropriée en lui imposant un motif de refus de la qualité de déposer une plainte que l'Agence n'avait pas développé elle-même. Dans de tels cas, la disposition corrective appropriée consistait pour la Cour à renvoyer l'affaire pour réexamen conformément aux motifs de la Cour. Par la suite, il était loisible à l'Office, dans l'exercice de son pouvoir discrétionnaire sur la détermination de la qualité pour déposer une plainte, d'évaluer s'il existait d'autres motifs légitimes pour lesquels elle devait refuser cette qualité à Lukács.

Par la suite, dans l'affaire *Vavilov*, la majorité a renforcé cette conclusion en se référant à *Lukács*[90]. Elle a précisé que, du moins dans le contexte des décideurs administratifs qui fournissent des motifs, il n'était généralement pas approprié pour les tribunaux de rejeter une demande de contrôle judiciaire au motif que, indépendamment des motifs fournis, le résultat lui-même pouvait être étayé par d'autres motifs non identifiés par le décideur. Sauf dans les situations où il n'y a qu'un seul résultat raisonnable et que ce n'est pas celui auquel est parvenu le décideur administratif, la mesure de réparation généralement appropriée est, comme dans l'affaire *Lukács*, la remise au décideur administratif pour réexamen.

Néanmoins, la majorité a reconnu qu'il pouvait y avoir des circonstances exceptionnelles dans lesquelles une remise serait inappropriée étant donné

> […] les préoccupations liées à la bonne administration du système de justice, à la nécessité d'assurer l'accès à la justice et à la « volonté de mettre sur pied un processus décisionnel à la fois rapide et économique qui préside souvant au départ à la création d'un tribunal administratif spécialisé »[91].

Parmi les situations identifiées par la majorité, on trouve les cas où « un résultat donné est inévitable »[92] et où la remise au décideur administratif ne servirait « à rien »[93]. Ici, la principale autorité citée est une affaire concernant la réglementation de l'énergie, la décision de 1994 de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Mobil Oil Canada Ltd c Canada Newfoundland Offshore Petroleum Board*[94]. Bien qu'il y ait eu une violation des règles d'équité procédurale, la remise n'était pas appropriée étant donné que la question de fond dans la procédure avait déjà été résolue par un jugement sur une demande reconventionnelle dans la même procédure.

En effet, l'affaire *Lukács* suggère un autre exemple. Que se passerait-il si, lors d'une remise d'une affaire au décideur administratif, l'Office lui refusait à nouveau le droit de porter plainte, et que cela aussi faisait l'objet d'un recours au motif que cette décision était également déraisonnable, bien que de nature différente? La majorité *Vavilov* laisse fortement entendre qu'une cour de révision ultérieure pourrait dans ces circonstances se mettre légitimement à la place du décideur administratif. Les appels à la déférence et au respect de la décision du décideur administratif en tant qu'instrument réglementaire

> […] ne saurait donner lieu à un va-et-vient interminable de contrôles judiciaires et de nouveaux examens[95].

Parmi les autres facteurs pertinents pour l'exercice du pouvoir discrétionnaire de la cour de révision sur la question de savoir s'il faut renvoyer l'affaire au décideur administratif, la majorité énumère ce qui suit :

> Les préoccupations concernant les délais, l'équité envers les parties, le besoin urgent de régler le différend, la nature du régime de réglementation donné, la possibilité réelle ou non pour le décideur administratif

[89] *Ibid* au para 28.

[90] *Supra* note 1 aux para 140-142.

[91] *Ibid* au para 140, citant *Alberta (Information and Privacy Commissioner) c Alberta Teachers' Association*, 2011 CSC 61, au para 55.

[92] *Ibid* au para 142

[93] *Ibid*.

[94] *Mobil Oil Canada Ltd c Canada Newfoundland Offshore Petroleum Board*, [1994] 1 SCR 202, aux para 228-230.

[95] *Supra* note 1 at para 142.

> de se pencher sur la question en litige, les coûts pour les parties et l'utilisation efficace des ressources publiques […][96].

L'arrêt du juge Stratas, pour la Cour d'appel fédérale, dans l'affaire *D'Errico c Canada (ministre des Ressources humaines et du Développement des compétences)*[97], citée avec l'approbation de la majorité dans l'affaire *Vavilov*[98], fournit un bon exemple d'une affaire dans laquelle certaines des considérations énumérées ont été prises en compte. L'enjeu était une demande de contrôle judiciaire d'une décision de refus d'une pension d'invalidité. Pour justifier le fait de ne pas renvoyer une décision déraisonnable au décideur administratif, mais de se mettre plutôt à sa place d'ordonner le versement de la pension, le juge Stratas a pris en compte les considérations suivantes :

1. Dans ce qui devait être un processus de décision rapide, la demande de pension avait été faite six ans auparavant;

2. Si l'affaire devait être renvoyée et que la nouvelle décision devait ensuite faire l'objet d'une demande de contrôle judiciaire, deux années supplémentaires risquaient de s'écouler;

3. La pension en question était destinée à traiter des affections très graves et revêtait une importance vitale pour les personnes admissibles; et

4. Le dossier présenté à la Cour pour la demande de contrôle judiciaire était suffisant pour permettre à la Cour de parvenir à une conclusion sur le fond[99].

LA SAGA DU PIPELINE TRANS MOUNTAIN – LE DÉBUT DE LA FIN?

A) INTRODUCTION

Au moment où cette publication allait « être mis sous presse », le 4 février, la Cour d'appel fédérale a rendu son jugement dans l'affaire *Coldwater Indian Band c Canada (Attorney General)*[100]. Il s'agissait de la demande de contrôle judiciaire dans laquelle divers groupes autochtones avaient obtenu l'autorisation de contester, pour des motifs limités, la décision de réexamen du gouverneur en conseil approuvant la construction du projet d'extension du pipeline Trans Mountain. En rejetant la demande de contrôle judiciaire, une formation de la Cour d'appel fédérale, composée du juge en chef Noël et des juges Pelletier et Laskin, a estimé que l'ordonnance révisée approuvant le projet avait, en ce qui concerne la question de fond spécifique (par opposition à la question de réparation) sur laquelle l'autorisation de demander un contrôle judiciaire avait été accordée, satisfait aux normes de caractère raisonnable énoncées dans l'arrêt *Vavilov*. En accordant l'autorisation de faire appel[101], le juge d'appel Stratas a formulé cette question comme suit :

> [L]es consultations des peuples autochtones et des Premières nations était-elle adéquate en droit de telle sorte qu'elles permettent de palier les lacunes des consultations initiales qui sont résumées aux paragraphes 557 à 563 des motifs de l'arrêt *[Nation] Tsleil-Waututh [c Canada (Procureur général)*[102]]?[103]

Une grande partie du jugement consiste en une évaluation minutieuse du processus suivi par la Couronne et l'Office national de l'énergie de

---

[96] *Ibid*.

[97] *D'Errico c Canada (ministre des Ressources humaines et du Développement des compétences),* 2014 CAF 95.

[98] *Supra* note 1 au para 142.

[99] *Supra* note 97 aux para 18-20.

[100] *Supra* note 6.

[101] *Raincoast Conservation Foundation c Canada (Procureur général),* 2019 CAF 224. Pour des commentaires détaillés sur cet arrêt, voir Nigel Bankes, Martin Olszynski et David Wright, « Federal Court of Appeal Provides Reasons in TMX Leave Applications », 11 septembre 2019, en ligne : *Ablawg* <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2019/09/Blog_NB_MO_DW_Raincoast.pdf>.

[102] *Nation Tsleil-Waututh c Canada (Procureur général),* 2018 CAF 153.

[103] *Supra* note 101 au para 65. Le juge d'appel Stratas a également posé deux autres questions : Y a-t-il « des défenses ou des obstacles à la demande de contrôle judiciaire? » (au para 66), et, éventuellement : « Une réparation devrait-elle être accordée et, dans l'affirmative, quelle réparation et à quelles conditions? » (au para 66).

l'époque en réponse au renvoi de l'affaire pour réexamen par la Cour d'appel fédérale. Dans cet exercice, la Cour a accordé une attention particulière aux raisons que le gouverneur en conseil a fournies pour son décret final.

Étant donné la nature intensive de cette demande de contrôle judiciaire et le fait que cet arrêt sort strictement du cadre de mon mandat d'examen des développements de 2019, je n'ai pas l'intention de consacrer beaucoup de temps à l'analyse complète de cet arrêt très important. Toutefois, comme il s'agit de l'une des premières demandes en application de *Vavilov*, le principal objet de cette revue annuelle, je me permettrai de commenter cet aspect de l'affaire. Mais avant cela, revenons sur deux questions découlant de la demande d'autorisation d'appel du jugement et sur l'une des requêtes interlocutoires qui ont fait partie du vaste exercice de gestion des affaires qui a servi de toile de fond à l'audience de trois jours en décembre de la demande de contrôle judiciaire.

B) PARTIALITÉ

Plusieurs demandeurs, en demandant l'autorisation de demander un contrôle judiciaire de la décision et de l'ordonnance de réexamen, ont soulevé des questions de conflit d'intérêts et de partialité. À la suite de la décision d'approbation initiale, le gouvernement du Canada a, par l'intermédiaire d'une société, acheté Trans Mountain. Dans ces circonstances, on a soutenu que le gouverneur en conseil ferait face à un conflit d'intérêts et serait soumis à une crainte raisonnable de partialité en réentendant l'affaire par rapport aux lacunes identifiées par la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Tsleil-Waututh*[104].

Dans le contexte de la demande d'autorisation d'appel et du critère visant à déterminer s'il y avait une affaire « pouvant raisonnablement être défendue »[105] pour ces motifs, le juge d'appel Stratas a qualifié la demande en affirmant qu'elle « était entachée d'une lacune fatale »[106]. Le décideur, le gouverneur en conseil, est une entité distincte du gouvernement du Canada et n'est pas propriétaire du projet. Étant donné que l'achat de Trans Mountain et la structure des modalités de propriété du gouvernement ont été réalisés par une série de décrets[107], cet argument présente des faiblesses évidentes. En revanche, la justification[108] ultérieure du juge d'appel Stratas fondée sur une autorisation prévue par la loi est beaucoup plus plausible. En supposant que le gouverneur en conseil dispose d'une base légale ou d'une prérogative pour approuver les projets de pipelines et l'achat d'un pipeline, en l'absence d'un argument constitutionnel, les principes de common law en matière de partialité et de conflit d'intérêts doivent céder le pas. Comme l'a déclaré le juge d'appel Stratas, la loi prévaut sur la common law.

Il est également pertinent que le juge Stratas ait reconnu[109] que tout manquement important de la part du gouverneur en conseil, dans des circonstances telles que celle-ci, à respecter les exigences de consultation et d'accommodement pourrait, avec quelques preuves, donner lieu à des préoccupations juridiques légitimes. Le gouverneur en conseil a-t-il en fait été détourné de ses responsabilités de s'engager, au nom de la Couronne, dans une consultation et un accommodement de bonne foi par le fait qu'il était propriétaire du projet qui faisait l'objet de l'examen? Toutefois, dans le cadre de cette demande d'autorisation de pourvoi, il n'y avait pas un « début de preuve »[110] pour soutenir une telle affirmation.

En effet, bien que la question de la partialité n'ait pas fait l'objet d'une autorisation d'appel, la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Coldwater Indian Band* a néanmoins indiqué son accord avec cet aspect de l'arrêt Stratas :

> [R]ien ne permet de croire que la décision du gouverneur en conseil repose sur la participation du Canada au projet et non sur la conviction véritable du gouverneur en conseil

[104] *Supra* note 102.

[105] *Supra* note 101 aux para 14-16.

[106] *Ibid* au para 33.

[107] Voir Décrets 2018-0635 (31 mai 2019), 2018-0670 (1 juin 2018) et 2018-0672 (1 juin 2018).

[108] *Supra* note 101 au para 34, citant *Ocean Port Hotel Ltd c Colombie-Britannique (General Manager, Liquor Control and Licensing Branch),* 2001 CSC 52.

[109] *Ibid* au para 35.

[110] *Ibid*.

> que le projet était dans l'intérêt public. Bien que, en fin de compte, l'évaluation qui a été faite ait pu profiter à la Couronne en tant que propriétaire du projet, rien ne permet de croire que le gouverneur en conseil ait perdu l'intérêt public de vue tout au long du processus[111].

C) RAPIDITÉ DES DEMANDES EN CONTRÔLE JUDICIAIRE DES PROCESSUS D'APPROBATION DE PROJETS

Dans deux éditions précédentes de cette revue annuelle[112], j'ai critiqué la Cour d'appel fédérale pour son exclusion de tout accès au contrôle judiciaire du processus d'approbation de l'Office national de l'énergie dans le cas d'un pipeline où le décideur final est le gouverneur en conseil[113]. Cette interdiction totale de contrôle judiciaire de l'Office a été expliquée sur plusieurs bases : les droits ne sont pas affectés au stade de l'Office; le rapport de l'Office n'est pas justiciable; les lacunes au niveau de l'Office peuvent être corrigées à l'étape du gouverneur en conseil; le régime législatif justifie le fait que toute contestation par voie de contrôle judiciaire devrait attendre la décision finale du gouverneur en conseil[114].

Il n'est pas étonnant que dans le contexte de la demande d'autorisation d'appel dans *Coldwater Indian Band*[115], et d'une demande distincte de contrôle judiciaire déposée par l'une des Premières nations concernées en réponse aux conditions restrictives auxquelles l'autorisation d'appel avait été accordée[116], le juge Stratas, siégeant seul dans les deux cas, ait doublé la mise de la Cour d'appel fédérale sur cette question.

Dans le jugement d'autorisation d'appel, il a décrit le processus d'approbation des projets dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie* comme étant « un code complet »[117]. Il a ensuite continué :

> Pendant le déroulement de ce processus, il est interdit d'ester en justice. À la fin du processus seulement, une fois que le gouverneur en conseil a pris sa décision, est-il éventuellement possible d'intenter un recours[118].

Pour cette déclaration, il a cité le précédent fondamental, *Gitxaala Nation c Canada*[119], dans lequel lui et le juge d'appel Dawson avaient rendu le jugement majoritaire conjoint de la Cour d'appel fédérale, ainsi que l'arrêt *Tsleil-Waututh*.[120]

Par la suite, dans la deuxième affaire, il a estimé que la demande de contrôle judiciaire subséquente de la Nation Gitxaala constituait une violation des termes de l'ordonnance rendue dans la demande d'autorisation d'appel. Dans ce contexte, citant à nouveau les deux mêmes décisions[121], il a rejeté les arguments de la Nation selon lesquels les lacunes des processus de l'Office national de l'énergie devraient pouvoir être remédiées par une demande immédiate de contrôle judiciaire; ce contrôle ne devrait pas

---

[111] *Supra* note 6 au para 23.

[112] David J Mullan, « 2016 Developments in Administrative Law Relevant to Energy Law and Regulation » (2017) 5:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 15 aux pp 29-30; David J Mullan, « 2018 Developments in Administrative Law Relevant to Energy Law and Regulation » (2019) 7:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.

[113] Voir le jugement conjoint des juges d'appel Dawson et Stratas dans l'affaire *Gitxaala Nation c Canada,* 2016 CAF 187, [2016] 4 RCF 418, et le jugement du juge d'appel Dawson dans l'affaire *Tsleil-Waututh Nation v Canada (Procureur général), supra* note 102 aux para 170-202.

[114] Mon bilan de 2018, *supra* note 112, fournit de la documentation.

[115] *Raincoast Conservation Foundation c Canada (procureur général), supra* note 101.

[116] *Stk'emlupsemc te Secwepemc Nation c Canada (procureur général),* 2019 CAF 239 (aussi connu sous l'appellation *Ignace c Canada (procureur général)*.

[117] *Supra* note 101 au para 10.

[118] *Ibid* au para 11.

[119] *Supra* note 113.

[120] *Supra* note 102.

[121] *Supra* note 116 au para 36. Voir également la réitération de cette position par le juge Stratas dans son jugement pour un panel de trois juges dans l'affaire *Raincoast Conservation Foundation c Canada (Procureur général),* 2019 CAF 259, au para 13.

avoir à attendre la décision du gouverneur en conseil à la fin du processus :

> La Cour a examiné et rejeté cet argument plusieurs fois, car le régime législatif ne permet pas une série de contrôles judiciaires fragmentés. Les affaires relevant de régimes législatifs différents ne sont donc pas pertinentes[122].

Dans un blogue sur cette deuxième affaire[123], les professeurs Wright, Olszynski et Bankes reconnaissent que cet aspect du jugement était inévitable et qu'à ce stade, le seul moyen réaliste de renverser la position de la Cour d'appel fédérale serait de faire appel dans une affaire appropriée devant la Cour suprême du Canada. Toutefois, ils poursuivent en se demandant si la règle elle-même était fondée sur une mauvaise interprétation ou une mauvaise application des précédents de la Cour d'appel fédérale.

Je ne me prononcerai pas sur le bien-fondé de l'affirmation concernant les précédents. Mon point de vue reste le même qu'il a toujours été. En ce qui concerne les principes généraux du contrôle judiciaire canadien, il n'y a plus d'interdiction absolue de déposer des demandes de contrôle judiciaire à l'égard de rapports non contraignants[124]. Toutefois, dans le cadre de leur pouvoir discrétionnaire de réparation, les tribunaux devraient généralement considérer ces demandes de contrôle judiciaire comme prématurées en raison du risque de perturbation des processus administratifs et de la probabilité que toute lacune puisse être corrigée à des stades ultérieurs du processus. Dans le cadre de ce régime, l'intervention à mi-parcours devrait relever de l'exception.

À mon avis, ce régime est suffisant pour répondre à la plupart, sinon à toutes les préoccupations qui ont animé la Cour d'appel fédérale. Plus généralement, je dirais qu'il est préférable de laisser une certaine marge de manœuvre pour les cas exceptionnels que de créer une nouvelle catégorie d'actions gouvernementales non justiciables. Je mets également en doute la proposition selon laquelle la position de la Cour découle automatiquement des termes de la législation pertinente et de la classification de ces dispositions comme un code complet prévu par la législation. Le message législatif peut être lu de manière un peu moins draconienne, les préoccupations relatives à la perturbation étant considérées comme amplement prises en compte en lisant dans les parties pertinentes de la législation une approbation implicite des principes de la common law en matière de pouvoir discrétionnaire correctif.

D) L'OBLIGATION DE CONSULTER ET, LE CAS ÉCHÉANT, D'ACCOMMODER — NORME DE CONTRÔLE

Dans le jugement de la Cour suprême sur l'obligation fondamentale de consulter, *Nation Haïda c Colombie-Britannique (ministre des forêts)*[125], la juge en chef McLachlin a abordé la question des normes de contrôle. Après avoir accepté que sur des questions de droit pures telles que « [l]l'existence et l'étendue de l'obligation de consulter ou d'accommoder sont des questions de droit » pour lesquelles s'applique la norme de contrôle de la décision correcte[126], elle a poursuivi en indiquant que les personnes engagées dans le processus avaient droit à la déférence sous la forme d'un contrôle de la décision raisonnable en ce qui concerne les éléments d'appréciation factuelle de l'exercice[127]. Par la suite, dans un paragraphe séparé, la juge en chef de la Cour suprême a décidé de considérer le « processus lui-même »[128]. Il a lui aussi été évalué selon la

---

[122] *Ibid*.

[123] David V Wright, Martin Olszynski, et Nigel Bankes, « TMX Litigation Takes an Unusual Turn at the Federal Court of Appeal », 5 octobre 2019, en ligne : *Ablawg* <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2019/10/Blog_DW_MO_NB_Ignace.pdf>.

[124] Voir, par exemple, *Alberta Wilderness Assn c Canada (ministre des Pêches et des Océans),* [1999] 1 CF 483 (CA).

[125] *Haïda c Colombie-Britannique (ministre des forêts),* 2004 CSC 73, [2004] 3 RCS 511.

[126] *Ibid* au para 61.

[127] *Ibid*.

[128] *Ibid* au para 62.

norme de la « décision raisonnable »[129]. Elle a poursuivi :

> Ce qui est requis, ce n'est pas une mesure parfaite, mais une mesure raisonnable[130].

Cette discussion sur la norme de contrôle soulève au moins une question. De toute évidence, dans le premier paragraphe, la juge en chef McLachlin discute de la norme à appliquer au contrôle des décisions prises par les autorités statutaires et accepte des normes de contrôle différentes pour les décisions portant sur des questions de droit et des questions de fait. Toutefois, il se peut qu'au deuxième paragraphe, l'accent soit modifié. Dans ce contexte, il se peut qu'elle ne déploie pas le caractère raisonnable au sens d'une norme de contrôle à appliquer à l'examen des motifs de décision fournis par un décideur administratif. Au contraire, dans le contexte du processus suivi par le décideur, le caractère raisonnable devient un **motif** de contrôle par opposition à une **norme** permettant de mesurer les raisons du décideur. Indépendamment des motifs du décideur, le cas échéant pour suivre un certain processus, la tâche de la cour de révision est de déterminer par référence à son propre contexte si le processus est substantiellement raisonnable.

On pourrait se demander : quelle différence cela fait-il? Et, peut-être, dans un sens pratique, cela ne fait pas de différence. Toutefois, pour le contrôle judiciaire des organismes de réglementation de l'énergie qui sont engagés dans l'évaluation de la question de savoir si l'État a respecté ses obligations de consultation et d'accommodement, la question peut avoir une certaine pertinence. Lors de l'examen de la décision d'un tel organisme sur le respect des obligations de l'État, le point central pour la cour de révision, en particulier après l'arrêt *Vavilov*, doit-il être d'évaluer si les motifs de l'organisme de réglementation quant à l'adéquation de la consultation et de l'accommodement ont satisfait au critère ou à la norme de la décision raisonnable? Ou bien, le tribunal doit-il déterminer lui-même, de manière indépendante si la norme de décision correcte est atteinte, si le processus de consultation et d'accommodement répond à la norme de la décision raisonnable? Je me permets de suggérer qu'il pourrait s'agir de tâches très différentes et, en ce qui concerne les règles de procédure de la cour, traitées de manière assez différente. Par exemple, la première approche pourrait être celle qui se limite généralement au procès-verbal de la procédure en cours d'examen, tandis que la seconde pourrait permettre d'introduire facilement des éléments et une argumentation supplémentaires.

En accordant l'autorisation de faire appel dans l'affaire *Coldwater Indian Band*[131], le juge d'appel Stratas a ajouté un avenant à la question principale sur laquelle l'autorisation a été accordée. En abordant la question de savoir si le défaut de la procédure précédente avait été remédié, les parties devraient « inclure des observations sur la norme de contrôle, la marge d'appréciation ou la marge de manœuvre qui s'applique en droit »[132]. Par la suite, dans l'un de ses jugements interlocutoires en tant que gestionnaire du litige, il a en fait évoqué cette même question en suggérant « certaines des questions qui pourraient être utilement explorées »[133] dans le cadre de cet avenant.

> [L]e gouverneur en conseil a affirmé, dans son décret, avoir examiné la question de la consultation avant de conclure que le Canada s'était acquitté de son obligation de consulter. Il s'agit d'une décision prise par un décideur administratif. Habituellement, ces décisions sont assujetties à la norme de contrôle [de la décision raisonnable] […][134]
>
> […]
>
> Les questions précédentes sont-elles dépourvues de pertinence, car le respect de l'obligation de consulter, sous réserve d'une certaine latitude,

[129] *Ibid*.

[130] *Ibid*.

[131] *Supra* note 101.

[132] *Ibid* au para 65.

[133] *Stk'emlupsemc te Secwepemc Nation c Canada (procureur général),* 2019 CAF 266, au para 13.

[134] *Ibid* au para 15.

> est impératif, et ce peu importe si le gouverneur en conseil croit ou non qu'il y a été satisfait?[135]

Dans son arrêt *Coldwater Indian Band*[136], la Cour a en effet répondu à cette invitation et a fourni une réponse définitive : après *Vavilov*, le point de mire pour la conduite de l'examen devrait être les motifs du gouverneur en conseil :

> L'existence et la portée de l'obligation de consulter ne sont pas en jeu en l'espèce. Toutes les parties conviennent que cette obligation entraînait la tenue de consultation approfondies. La principale question à trancher est de savoir, compte tenu de la portée requise des consultations, si le gouverneur en conseil pouvait raisonnablement conclure que les lacunes mises au jour […] avaient été corrigés de façon adéquate par la nouvelle ronde de consultations. Cette question est restreinte et dépend avant tout de l'évaluation par le gouverneur en conseil du caractère adéquat des consultations qui ont eu lieu lors de la seconde ronde. Pareille évaluation est largement tributaire des faits et appelle la déférence[137].

En effet, dans deux autres paragraphes[138], la Cour a continué à souligner qu'elle « doit se concentrer sur le caractère raisonnable de la décision du gouverneur en conseil ». La Cour a également exprimé son exaspération face à la manière dont les requérants ont abordé l'instance :

> Dès le début de l'instance, on a demandé deux fois aux demanderesses de se concentrer sur la décision du gouverneur en conseil et sur la norme de contrôle […] Elles ont plutôt décidé d'insister sur le bien-fondé de la décision[139].

On peut donc supposer sans risque que la Cour d'appel fédérale considère le contrôle judiciaire des évaluations des décideurs administratifs sur le caractère adéquat de la consultation et de l'accommodement des peuples autochtones comme étant soumis à la norme de contrôle de la décision raisonnable. En outre, à la suite de l'arrêt *Vavilov*, l'examen doit se concentrer sur les raisons fournies par le décideur administratif. Cependant, il est probable que lorsque le décideur n'a pas abordé spécifiquement la question de l'adéquation de la consultation et de l'accommodement de la Couronne (en raison d'une supervision ou d'un manque d'autorité pour le faire), les cours de révision s'engageront dans une évaluation indépendante ou *de novo* du « caractère raisonnable » non pas de la décision, mais de l'étendue de la consultation et de l'accommodement. ■

---

[135] *Ibid* au para 18.

[136] *Supra* note 6.

[137] *Ibid* au para 16.

[138] *Ibid* aux para 29, 79.

[139] *Ibid* au para 80.

L'APPROPRIATION DES PROJETS ÉNERGÉTIQUES PAR LES PEUPLES AUTOCHTONES[1]

Chrysten Perry, Keith Chatwin** et Ben Hudy****

Les gouvernements fédéral et provinciaux sont tenus de consulter et d'accommoder les peuples autochtones dont les droits peuvent être touchés par des propositions de projets énergétiques. Ces exigences ont conduit à la pratique désormais courante des promoteurs qui concluent des accords sur les avantages avec des communautés autochtones pour la fourniture d'une partie des travaux nécessaires à la construction et à l'exploitation de ces projets. Ces dispositions ont permis aux populations autochtones de tirer profit des retombées économiques de ces projets, et d'obtenir le soutien des populations autochtones à leur égard.

Toutefois, les peuples autochtones du Canada recherchent plus que jamais non seulement des accords sur les avantages liés aux grands projets énergétiques, mais aussi des possibilités de posséder tout ou partie de ces entreprises et de participer aux décisions requises pour leur développement et leur gestion.

Les peuples autochtones considèrent que les droits de propriété sur les infrastructures énergétiques à longue durée de vie et les rendements financiers fiables qu'elles peuvent produire sont un moyen de participer à l'économie au sens large et de générer des revenus autonomes afin d'améliorer les résultats socio-économiques, les soins de santé et l'éducation de leurs communautés.

Il s'agit aussi d'un élément nécessaire de l'esprit de réconciliation économique envisagé par l'appel à l'action n° 92 de la Commission de vérité et réconciliation[2].

---

[1] Cet article s'appuie sur un article publié à l'origine dans le blog de Stikeman Elliott sur l'énergie, en ligne : <https://www.stikeman.com/fr-ca/savoir/droit-canadien-energie/Participation-des-peuples-autochtones-aux-projets-energetiques >.

* Chrysten Perry est associée principale du bureau de Calgary et coprésidente du groupe Énergie de Stikeman Elliott. Elle possède plus de 30 ans d'expérience de la pratique du droit commercial et des sociétés relativement au secteur de l'énergie. *Chambers Canada 2020* et *Chambers Global* ont récemment, entre autres, reconnu sa contribution à titre d'avocate de premier plan dans Energy: Oil & Gas (Transactional).

** Keith Chatwin est associé des groupes Marchés de capitaux, fusions et acquisitions de Stikeman Elliott. Sa pratique porte sur une vaste gamme de valeurs mobilières et de transactions d'entreprise de nature générale, allant du financement par emprunt et du financement par capitaux propres publics et privés aux fusions et acquisitions, à la restructuration d'entreprise, à la recapitalisation et à l'activisme actionnarial. Il est membre actif des groupes responsables de la Corée et du Japon, et a récemment vu sa contribution soulignée, entre autres, par *Chambers Canada 2020* en tant qu'avocat principal dans le secteur corporatif et commercial de l'Alberta.

*** Ben Hudy est associé des groupes Marchés de capitaux, fusions et acquisitions de Stikeman Elliott. Sa pratique porte sur les valeurs mobilières, le financement des entreprises, les fusions et acquisitions, les coentreprises et d'autres structures de coentreprise, ainsi que les dossiers commerciaux et de nature corporative plus générale. Il a été appelé au barreau de l'Alberta en 2008 et au barreau de New York en 2009, et donne activement des allocutions.

[2] Commission de vérité et de réconciliation, *Commission de vérité et de réconcilitation: Appels à l'action* (2015) à la p 10.

PARTICIPATIONS ANTÉRIEURES

Il existe de nombreux exemples de participation des peuples autochtones aux projets énergétiques.

Dans certains cas, les prises de position en matière de propriété découlent de l'emplacement stratégique des terres et des ressources naturelles des peuples autochtones :

- le territoire traditionnel de la nation Haisla étant près de Kitimat, la nation s'est associée à plusieurs projets d'exportation de GNL sur la côte ouest, notamment Kitimat LNG, LNG Canada, le projet Pacific Trails Pipeline et le projet Douglas Channel Energy. L'option consentie à la nation Haisla d'acquérir une participation dans Kitimat LNG a été vendue pour 50 millions de dollars, et le bail accordé pour le site nécessaire au projet de Kitimat LNG générera, s'il se réalise, des revenus annuels substantiels pour la nation Haisla pendant les 40 ans de vie du projet;

- Le projet de Keeyask Hydropower LP et les accords connexes intervenus entre la province du Manitoba (75 %) et quatre Premières nations du Manitoba (25 %) ont permis d'offrir à ces Premières nations des options en ce qui concerne la construction, la propriété et l'exploitation du projet de barrage Keeyask de 695 MW au Manitoba. Ces accords sont l'aboutissement d'arrangements entre la province et les communautés des Premières nations vivant à proximité de ce projet de centrale électrique et qui remontent aux années 1970; et

- L'accès aux terres de la Première nation de Frog Lake en Alberta a permis à Frog Lake Energy de créer une coentreprise avec des participants de l'industrie pétrolière et gazière pour explorer et développer ces terres. Frog Lake Energy produit aujourd'hui plus de 3 000 barils de pétrole par jour.

Dans d'autres cas, la propriété des projets énergétiques a évolué, passant de sommes non négligeables versées par les promoteurs de projets aux peuples autochtones par des accords sur les avantages, des accords sur les effets négatifs et d'autres programmes. Ces paiements ont donné naissance à des entreprises prospères dans le secteur de l'énergie gérées par des groupes autochtones et leur ont donné la capacité financière d'acquérir des participations dans des actifs énergétiques. Un exemple en est l'achat par les Premières nations cries de Fort McKay et de Mikisew d'une participation globale de 49 % dans l'East Tank Farm de Suncor en 2017 à raison de 503 millions de dollars.

UNE TENDANCE À LA HAUSSE

Les événements récents confirment que les peuples autochtones sont de plus en plus actifs dans la recherche de possibilités de prendre part à des projets énergétiques.

Divers groupes autochtones ont exprimé de l'intérêt pour l'acquisition de tout ou partie du pipeline Trans Mountain. Le gouvernement fédéral a publié quatre principes de propriété autochtone à cet égard et a tenu des discussions avec les groupes autochtones pour leur vendre le pipeline lorsque la construction du projet d'expansion sera dissociée des risques. Après avoir approuvé l'expansion du pipeline Trans Mountain, le gouvernement a lancé un processus d'engagement avec un grand nombre de groupes autochtones pour connaître leur intérêt envers la propriété du gazoduc.

Les investisseurs intéressés comprennent :

- Le Western Indigenous Pipeline Group, qui représente les Premières nations établies le long du tracé du pipeline Trans Mountain en Colombie-Britannique;

- Project Reconciliation, proposition de coalition de 200 communautés des Premières nations et des Métis de l'Ouest canadien qui cherchent à acquérir une part de 51 %. Project Reconciliation prévoit de financer cette acquisition par l'émission de crédits garantis par des contrats de transport par conduite;

- L'Iron Coalition, qui souhaite acquérir entre 50 et 100 % du pipeline Trans Mountain. L'Iron Coalition affirme qu'elle devrait être le soumissionnaire privilégié, car seules les communautés des Premières nations et des Métis de l'Alberta et de la Colombie-Britannique par lesquelles passe ce gazoduc seront invitées à se joindre à ce groupe; et

- Le Conseil des ressources indiennes (CRI) qui travaille à une proposition d'acquisition qu'il soumettra à Ottawa pour faire en sorte que le pipeline soit détenu et exploité à 100 % par les peuples autochtones. Le CRI représente 134

Premières nations qui ont des ressources pétrolières et gazières sur leurs terres ou qui verraient leurs territoires traversés par l'expansion du pipeline Trans Mountain.

Le pipeline Coastal GasLink est un autre projet pour lequel des groupes autochtones sont intéressés à acquérir une participation. Ce pipeline est construit par TC Energy pour livrer du gaz naturel au projet LNG Canada sur la côte ouest. Récemment, TC Energy a vendu 65 % du pipeline à un consortium composé d'AIMCO et de KKR et a confirmé son désir de vendre une part supplémentaire de 10 % à des investisseurs autochtones.

Une prise de participation dans ces projets donnerait aux groupes autochtones participants un avant-goût de leur succès et susciterait plus de soutien parmi les peuples autochtones concernés et d'autres peuples autochtones de partout au pays.

Plus récemment :

- le gouvernement fédéral a accepté de vendre Ridley Terminals Inc. à Riverstone Holdings et AMCI Group (90 %), de même qu'à la Bande des Lax Kw'alaams et à la Première nation Metlakatla (10 %). Ridley Terminals exploite un terminal d'exportation de charbon dans le nord de la Colombie-Britannique;

- la Première nation Tahltan a acheté une participation de 5 % dans trois projets hydroélectriques au fil de l'eau situés sur ses territoires traditionnels en Colombie-Britannique pour un prix global de 124 millions de dollars; et

- 24 communautés des Premières nations (51 %) se sont associées à Fortis Inc. et à d'autres investisseurs privés (49 %) dans Wataynikaneyap Power qui développera, possédera et exploitera environ 1 800 kilomètres de lignes de transmission fournissant un service d'électricité aux communautés et aux entreprises des Premières nations du nord-ouest de l'Ontario.

AUTRES PROJETS PROPOSÉS

Les groupes autochtones ne sont pas seulement intéressés par l'achat de projets énergétiques existants. Ils participent également à de nouvelles entreprises.

Eagle Spirit Energy a proposé un pipeline qui transporterait jusqu'à 2 millions de barils par jour de pétrole brut moyen à lourd entre Fort McMurray et le nord de la Colombie-Britannique et se terminerait sur les terres des Lax Kw'alaams à Grassy Point, près de Prince Rupert. Eagle Spirit a indiqué qu'elle redirigera le pipeline vers un terminal portuaire en Alaska pour contourner l'interdiction des pétroliers qui résultera de l'adoption de la *Loi sur le moratoire relatif aux pétroliers*[3]. Le PDG d'Eagle Spirit est membre de la Bande des Lax Kw'alaams. Le projet devrait coûter 16 milliards de dollars. Un soutien financier a été fourni par la famille Aquilini de Vancouver, et AltaCorp Capital (qui appartient en partie au gouvernement de l'Alberta) a été sollicité pour réunir les 12 premiers milliards de dollars qui seront nécessaires[4]. Le projet bénéficie du soutien de grands producteurs d'énergie, dont Suncor, Cenovus et MEG Energy. Bien que les Lax Kw'alaams soient favorables au projet, les chefs héréditaires de la bande ont soutenu la *Loi sur le moratoire relatif aux pétroliers* et n'ont pas encore donné leur accord pour l'oléoduc. Et si Eagle Spirit a indiqué que les bandes situées le long du tracé du pipeline soutiennent le projet, il reste à voir si elles consentiront à signer des accords définitifs.

En outre, deux groupes d'investisseurs privés, Generating for Seven Generations et Alberta Alaska Rail Development Corp. proposent de construire des chemins de fer qui relieraient les sables bitumineux de l'Alberta à l'Alaska.

Des participations au capital de ces projets ont été offertes à diverses communautés autochtones.

SOUTIEN DU GOUVERNEMENT

Bien que des initiatives du secteur privé contribuent à redéfinir la participation des autochtones aux projets canadiens d'énergie et d'infrastructures énergétiques, les gouvernements

[3] *Loi sur le moratoire relatif aux pétroliers*, LC 2019, c 26.

[4] Eagle Spirit est inspiré du pipeline Alyeska qui s'étend entre Prudhoe Bay et Valdez, en Alaska. Ce projet a été construit et est exploité avec la participation des peuples autochtones de l'État.

du Canada encouragent également la participation des groupes autochtones à cette partie de l'économie canadienne.

Les appels d'offres d'Ontario Power Generation pour des projets d'énergie renouvelable, le deuxième cycle du programme d'électricité renouvelable de l'Alberta et l'appel d'offres d'Alberta Infrastructure pour de l'énergie solaire exigeaient tous que les soumissionnaires aient un niveau minimal de participation autochtone. Ces exigences ont donné lieu à de nombreux projets où les promoteurs se sont associés à des communautés des Premières nations et des Métis.

En outre, la province de l'Alberta a récemment pris une mesure importante pour soutenir les activités commerciales autochtones. Elle a créé l'Indigenous Opportunities Corporation, dont l'objectif est de faciliter la participation financière des communautés autochtones aux grands projets de ressources, y compris les pipelines. L'IOC aidera ces communautés à évaluer les possibilités d'investir dans des projets énergétiques et leur fournira des conseils sur la manière de financer ces investissements. L'Alberta investira 24 millions de dollars dans l'IOC sur quatre ans et réservera 1 milliard de dollars pour faciliter et soutenir ce financement.

CONCLUSION

On peut être sceptique quant à l'étendue ultime de la participation autochtone au commerce canadien et quant à savoir si les investissements en capital proposés par les peuples autochtones auront effectivement lieu. Les grands projets énergétiques, en particulier, sont difficiles à réaliser. Le financement des investissements dans ces projets est un tour de force. L'expertise en matière de construction et d'exploitation de projets énergétiques devra être organisée par des investisseurs autochtones, soit directement, soit par des partenariats stratégiques.

Par ailleurs, la participation des peuples autochtones à ces projets ne garantira pas nécessairement que l'opposition qui découle de ces projets, y compris de la part d'autres peuples autochtones, disparaîtra.

Toutefois, les niveaux de participation et les résultats positifs que les peuples autochtones ont connus jusqu'à présent dans le secteur de l'énergie sont encourageants. Ce secteur emploie deux fois plus d'autochtones que la moyenne nationale, y compris dans des centaines d'entreprises autochtones de tout l'Ouest canadien.

Il est important de noter que les gouvernements fédéral et provinciaux soutiennent aussi fermement l'appropriation par les autochtones comme moyen de favoriser la réconciliation et leur autosuffisance économique. Et étant donné le contexte actuel d'opposition croissante aux projets énergétiques proposés, le modèle qui consiste à faire participer les peuples autochtones à ces projets peut être un moyen efficace d'obtenir leur soutien et d'atténuer les risques d'échec. ■

LA STRUCTURE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA : UN NOUVEAU MODÈLE DE GOUVERNANCE DES TRIBUNAUX DE RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE DISCUTABLE?

Rowland J. Harrison c.r., Neil McCrank c.r.** et Ron Wallace Ph.D****

INTRODUCTION

Avec l'entrée en vigueur, le 28 août 2019, du projet de loi C-69[1] promulguant la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (***LRCE***)[2] et la *Loi sur l'évaluation d'impact* (***LEI***)[3], le processus fédéral d'évaluation des projets d'infrastructure énergétique a été fondamentalement restructuré. Le projet de loi C-69 a été très controversé, qualifié par bon nombre de ses opposants, y compris par certains chefs de gouvernements provinciaux, de « projet de loi sur l'arrêt des pipelines[4] ».

Les changements mis en œuvre avec la proclamation du projet de loi C-69 comprenaient l'abolition, après 60 ans, de l'Office national de l'énergie (**ONE**) et la création de son remplacement par la Régie de l'énergie du Canada (**REC**)[5]. Au même moment, la responsabilité principale de l'évaluation de l'impact des projets désignés

* Co-rédacteur en chef, Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie; ancien membre permanent pendant 14 ans de l'Office national de l'énergie

** Avocat, Borden Ladner Gervais; ancien président de l'Albert Energy Resources and Conservation Board.

*** Dr Ron Wallace a fait partie d'organismes de réglementation et de conseils consultatifs dans le domaine de l'énergie et de l'environnement pour des organismes fédéraux, provinciaux et territoriaux. Il a été nommé membre permanent de l'Office national de l'énergie en 2013 et a pris sa retraite en 2016

[1] PL C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois,* 1re sess, 42e parl, 2019.

[2] *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, LC 2019, c 28, art 10.

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

[4] Voir à titre d'exemple, Josh K Elliott, « Why critics fear Bill C-69 will be a 'pipeline killer' », *Global News* (21 juin 2019), en ligne: <https://globalnews.ca/news/5416659/what-is-bill-c69-pipelines>.

[5] Sans compter que le paragraphe 10(1) de la *LREC* établit expressément qu'« [e]st constituée la Régie canadienne de l'énergie », dotée de la personnalité morale, l'agence a ouvert ses portes sous le nom de la « Régie de l'énergie du Canada ». Voir en ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/bts/nws/vds/intdcnghcr-fra.html>.

qui relevaient auparavant de la compétence de l'ONE a été confiée à la nouvelle Agence d'évaluation d'impact du Canada.

Dans le cadre du nouveau régime, les décisions d'approbation ou de rejet des grands projets d'infrastructure énergétique proposés seront prises au niveau politique du gouvernement (en pratique, par le Cabinet fédéral) plutôt que par un tribunal indépendant quasi judiciaire (anciennement, jusqu'en 2012, l'ONE). Comme l'a déclaré le ministre de l'Environnement et du Changement climatique à la Chambre des communes le 14 février 2018 :

> [Traduction] [C]e sera moi ou au Cabinet fédéral qui aurons le dernier mot sur les grands projets […][6]

Le rôle du processus d'examen est de faire des **recommandations** au gouvernement, qui peuvent être acceptées ou rejetées sans autre examen[7].

Les changements mis en œuvre par la *LREC* vont toutefois au-delà de la redéfinition du rôle d'organisme de réglementation. La Loi a également introduit un changement **structurel** important qui s'écarte radicalement du modèle qui a généralement, et jusqu'à récemment[8], été adopté pour les tribunaux quasi judiciaires de réglementation de l'énergie au Canada.

En vertu de la *Loi sur l'Office National de l'Energie* (***LONE***), les fonctions réglementaires et autres de l'ONE étaient confiées à un seul conseil, dont les membres étaient nommés par le gouverneur en conseil[9]. L'Office n'était supervisé par aucun organe de contrôle et ne répondait qu'à son mandat statutaire, sous réserve d'un nombre limité de recours et de contrôles judiciaires. En effet, la structure unitaire de l'Office était essentielle au maintien de sa position en tant que tribunal quasi judiciaire totalement indépendant.

Un des membres de l'Office avait été désigné comme président. Le président avait également été défini comme étant le président-directeur général (PDG) de l'Office, ayant le pouvoir de répartir le travail entre les membres et de superviser et diriger le travail du **personnel** de l'Office[10]. Comme nous le verrons plus loin, jusqu'en 2012, le président n'avait aucun pouvoir pour diriger les travaux des membres de l'Office. En tant que membre de l'Office, le président était en effet « un premier parmi ses pairs ».

Le modèle mis en œuvre dans le cadre de la *LREC* trifurque les rôles de prise de décisions réglementaires (confiée à une **Commission**), de direction supérieure (confiée à un **PDG**) et de « gouvernance » (confiée à un **conseil d'administration**). Le rôle central au sein de cette structure est celui du PDG, qui n'est ni un commissaire ni un membre du conseil d'administration. Le PDG n'est pas directement responsable devant le conseil d'administration, mais plutôt devant le ministre responsable.

Le modèle soulève des questions évidentes sur la relation entre, d'une part, la Commission quasi judiciaire et, d'autre part, le PDG et le conseil d'administration, notamment en ce qui concerne l'indépendance de la Commission. La responsabilité du PDG (la fonction centrale dans la structure tripartite) devant le niveau politique pourrait également être considérée comme une atteinte à l'indépendance de la REC dans son ensemble.

Dans cette structure tripartite, on ne peut pas dire que la REC soit aussi indépendante du gouvernement que l'ONE, qui, avec sa structure unitaire, n'était soumis à aucune influence extérieure. Combiné à la consolidation de la prise de décision au niveau politique du gouvernement, ce changement représente un recul important par rapport à la dépendance passée sur la prise de décisions par des agences de réglementation indépendantes, quasi judiciaires, expertes. Les conséquences de ce

---

[6] « Projet de loi C-69, Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois », 2e lecture, *Débats de la Chambre des communes*, 42-1, no 264 (14 février 2018) à 17202-3.

[7] Le changement dans le rôle de l'ONE de la prise de décision à la formulation de recommandations s'est produit en 2012 et est abordé plus loin.

[8] Voir ci-dessous pour une plus ample discussion.

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

[10] *Ibid*, art 6(2).

changement de paradigme ne se feront sentir qu'avec l'expérience.

Cette structure tripartite semble avoir été introduite pour la première fois en Alberta avec la promulgation en 2012 de la *Responsible Energy Development Act* (***RED Act***)[11] et la création en 2013 de l'Alberta Energy Regulator (**AER**), qui succède à l'Energy Resources Conservation Board. Un modèle similaire est également mis en œuvre en Ontario[12], sur la base des recommandations du rapport final du comité de modernisation de la Commission de l'énergie de l'Ontario[13].

Il est remarquable qu'une justification claire du modèle n'ait pas été articulée en Alberta, en Ontario ou par le gouvernement fédéral. En effet, le fait qu'un changement aussi fondamental ait été proposé dans le cadre du projet de loi C-69 n'a même pas été mentionné dans le discours de deuxième lecture du ministre responsable.

Cet article analyse le nouveau modèle structurel et ses implications pour la gestion et le fonctionnement de la REC. Il analyse également les dispositions de la *LREC* qui visent à protéger l'indépendance de la Commission contre les directives du PDG (fonction exécutive) ou du conseil d'administration (fonction de gouvernance).

STRUCTURE ET INDÉPENDANCE DE L'ONE AVANT 2012

L'Office national de l'énergie a été créé en 1959 dans le sillage de ce que l'on appelle le « Grand débat sur les pipelines », qui est né du soutien du gouvernement à un projet de société d'État visant à construire la section ontarienne de ce qui allait devenir le réseau de gazoducs appartenant à TransCanada PipeLines Limited (aujourd'hui TC Energy) et exploité par celle-ci, à la suite d'une proposition concurrente de construction d'un gazoduc allant de l'Alberta à l'Est du Canada en passant au sud par les États-Unis[14]. Le 14 mai 1956, craignant que le financement du projet ne soit compromis si la loi proposée n'était pas adoptée rapidement, le gouvernement a invoqué la fermeture du Parlement et la loi a été adoptée le 6 juin. Cependant, le gouvernement a été défait aux élections générales de l'année suivante; son recours à la fermeture a été largement accepté à l'époque comme le facteur le plus important de cette défaite. L'épisode a été décrit comme « l'une des confrontations les plus célèbres de l'histoire parlementaire[15] » [traduction].

Dans ce contexte, l'objectif primordial du Parlement en créant l'ONE en 1959 était de mettre en place un tribunal d'experts indépendant, quasi judiciaire, à l'abri de toute influence politique. Lors du débat sur le projet de *Loi sur l'Office national de l'énergie* en mai 1959, le premier ministre a assuré au Parlement que l'Office « fonctionnerait au-delà de toute suggestion de contrôle, de quelque manière que ce soit[16] » [traduction]. Les décisions relatives aux futurs projets de pipelines seraient prises en dehors du domaine politique.

Cette intention s'est reflétée dans plusieurs caractéristiques de la *LONE* telle qu'elle a été promulguée à l'origine et telle qu'elle a été largement maintenue jusqu'en 2012[17]. Par exemple, l'Office a été créé comme une cour d'archives et ses membres ne pouvaient être licenciés que par le gouverneur en conseil

---

[11] *Responsible Energy Development Act*, SA 2012, c R-17.3.

[12] Voir David Stevens, « Le gouvernement Ontarien prend des mesures pour réformer la Commission de l'énergie de l'Ontario » (2019) 7:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : <http://www.energyregulationquarterly.ca/articles/ontario-government-takes-steps-to-reform-the-ontario-energy-board#sthash.CEVLwvNt.dpbs>.

[13] *Rapport final du Comité consultatif pour la modernisation de la Commission de l'énergie de l'Ontario,* Toronto, 2018, en ligne : < https://www.ontario.ca/fr/document/comite-consultatif-pour-la-modernisation-de-la-commission-de-lenergie-de-lontario-rapport-final>.

[14] Voir Earle Gray, *Forty Years in the Public Interest: A History of the National Energy Board,* Toronto, Douglas & McIntyre, 2000 à 9.

[15] Robert Bothwell, « Débat sur le pipeline » (2012), en ligne : *L'encyclopédie canadienne* <https://thecanadianencyclopedia.ca/fr/article/pipeline-debat-sur-le>.

[16] *Débats de la Chambre des communes,* 24-2, vol IV (26 mai 1959) à 4020.

[17] Les modifications de 2012 à la *LONE* sont abordées plus loin.

(**GEC**) « sur adresse du Sénat et de la Chambre des communes[18] ».

En outre, les décisions de l'Office étaient effectivement des décisions et non de simples recommandations. Les décisions de rejet d'une demande de certificat d'installation étaient définitives et ne pouvaient pas être révisées par le Cabinet. Les décisions de l'Office d'accorder un certificat étaient soumises à l'approbation du GEC, mais ce dernier ne pouvait qu'approuver ou refuser la décision de l'Office; le GEC n'avait pas le pouvoir de modifier la décision ou même de la renvoyer à l'Office pour un examen plus approfondi[19].

Dans une analyse de l'indépendance de l'ONE avant 2012, l'un des auteurs actuels a conclu que, bien qu'une garantie absolue d'indépendance enracinée pour un tribunal de réglementation ne soit pas possible (ces tribunaux sont souvent et de manière éloquente décrits comme des agences « subordonnées »), la *LONE* avant 2012 « fournissait autant de garantie [d'indépendance] que possible dans le cadre de la suprématie parlementaire[20] » [traduction].

Dans le contexte actuel, il convient de souligner qu'avant 2012, l'ONE était incontestablement le maître de sa propre procédure — une mesure déterminante du degré d'indépendance d'un tribunal. L'Office (et ses membres) n'a répondu qu'à son mandat en vertu de la *LONE*, libre de toute influence extérieure, directe ou indirecte. La structure unitaire de l'Office faisait partie intégrante de cette indépendance.

LES MODIFICATIONS DE 2012 DE LA *LONE*

En 2012, le rôle de l'ONE dans l'examen des projets d'infrastructure énergétique proposés a été modifié, passant de celui de décideur à celui qui consiste à formuler des recommandations destinées au GEC, qui est habilité à prendre une décision finale, plutôt que de se contenter d'approuver une décision de l'Office. Après l'adoption de ces modifications, le GEC pouvait finalement prendre une décision contraire à la recommandation de l'Office.

Les amendements de 2012 à la *LONE* ont également introduit des exigences relatives aux délais des procédures de l'Office, dont certaines habilitaient le président à s'assurer qu'une demande spécifique était traitée en temps utile et à donner des directives aux membres des différentes comités de l'Office dans des procédures spécifiques « concernant la façon de la traiter »[21]. Par la suite, on ne pouvait pas dire que les comités de l'Office étaient maîtres de leur propre procédure, du moins pas dans la même mesure qu'auparavant.

Ces changements ont eu des conséquences évidentes sur l'indépendance de l'ONE, du moins dans la mesure où cette indépendance était jusque-là bien ancrée[22]. Toutefois, la **structure** de l'Office est restée la même qu'auparavant, l'Office (et ses membres) n'étant responsable que de son mandat en vertu de la *LONE*, sans aucun contrôle non judiciaire.

LA STRUCTURE TRIPARTITE DE LA REC

La *LREC* établit la Régie de l'énergie du Canada comme une société, désignée dans la Loi comme « la **Régie** ». Cependant, contrairement à la *LONE* qui définissait l'Office comme étant composé des membres nommés par le GEC[23], la *LREC* établit séparément trois entités constitutives — un PDG, un conseil d'administration à temps partiel et une Commission. Il n'y a pas de chevauchement des mandats; les membres du conseil d'administration ne sont pas membres de la Commission et le PDG n'est membre ni du conseil d'administration ni de la Commission.

---

[18] *Supra* note 9, art 3(2). Les membres de la Commission de la REC peuvent être démis de leurs fonctions par le gouverneur en conseil « pour un motif valable », sans qu'il n'ait recours au Parlement, comme il est expliqué plus loin.

[19] Voir Rowland J Harrison, « The Elusive Goal of Regulatory Independence and the National Energy Board », (2013) 50 Alta L Rev 757.

[20] *Ibid* à la p 770.

[21] *Supra* note 9, art 6(2.1).

[22] Voir discussion plus ample dans Harrison, *supra* note 19.

[23] *Supra* note 9, art 3(1).

Le président-directeur général

Le fonctionnaire clé de cette structure tripartite est le président-directeur général (**PDG**), dont le rôle est défini comme suit :

> Le président-directeur général est chargé de la gestion des affaires courantes de la Régie, notamment de la supervision du personnel et du travail de celui-ci. Il lui est toutefois interdit de donner des instructions à l'égard de décisions, ordonnances ou recommandations particulières de la Commission ou d'un commissaire[24].

Le PDG est nommé par le GEC, sur recommandation du ministre après consultation des directeurs, et doit exercer ses fonctions à temps plein et à titre amovible pour une durée maximale de six ans[25]. Il peut être reconduit dans ses fonctions, mais son mandat ne doit pas dépasser 10 ans au total[26]. Le PDG a le rang et les pouvoirs d'un administrateur général de ministère[27], comme le définit la *Loi sur la gestion des finances publiques*[28] et d'autres lois fédérales.

La *LREC* ne prévoit pas que le PDG soit responsable devant le conseil d'administration. Comme nous le verrons dans la section suivante, le conseil d'administration n'est chargé que de la « gouvernance de la Régie». Il peut notamment, à ce titre, lui donner des orientations et des conseils stratégiques ». En outre, le conseil d'administration n'est pas chargé de la gestion des affaires courantes de la REC.

Au contraire, étant donné que le PDG est nommé par le GEC sur les conseils du ministre, et qu'il exerce ses fonctions à titre « amovible », il semble être responsable devant le niveau politique du gouvernement, c'est-à-dire, en termes pratiques, devant le ministre responsable[29]. Cette caractéristique centrale de la structure de la REC semble aller à l'encontre de la déclaration du préambule de la *LREC* selon laquelle le gouvernement « crée un organisme de réglementation de l'énergie indépendant [...]»

Le conseil d'administration

Le conseil d'administration de l'organisme de réglementation doit être composé d'au moins cinq et d'au plus neuf administrateurs à temps partiel, dont un président et un vice-président. Au moins un des administrateurs doit être un autochtone. Le PDG, les membres de la Commission ou les employés de l'organisme de réglementation ne peuvent pas être administrateurs. Les administrateurs doivent exercer leur fonction à temps partiel et à titre amovible pour une durée de cinq ans et peuvent être nommés à nouveau.

Le rôle du conseil d'administration est défini comme suit :

> Le conseil d'administration est chargé de la gouvernance de la Régie. Il peut notamment, à ce titre, lui donner des orientations et des conseils stratégiques. Toutefois, il lui est interdit de donner des instructions ou des conseils à l'égard de décisions, ordonnances ou recommandations particulières de la Commission ou d'un commissaire[30].

Le conseil d'administration est également chargé de soumettre un rapport annuel sur les activités de l'organisme de réglementation au ministre qui doit faire en sorte que le rapport soit présenté au Parlement[31].

Les rôles respectifs du conseil d'administration et du PDG sont examinés plus en détail ci-dessous.

---

[24] *LRCE*, *supra* note 2 art 23(1).

[25] *Ibid*, art 28(1).

[26] *Ibid*, art 21(3).

[27] *Ibid*, art 23(2).

[28] *Loi sur la gestion des finances publiques,* LRC 1985, c F-11.

[29] En vertu de la *LONE*, bien que la désignation du président (et président-directeur général) puisse être révoquée en tout temps par le GEC, le statut de cette personne comme membre de l'Office ne peut être révoqué que par le GEC sur adresse conjointe du Parlement.

[30] *Supra* note 2, art 17(1).

[31] *Ibid*, art 18(1).

La Commission

La Commission de l'organisme de réglementation doit être composée de sept commissaires à plein temps au maximum, dont au moins un doit être un autochtone. Il peut également y avoir un complément de commissaires à temps partiel. En général, trois commissaires constituent un quorum. Les commissaires doivent être nommés par le GEC pour exercer leurs fonctions « à titre inamovible » pour un mandat n'excédant pas six ans[32]. Le mandat d'un commissaire peut être renouvelé, mais il ne doit pas durer plus de 10 ans au total.

De nombreux éléments institutionnels de la Commission sont similaires à ceux de l'ancien ONE. Par exemple, la Commission est une cour d'archives dotée des mêmes pouvoirs et compétences que l'ancien ONE pour enquêter, entendre et déterminer des questions et rendre des ordonnances et des interdictions[33]. Il est à noter, cependant, que les commissaires n'ont pas la même sécurité de mandat qu'avaient les membres de l'ONE, qui ne pouvaient être licenciés par le GEC que sur adresse du Sénat et de la Chambre des communes[34]; les commissaires peuvent être licenciés par le gouverneur en conseil « pour un motif valable », sans adresse au Parlement[35].

Certaines des responsabilités du président de l'ancien ONE sont désormais confiées à un commissaire principal, dont le rôle est défini comme suit :

> Le commissaire en chef est chargé de l'administration des affaires et des activités de la Commission et, notamment, d'assurer la répartition des travaux entre les commissaires et de constituer des formations — composées d'au moins trois commissaires — chargées d'exercer les attributions de la Commission en ce qui touche les affaires dont celle-ci est saisie[36].

Cette disposition semble être un moyen nécessaire et raisonnable d'attribuer le travail de la Commission en ce qui concerne les questions individuelles, sans introduire en soi le risque que le commissaire principal puisse interférer dans les procédures d'un comité individuel. Il s'agit d'une autorité similaire à celle d'un juge en chef de tribunal.

Cependant, les autorisations supplémentaires prévues par la *LREC*, qui permettent au commissaire principal d'intervenir dans des procédures individuelles, pourraient clairement empiéter sur l'indépendance des commissaires désignés pour mener ces procédures et sont examinées plus en détail ci-dessous.

LA SÉPARATION DES FONCTIONS DE LA COMMISSION ET DE LA DIRECTION

La structure tripartite de la REC est fondamentalement différente de la structure unitaire de l'ancien ONE. En vertu de la *LONE*, l'ONE était lui-même responsable de tous les aspects de son mandat, à l'exception des fonctions de direction qui étaient confiées au président. Il convient toutefois de souligner que la combinaison des deux fonctions du président — comme PDG et membre du conseil d'administration — en une seule personne a permis de garantir que la fonction de direction était pleinement informée des besoins du conseil d'administration et y répondait dans l'exercice de ses responsabilités quasi judiciaires et autres.

En vertu de la *LREC*, la responsabilité de la fonction de direction au sein de la REC incombe uniquement au PDG et, par conséquent, la Commission dépend entièrement du PDG pour le soutien financier, administratif et en personnel, qui, à son tour, doit rendre compte au ministre. L'article 25 de la *LREC* est clair :

> Il est entendu que le président-directeur général est chargé de fournir à la Commission les services d'appui et installations

[32] *Ibid*, art 28(1).

[33] *Ibid*, arts 31-32.

[34] *Supra* note 9, art 3(2).

[35] *Supra* note 2, art 28(3). Comme il est mentionné plus haut, les directeurs et le président-directeur général exercent leurs fonctions « à titre amovible », plutôt que « sous réserve de révocation motivée ».

[36] *Supra* note 2, art 38.

> dont elle a besoin pour exercer ses attributions en conformité avec les règles régissant ses activités[37].

Comme nous l'avons déjà indiqué, le PDG n'est pas membre de la Commission. Il peut donc y avoir une possibilité de contraintes indirectes sur la capacité de la Commission à assumer ses responsabilités, résultant de décisions d'allocation de ressources sur lesquelles la Commission n'a aucun contrôle.

Il est intéressant de noter ici comment les responsabilités de direction sont traitées dans la *Loi sur la Cour suprême*[38] en vertu de laquelle le greffier de la Cour est responsable de diverses fonctions de soutien administratif et de gestion. Tout en définissant les fonctions du greffier à cet égard, cette Loi prescrit l'autorité du greffier comme étant « [s]oumise à la direction du juge en chef[39] », « sous la supervision du juge en chef[40] » ou « selon les directives du juge en chef[41] ». Ces dispositions reconnaissent que le rôle approprié de la direction des organes judiciaires est de soutenir le travail de fond de ces organes. Dans ce contexte, l'absence de ressources adéquates pour soutenir l'exécution des responsabilités de fond d'un organe judiciaire pourrait directement porter atteinte à l'indépendance de cet organe.

En vertu de la *LREC*, la fourniture de services et d'installations de soutien à la Commission relève exclusivement de l'autorité du PDG, qui n'est pas responsable devant la Commission[42]. En vertu de la *LONE*, bien que le président n'ait pas été responsable devant l'Office en tant que président-directeur général, le lien qui existait en raison du double rôle de président et de président-directeur général confié à la même personne a sans doute atténué le risque que le travail de l'Office soit entravé par sa dépendance aux ressources allouées par un tiers.

FONCTIONS CONSULTATIVES

En vertu de la partie II de la *LONE*, en plus de ses responsabilités décisionnelles en matière de réglementation, l'ONE avait également des « fonctions consultatives », pour étudier et suivre certaines questions énergétiques spécifiques[43]. En outre, le ministre pouvait demander l'avis de l'Office et l'inviter à préparer des études et des rapports[44]. Cette inclusion de fonctions consultatives dans les responsabilités d'un tribunal quasi judiciaire indépendant était anormale et a parfois été remise en question au motif qu'elle empiétait sur l'indépendance de l'Office par rapport au gouvernement[45].

Ces fonctions consultatives ont été reprises dans la *LREC*, mais sont désormais confiées à l'organisme de réglementation, plutôt qu'à la Commission quasi judiciaire[46]. Dans le contexte de la structure globale de la REC, il en résulte que les fonctions de la REC, autres que celles attribuées à la Commission, seront exercées sous la direction immédiate du PDG, sous la supervision du conseil d'administration. Cette séparation des fonctions consultatives et des responsabilités quasi judiciaires de la Commission a supprimé au moins en partie le fondement des critiques passées, bien que certains puissent encore s'interroger sur l'opportunité de combiner les fonctions consultatives au sein de la même agence où se trouve la fonction réglementaire.

INDÉPENDANCE DE LA REC

Le préambule de la *LREC* stipule que « le gouvernement du Canada crée un organisme de réglementation de l'énergie indépendant[…] »

---

[37] *Ibid*, art 25.

[38] *Loi sur la Cour suprême,* LRC 1985, c S-26.

[39] *Ibid*, art 15.

[40] *Ibid*, art 16.

[41] *Ibid*, art 17.

[42] Le PDG n'est pas non plus, comme il est expliqué plus loin, responsable devant le conseil d'administration, qui est chargé de « la gouvernance de la Régie et de ses fonctions de gouvernance… » (*LREC, supra* note 2, art 17(1)).

[43] *Supra* note 9, partie II.

[44] *Ibid*, art 26(2).

[45] Voir à titre d'exemple, Alastair R Lucas & Trevor Bell, *The National Energy Board: Policy, Procedure and Practice,* Ottawa, Commission de réforme du droit du Canada, 1977 à 35.

[46] *Supra* note 2, arts 80-86.

Des mesures sont incluses dans la Loi visant à garantir l'indépendance de la **Commission** de la REC et elles sont examinées dans la section suivante. Toutefois, le degré d'indépendance de la REC dans son ensemble pourrait être remis en question, en particulier à la lumière de la reconnaissance par la REC elle-même d'un rôle permanent pour le ministre :

> Le ministre jouit d'une grande latitude dans ses interactions avec la Régie, ainsi qu'à titre de responsable du portefeuille, mais dans tous les cas, la communication avec les cadres supérieurs de la Régie, en particulier avec le président du conseil d'administration et le PDG, est importante[47].

Cela suggère que le mot « indépendant » est utilisé dans le préambule de la *LREC* dans un sens restreint.

INDÉPENDANCE DE LA COMMISSION

La structure tripartite de la REC justifie une discussion distincte sur la question de savoir si l'indépendance de la Commission, dans l'exercice de ses fonctions quasi judiciaires, pourrait potentiellement être compromise par l'exercice des fonctions du conseil d'administration (responsable de la « gouvernance ») ou du PDG (responsable de la « gestion »).

La *LREC* comprend des dispositions visant directement à minimiser ce risque. En définissant le rôle du conseil d'administration, il est prévu que le conseil ne doit pas « donner des instructions ou des conseils à l'égard de décisions, ordonnances ou recommandations particulières de la Commission ou d'un commissaire[48] ». Il est également prévu que le PDG ne donne pas d'instructions concernant une question particulière dont la Commission est saisie[49]. Étonnamment, cependant, il n'est pas explicitement interdit au PDG de donner des « conseils », comme le fait le conseil d'administration.

Il convient également de noter dans ce contexte que le GEC peut « donner à la Régie des instructions d'orientation générale sur sa mission[50] ». Ces instructions doivent être données par décrets qui « lient » la Régie[51].

Ces dispositions sont probablement suffisantes pour se prémunir contre toute atteinte directe à l'indépendance de la Commission. Leur efficacité à préserver la **perception** d'indépendance de la Commission doit cependant encore être évaluée sur la base de l'expérience acquise.

INDÉPENDANCE DES PROCÉDURES DE LA COMMISSION

Toutefois, si la *LREC* comporte des mesures destinées à préserver l'indépendance de la Commission par rapport au conseil d'administration et au PDG, elle comporte également des dispositions qui pourraient sérieusement compromettre l'indépendance de la Commission de l'intérieur, en raison de l'imposition de délais contraignants dans lesquels certaines mesures spécifiques doivent être prises par la Commission. Il s'agit notamment des rapports au ministre sur la délivrance d'un certificat d'utilité publique et de la nécessité d'un pipeline[52], des ordres d'autorisation d'ouverture de pipelines[53] et de la délivrance de certificats pour les lignes électriques[54].

L'imposition même de délais peut avoir un certain impact sur l'indépendance de la procédure d'un tribunal[55]. Toutefois, la préoccupation immédiate concernant la *LREC* découle de l'article 41, qui prévoit ce qui suit :

---

[47] Régie de l'énergie du Canada, « Gouvernance de la Régie de l'énergie du Canada – Mission, rôles et responsabilités » (2019), en ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/bts/whwr/gvrnnc/mndtrlsrspnsblts/index-fra.html>.

[48] *Supra* note 2, art 17(1).

[49] *Ibid*, art 23(1).

[50] *Ibid*, art 13(1).

[51] *Ibid*, art 13(2).

[52] *Ibid*, art 183(4).

[53] *Ibid*, art 214(3).

[54] *Ibid*, art 262(4).

[55] Voir discussion plus ample dans Harrison, *supra* note 19.

> Afin d'assurer le traitement en temps opportun de toute demande dont la Commission est saisie, le commissaire en chef peut donner aux commissaires chargées de la demande des directives concernant la façon de la traiter[56].

En outre, l'article 42 prévoit que, lorsque le commissaire principal est convaincu qu'un des délais spécifiés n'est pas susceptible d'être respecté, il peut prendre « toute mesure qu'il estime indiquée afin qu'il le soit », y compris licencier un ou tous les commissaires, autoriser un ou plusieurs commissaires à traiter la demande et augmenter ou diminuer le nombre de commissaires traitant la demande. Pour plus de certitude, il est ajouté que le commissaire principal peut se désigner comme le seul commissaire chargé de traiter une demande afin de s'assurer qu'un délai sera respecté[57].

Ces dispositions — largement similaires aux dispositions introduites dans la *LONE* en 2012 — portent directement atteinte à l'indépendance de la Commission telle qu'elle peut être mesurée par le degré par lequel les comités de la Commission maîtrisent leur propre procédure[58].

LE RAPPORT DU GROUPE DE MODERNISATION DE L'ONE

Comme nous le verrons plus loin, l'Alberta avait adopté un modèle tripartite similaire lorsqu'elle a créé l'Alberta Energy Regulator (**AER**) en 2013[59]. L'adoption du modèle pour la REC peut toutefois être directement liée au Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie de 2017[60]. Le Comité a noté que l'ONE ne fonctionnait pas comme un conseil d'administration d'entreprise traditionnel et l'a décrit comme « se rapprochant plutôt d'un regroupement de commissaires ou de juges[61] ». Apparemment basé uniquement sur cette observation évidente, le Comité a ensuite conclu que « [n]ous notons déjà une discordance entre la raison d'être de l'ONE et ce que de nombreux intervenant s'attendre raisonnablement à ce qu'il acomplisse[62] ».

Le Comité a fait les observations suivantes :

> [L]'Office est chargé de remplir certaines fonctions associées à un conseil d'administration traditionnel, mais sans responsabilité officielle de sa gouvernance autre que son président. L'Office comprend aussi les membres qui peuvent siéger dans le cadre d'une audience de ce tribunal quasi judiciaire appelé à se prononcer sur un projet. De plus, le chef de la direction de l'ONE (l'organisation) est aussi le président de l'Office en tant que tribunal quasi judiciaire. Cette confusion des rôles crée une situation déplorable où la personne chargée de surveiller le rendement de l'ONE prend également des décisions importantes en tant que président du tribunal quasi judiciaire. Cette situation engendre des difficultés sur le plan linguistique en anglais, car il doit exister une distinction entre l'Office national de l'énergie [National Energy « Board »] et ses membres [National Energy Board's Board's members][63].

La validité de ces observations est discutable. En effet, il est avancé qu'elles reflètent une

---

[56] *Supra* note 2, art 41.

[57] *Ibid*, art 42(2).

[58] Voir discussion plus ample dans Harrison, *supra* note 19.

[59] Voir discussion plus ample ci-dessous.

[60] Canada, Comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie, « Progresser, ensemble : Favoriser l'avenir énergétique propre et sécuritaire du Canada », 15 mai 2017, en ligne : <https://www.rncan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/pdf/NEB%20Modernization-Report-FR-WebReady.pdf>; Voir aussi Nigel Bankes, « Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie et la réponse du gouvernement du Canada » (2017) 5:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : <http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/articles/the-report-of-the-expert-panel-on-the-modernization-of-the-national-energy-board-and-the-response-of-the-government-of-canada#sthash.9fUUMfEW.dpbs>.

[61] *Ibid* à la p 19.

[62] *Ibid*.

[63] *Ibid* à la p 74.

mauvaise interprétation de la *LONE* en vertu de laquelle **les membres étaient l'Office**[64], les membres n'étaient pas responsables de la surveillance de leur propre performance et il n'était pas nécessaire de « faire la distinction entre l'Office national de l'énergie et le Conseil de l'Office national de l'énergie » [traduction]. Néanmoins, en dépit de ces contradictions et des mauvaises interprétations de la *LONE*, le Comité a recommandé la structure à trois niveaux.

Le Comité a spécifiquement recommandé que le PDG ne soit pas un commissaire-auditeur. Toutefois, il a également recommandé que le PDG ne soit pas membre du conseil d'administration, ce qui, comme nous l'avons déjà mentionné, a été intégré dans la *LREC*. Aucune raison n'a été donnée pour cette recommandation particulière et elle est déroutante à la lumière de la considération apparente par le Comité d'un modèle d'entreprise pour un conseil d'administration. Il a noté :

> La plupart des entreprises et des entités gouvernementales dont la structure comporte un « conseil » sont gérées par un conseil d'administration responsable d'établir une orientation stratégique et d'effectuer une surveillance globale des activités de l'organisation. Ce type d'organisation est géré au quotidien par un directeur général ou son équivalent, qui a la responsabilité de mettre en œuvre la vision et la stratégie du conseil d'administration[65].

Ce que ces observations négligent, c'est que les PDG d'entreprises sont directement responsables devant un conseil d'administration qui a le pouvoir de les engager et de les licencier. Comme nous l'avons vu plus haut, le PDG de la REC n'est pas directement responsable devant son conseil d'administration mais, au contraire, il est responsable devant les entités politiques qui peuvent le démettre de ses fonctions « à leur guise ». En outre, comme indiqué, le conseil d'administration de la REC ne doit être « consulté » que lors de la nomination du PDG.

LE PRÉCÉDENT DE L'AER

Comme indiqué précédemment, l'Alberta a adopté le modèle tripartite lorsqu'elle a créé l'Alberta Energy Regulator (**AER**)[66]. Il existe cependant des différences significatives en ce qui concerne le rôle du conseil d'administration et le statut du PDG de l'AER par rapport à la REC. Premièrement, le conseil d'administration de l'AER (dont les membres sont nommés par le lieutenant gouverneur en conseil[67]) « est chargé de la gestion générale des affaires de l'organisme de réglementation[68] » [traduction], tandis que le conseil d'administration de la REC est chargé de « la gouvernance de la Régie. Il peut notamment, à ce titre, lui donner des orientations et des conseils stratégiques...[69] » Deuxièmement, le PDG de l'AER est nommé par le conseil d'administration (sous réserve de l'approbation du ministre[70]), tandis que le PDG de la REC est nommé par le GEC sur recommandation du ministre qui, comme indiqué, n'est tenu que de consulter les administrateurs. En outre, le conseil d'administration de l'AER détermine la rémunération du PDG[71].

Le modèle de l'AER ressemble plus au modèle du secteur des entreprises que le modèle de la REC. Il ressort clairement des détails de la structure de l'AER que le conseil d'administration a la responsabilité globale, non seulement des fonctions de gouvernance, mais aussi de la « **gestion générale** des activités et des affaires de l'organisme de réglementation » [traduction] et que le PDG est responsable devant le conseil d'administration des **opérations quotidiennes**.

---

[64] *Supra* note 9, art 3(1).

[65] *Supra* note 60 à la p 73.

[66] L'Alberta Energy Regulator est établi par la *Responsible Energy Development Act, supra* note 11.

[67] *Ibid*, art 5(1).

[68] *Ibid*, art 6(1).

[69] *Supra* note 2, art 17(1).

[70] *Supra* note 11, art 7(1)(a).

[71] *Ibid*, art 7(1)(b).

Cependant, l'expérience récente de l'AER montre que les structures de gouvernance et de direction supérieure ne fournissent pas en elles-mêmes de garanties contre les abus[72]. Le 3 octobre 2019, des rapports distincts ont été publiés par le vérificateur général de l'Alberta[73], le commissaire à l'intérêt public[74] et le Bureau du commissaire à l'éthique[75], concluant que l'AER avait utilisé à tort ses ressources pour établir un centre international d'excellence en matière de réglementation (**ICORE**) en dehors du mandat de l'AER et que le PDG avait fait preuve d'un « mépris imprudent et délibéré »[76] pour la bonne gestion des fonds publics. Le rapport du Bureau du commissaire à l'éthique a conclu que le PDG avait enfreint la *Loi sur les conflits d'intérêts*[77] en prenant des décisions qui favorisaient ses intérêts privés et en ne divulguant pas de manière appropriée ou adéquate un conflit d'intérêts réel ou apparent au conseil d'administration de l'AER[78].

Aucun des trois rapports n'a suggéré que la relation **institutionnelle** entre le conseil d'administration et le PDG avait contribué aux conclusions respectives. Cependant, deux des rapports ont fait des commentaires sur l'absence d'un contrôle adéquat par le conseil d'administration. Le rapport du vérificateur général a conclu que le conseil d'administration avait été trop dépendant de la direction et, en outre, n'avait pas reçu d'informations complètes et précises sur ICORE[79]. La surveillance du conseil était « inefficace[80] ». Le rapport du commissaire à l'intérêt public a constaté que le conseil d'administration ne semblait pas avoir l'expertise, la concentration ou le détachement requis pour superviser le PDG[81]. Le conseil a été remplacé peu après la publication de ces conclusions[82].

Comme indiqué, le conseil d'administration de l'AER est expressément chargé de « la gestion des affaires courantes de la Régie ». Cependant, le PDG de l'AER n'était apparemment pas d'accord avec ce qui semble être la signification claire de ces mots. Dans son entretien avec le Commissaire à l'éthique, le PDG a déclaré que le conseil était « purement un conseil de gouvernance et non un conseil opérationnel[83] » [traduction]. Il semble évident que cette vision (apparemment erronée) des rôles respectifs du conseil d'administration et du PDG a été un facteur important dans les conclusions sérieuses de chacun des trois rapports critiques.

L'expérience de l'AER suggère donc d'éviter une structure avec « un conseil de gouvernance pur et non un conseil opérationnel » [traduction]. C'est pourtant précisément le modèle qui a été adopté pour la REC. En vertu de la *LREC*, il

---

[72] Voir Bob Heggie, « La gouvernance des organismes administratifs » (2019) 7:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie: « Les gens sont la clé de la réussite. Les organismes efficaces dépendent davantage des comportements et des relations que des procédures et des structures » en ligne : <http://www.energyregulationquarterly.ca/articles/governance-of-administrative-agencies#sthash.uypkrcyZ.dpbs>.

[73] Auditor General of Alberta, « *An Examination of the International Centre of Regulatory Excellence (ICORE)* », 2019, en ligne : <https://www.oag.ab.ca/reports/aer_icore-oct_2019>.

[74] Alberta, Public Interest Commissioner, « *A report of the Public Interest Commissioner in relation to wrongdoings within the Alberta Energy Regulator* », 2019, en ligne : <https://yourvoiceprotected.ca/wp-content/uploads/2019/10/2019Oct3-Public-Interest-Commissioners-Report-AER-ICORE.pdf>.

[75] Alberta, Ethics Commissioner, « Report of the Investigation by the Ethics Commissioner into allegations involving Jim Ellis », 2019, en ligne : <https://open.alberta.ca/publications/report-of-ethics-commissioner-into-allegations-involving-jim-ellis>.

[76] *Supra* note 74 à la p 3.

[77] *Loi sur les conflits d'intérêts,* RSA 2000, c C-23.

[78] *Supra* note 75 à la p 28.

[79] *Supra* note 73 à la p 8.

[80] *Ibid* à la p 1.

[81] *Ibid* à la p 19.

[82] Voir Amanda Stephenson, « UCP cans AER board, launches promised review of regulator's mandate », *Calgary Herald* (6 septembre 2019), en ligne: <https;//calgaryherald.com/business/[ocal-business/ucp-cans-aer-board-launches-promised-review-of-regulatorsmandate>. L'AER et le gouvernement de l'Alberta ont tous deux lancé des examens complets de l'AER et, en janvier, plusieurs douzaines de cadres supérieurs ont été congédiés, en ligne : <https://business.financialpost.com/commodities/aer-la.ys-offdozens-of-senior-staff-as-board-and-alberta-government-review-embattled-regulator>. Bien qu'il ne semble pas que la structure tripartite de l'AER fasse explicitement partie de l'un ou l'autre des examens, elle fera sans doute partie de l'examen du gouvernement.

[83] *Supra* note 75 à la p 6.

est clair que le conseil d'administration n'est qu'un conseil de « gouvernance » et que « la gestion des affaires courantes de la Régie » incombe exclusivement au PDG. En outre, le PDG de la REC n'est pas directement responsable devant le conseil d'administration, ce qui est d'autant plus préoccupant que les graves problèmes liés à l'expérience de l'AER sont apparus alors que le PDG avait été nommé par le conseil d'administration et pouvait être licencié par celui-ci. Il convient de rappeler dans ce contexte que le PDG de la REC est nommé par le GEC (sur recommandation du ministre, après simple consultation du conseil d'administration) et exerce ses fonctions « à titre amovible ». Le PDG est, *de facto*, responsable devant le ministre, c'est-à-dire devant le niveau politique du gouvernement.

L'opinion exprimée par le PDG de l'AER selon laquelle le conseil d'administration était « purement un conseil de gouvernance » semble avoir été erronée à la lumière de la formulation du mandat du conseil dans la Loi. Toutefois, ce point de vue est conforme à la formulation pertinente de la *LREC* et suggère la nécessité d'une mise en garde concernant les rôles respectifs du conseil d'administration et du PDG de la REC. La responsabilité du conseil d'administration de la REC est expressément décrite comme « la gouvernance [notamment] donner des orientations et des conseils stratégiques[…] » et non comme « la gestion des affaires courantes de la Régie[…] » qui relève entièrement de la responsabilité du PDG.

En résumé, la *LREC* a, en fait, consacré une relation entre le conseil d'administration et le PDG dans laquelle le PDG n'est pas clairement responsable devant le conseil. L'expérience de l'AER montre que des problèmes pourraient survenir au sein de la REC.

JUSTIFICATION DE LA STRUCTURE TRIPARTITE

Étant donné le changement fondamental imposé par la structure tripartite (par rapport à la structure d'organisme unitaire qui était courante au Canada jusqu'à récemment), il est pour le moins surprenant qu'aucune justification claire n'ait été avancée pour l'adoption du modèle. Dans un article récent, Bob Heggie (qui a une grande expérience des organismes de réglementation de l'énergie et qui a été le directeur exécutif de l'Alberta Utilities Commission pendant plus de 10 ans) a conclu :

> L'adoption récente d'un modèle de gouvernance « à trois volets » pour les organismes ayant un pouvoir décisionnel semble largement fondée sur la théorie de la gouvernance d'entreprise et ne tenir que très peu compte de la gouvernance, des mécanismes de responsabilisation et de la complexité du fonctionnement d'un organisme quasi judiciaire au sein du système parlementaire. Il ne semble pas non plus que l'on se soit posé la question à savoir si cette nouvelle structure améliorerait l'objectif de l'organisme, qui est de s'acquitter de ses responsabilités de la manière la plus efficace possible[84] [traduction].

Nous sommes d'accord. Néanmoins, la LREC a pleinement adopté le modèle.

En outre, à la lumière de l'expérience de l'Alberta avec l'AER, la version spécifique instituée par la *LREC* semble présenter une faille en prévoyant que le PDG n'est pas responsable devant le conseil d'administration, mais plutôt devant le ministre.

CONCLUSIONS

Comme c'était le cas avec l'ancien ONE, la REC a une série de responsabilités qui vont au-delà de la prise de décision purement quasi judiciaire. En principe, la séparation de la fonction quasi judiciaire des fonctions de gouvernance et de gestion peut être appropriée, à condition que la fonction quasi judiciaire soit isolée de tout risque d'interférence, directe ou indirecte. Les dispositions de la *LREC* qui interdissent expressément au conseil d'administration et au PDG de donner des instructions concernant toute question particulière dont la Commission est saisie peuvent s'avérer adéquates à cet égard[85].

---

[84] *Supra* note 72.

[85] Curieusement, toutefois, comme il est mentionné plus haut, bien qu'il soit également interdit au conseil d'administration de « fournir des conseils », aucune interdiction de la sorte ne s'applique explicitement au PDG.

Toutefois, la dépendance de la Commission à l'égard du PDG (qui à son tour est responsable, en termes pratiques, devant le ministre) pour des questions telles que l'affectation des ressources pourrait potentiellement interférer avec la capacité de la Commission à assumer ses responsabilités et, par conséquent, miner indirectement son indépendance.

La relation entre le conseil d'administration et le PDG de la REC est potentiellement problématique. Le conseil d'administration n'est expressément qu'un conseil de « gouvernance », sans responsabilité de « gestion », qui est exclusivement le rôle du PDG. La *LREC* a consacré la relation même qui existait *de facto* entre le conseil d'administration de l'AER et son PDG — une relation qui a été un facteur majeur à l'origine des graves manquements éthiques et infractions à la Loi au sein de cette organisation[86].

En outre, la responsabilité du personnage clé de la structure tripartite — le président-directeur général — devant le niveau politique du gouvernement compromet sans doute l'objectif énoncé dans le préambule de la *LREC* d'établir « un organisme de réglementation de l'énergie indépendant[…][87] »

Quels que soient les mérites théoriques de ce nouveau modèle (et ils n'ont été clairement formulés nulle part), il est clair que la REC est une entité très différente de l'ONE créé en 1959 pour garantir que les décisions seraient prises en dehors du domaine politique, « au-delà de toute suggestion de contrôle de quelque manière que ce soit[88] » [traduction]. ■

[86] Bien que les trois rapports officiels sur les fautes commises à l'AER n'aient été publiés qu'après l'adoption de la *LREC*, les problèmes dans la gestion de l'AER était connus bien avant cela et étaient probablement connus de gouvernement fédéral.

[87] *Supra* note 2 au préambule.

[88] *Supra* note 16.

NATIONAL STEEL CAR : UNE CONTESTATION CONSTITUTIONNELLE DE LA TAXE D'AJUSTEMENT GLOBAL IMPOSÉE AUX CONSOMMATEURS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Glenn Zacher et Daniel Gralnick***

Lors des audiences du comité législatif qui ont fait partie des retombées du scandale entourant une centrale au gaz de l'Ontario en 2010, l'une des observations les plus directes — voire naïves — a été faite par un témoin expert qui, lorsqu'on lui a demandé son avis sur la manière de remédier aux difficultés persistantes de l'Ontario en matière d'électricité, a recommandé aux politiciens de « prêter serment de ne pas s'immiscer dans la politique de l'électricité ». Cette observation a été faite à la suite de l'annulation par le gouvernement libéral de l'Ontario de la construction d'une centrale au gaz controversée à la veille d'une élection provinciale, une décision qui a finalement coûté des centaines de millions de dollars. Cependant, elle aurait tout aussi bien pu être faite en réponse à d'autres initiatives gouvernementales notables en matière de politique de l'électricité au cours des décennies précédentes, qui ont également provoqué une incertitude économique et imposé des coûts substantiels aux contribuables. Ces initiatives gouvernementales — qui comprenaient l'ouverture puis la fermeture du marché déréglementé de l'électricité, le gel des prix de l'électricité[1], la suspension des audiences réglementaires et, bien sûr, la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte* (la ***Loi sur l'énergie verte***)[2] — nécessitaient d'intervenir sur le marché, de passer outre l'autorité des organismes de réglementation indépendants et, finalement, d'utiliser la politique de l'électricité pour favoriser des objectifs socio-économiques plus larges. Des groupes composés de contribuables, d'organismes de réglementation, d'universitaires et d'autres se sont parfois élevés

---

* Glenn Zacher est associé au sein des groupes du droit de l'énergie et litige ainsi que du groupe de résolution des différends du bureau de Toronto de Stikeman Elliott LLP et est codirigeant de la pratique du droit de l'énergie de la firme.

** Daniel Gralnick est avocat au sein des groupes du droit de l'énergie et litige ainsi que du groupe de résolution des différends du bureau de Toronto de Stikeman Elliott LLP.

[1] Le gouvernement libéral a notamment mis en suspens la demande de l'ancien Office de l'électricité de l'Ontario (**OEO**) concernant le plan de réseau électrique intégré présenté à la Commission de l'énergie de l'Ontario.

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

contre l'intervention du gouvernement, mais la plupart du temps sans grand succès.

L'affaire *National Steel Car Limited v Independent Electricity System Operator (**National Steel Car**)*[3] représente une approche plus audacieuse, car elle recourait au litige pour contester l'autorité du gouvernement provincial à utiliser la politique de l'électricité pour poursuivre des objectifs ultérieurs. Dans cette affaire, il s'agissait de contester l'utilisation faite par le gouvernement de l'Ontario du programme de tarifs de rachat garantis (**TRG**) de la *Loi sur l'énergie verte* pour promouvoir l'emploi et subventionner les communautés autochtones et locales, le tout aux dépens des contribuables ontariens au moyen de l'ajustement global.

Le procureur général de l'Ontario, soutenu par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (**SIERE**), a d'abord obtenu gain de cause dans le cadre d'une requête pour faire radier les demandes de National Steel Car (**NSC**) comme ne révélant aucune cause d'action.[4] Cependant, à la fin de l'année dernière, la Cour d'appel de l'Ontario a accueilli l'appel de la NSC, estimant que l'allégation de la NSC selon laquelle l'ajustement global était une « tentative colossale de déguiser une taxe en redevance réglementaire dans le but de financer les coûts [d'initiatives politiques ultérieures]…était suffisamment plausible sur la base des preuves qu'elle a présentées [de telle sorte] que les demandes n'auraient pas dû être rejetées sur une requête avant l'élaboration d'un dossier complet. »[5] L'affaire et la décision de la Cour d'appel sont brièvement résumées ci-dessous.

L'AJUSTEMENT GLOBAL ET LE PROGRAMME DE TARIFS DE RACHAT GARANTIS (TRG)

Le litige portait sur le programme de TRG qui a été rendu possible par la *Loi sur l'énergie verte*[6], aujourd'hui abrogée, et stimulé par l'engagement du gouvernement libéral de l'époque à réduire l'empreinte écologique de l'Ontario par la promotion des énergies renouvelables, à protéger la santé des Ontariens en éliminant les émissions nocives, en créant des emplois dans le secteur de l'énergie verte et en attirant les capitaux d'investissement nécessaires. La Loi autorisait le ministre à demander à l'ancien Office de l'électricité de l'Ontario (**OEO**), qui a depuis fusionné avec la SIERE, d'élaborer un programme de TRG pour favoriser ces objectifs, ainsi que des objectifs concernant les peuples autochtones et les communautés locales prenant part à des projets d'énergies renouvelables.[7] La Loi autorisait plus précisément le ministre de l'énergie à ordonner à l'OEO de conclure des contrats d'approvisionnement de TRG et de recouvrer les coûts par la taxe d'ajustement global autorisée par l'article 25.33 de la *Loi sur l'électricité*.[8] L'ajustement global est une redevance hors marché en vertu de laquelle la SIERE complète l'apport des producteurs d'énergie renouvelable sous contrat (et de tous les autres fournisseurs d'électricité sous contrat) dans le cadre du programme de TRG dans la mesure où ils ne recouvrent pas la totalité de leurs paiements contractuels par le marché de gros administré par la SIERE.[9] L'ajustement global est inversement lié au prix du marché de gros et, au fil du temps, comme l'Ontario s'est procuré davantage de capacités de production (et d'autres ressources en électricité), l'ajustement global en est venu à éclipser tous les autres coûts de l'électricité. Aujourd'hui, il constitue la grande majorité des frais facturés à un client moyen. Dans le cas de la NSC, elle a affirmé qu'entre 2008 et 2019, la redevance d'ajustement global sur ses factures d'électricité avait augmenté de plus de 1300 %, alors que la redevance sur les produits de base de l'électricité avait augmenté d'un peu plus de 20 %.[10] La NSC a donc allégué que la partie de l'ajustement global qui a financé le programme de TRG était une tentative visant à déguiser ce qui est essentiellement une taxe en une charge

---

[3] *National Steel Car Limited v Independent Electricity System Operator,* 2019 ONCA 929 [***National Steel Car***].

[4] *National Steel Car Limited v Independent Electricity System Operator,* 2018 ONSC 3845 [***Décision de la Cour supérieure***].

[5] *National Steel Car, supra* note 3 aux para 9-10.

[6] Voir *Loi de 2016 modifiant des lois sur l'énergie,* LO 2016, c 10.

[7] En vertu des règles établies pour le programme de TRG, les demandeurs qui font valoir la participation de « communautés privilégiées » (p. ex. autochtones et locales) sont admissibles à une majoration de prix.

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

[9] L'ajustement global sert également à rémunérer l'Ontario Power Generation dans la mesure où il ne récupère pas pleinement le tarif de l'OEO par des revenus tirés du marché.

[10] Notez que le taux d'inflation au cours de la période pertinente était d'environ 13 %.

réglementaire pour atteindre des objectifs non réglementaires, notamment pour réparer le préjudice économique perçu par le gouvernement et subi par les Autochtones et des communautés privilégiées (les **objectifs politiques**) :

> [Traduction] Dans l'ensemble, la partie requérante soutient que ces faits démontrent que la composante du programme de TRG de l'ajustement global n'était pas véritablement liée aux objectifs de la loi sur l'électricité ou à la réglementation de l'électricité, et n'avait rien à voir avec les coûts réels de la production d'électricité. La composante du programme de TRG était plutôt destinée à soutenir les objectifs de la politique en conférant un avantage financier aux communautés privilégiées. [11]

HISTORIQUE DE LA PROCÉDURE

La NSC a déposé deux requêtes devant la Cour supérieure de l'Ontario pour « demander une déclaration selon laquelle une partie du montant qu'elle a payé pour l'électricité est une taxe inconstitutionnelle plutôt qu'une charge réglementaire valide...et que la section 25.33 de la *Loi sur l'électricité*…qui autorise l'ajustement global, est *ultra vires* à compter de la promulgation de la *Loi sur l'énergie verte* et de ses objectifs politiques » [traduction].[12] Plutôt que de déposer des documents en réponse, le procureur général de l'Ontario, soutenu par la SIERE, a demandé, en vertu de la règle 21.01(b) des *Règles de procédure civile*[13], de radier les demandes du fait qu'elles ne révélaient aucune cause d'action raisonnable.

Le juge des motions s'est prononcé en faveur du procureur général et a rejeté les demandes au motif qu'il était « clair, évident et incontestable » qu'elles ne pouvaient pas réussir.[14] Il a ajouté que même si l'ajustement global ou la composante contestée du programme de TRG était une taxe, elle était néanmoins conforme à l'article 53 de la *Loi constitutionnelle de 1867*.[15]

ANALYSE

La Cour d'appel a accueilli l'appel et a jugé que sur la base des éléments de preuve, l'affirmation de la NSC selon laquelle l'inclusion par l'ajustement global des paiements contractuels du programme de TRG est une « tentative colossale de déguiser une taxe en redevance réglementaire dans le but de financer les coûts des objectifs politiques » est « suffisamment plausible » et que la position des défendeurs n'est « pas claire, évidente et incontestable ».[16] De plus, la Cour a estimé que le traitement par le juge des motions de la question de savoir si l'ajustement global contrevient à l'article 53 de la *Loi constitutionnelle de 1867* — qui régit la manière d'exercer correctement le pouvoir de taxation dans le cas où il s'avère être une taxe — « mérite d'être davantage étoffé » [traduction].[17] La Cour d'appel a exprimé l'avis que la décision du juge des motions sur le fond de la demande était prématurée car le dossier exigeait des arguments et des preuves supplémentaires pour déterminer si la taxe était une redevance réglementaire appropriée ou une taxe.

Distinguer une redevance réglementaire d'une taxe

Pour déterminer si le pouvoir de la SIERE de percevoir l'ajustement global est un prélèvement gouvernemental valide par opposition à une taxe, la Cour d'appel a statué qu'il est nécessaire d'examiner si son essence et sa substance (c'est-à-dire son but principal) est une taxe visant à percevoir des recettes pour un but général, ou à financer ou à constituer un régime réglementaire. Pour qu'une taxe réglementaire

---

[11] *National Steel Car, supra* note 3 au para 18.

[12] *Décision de la Cour supérieure, supra* note 4 au para 15.

[13] *Règles de procédure civile,* RRO 1990, 194.

[14] *Décision de la Cour supérieure, supra* note 4 au para 84.

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

[16] *National Steel Car, supra* note 3 au para 9-10; Une demande d'autorisation d'appel a été déposée à la Cour suprême du Canada en janvier 2020. Au moment d'écrire ces lignes, une décision sur la demande d'autorisation d'appel n'a pas encore été rendue.

[17] *Ibid* au para 75; Notez que la NSC a également allégué que si l'ajustement global représentait une taxe, elle serait invalide et irait à l'encontre de la *Loi sur la protection des contribuables,* SO 1999, c 7. Cet argument n'a pas été abordé de façon substantielle par la Cour.

constitue un prélèvement public valide, elle doit être suffisamment liée au régime en question ou constituer une taxe pour des services rendus directement.[18] La Cour suprême du Canada a statué dans les affaires *Westbank First Nation c British Columbia Hydro and Power Authority* (***Westbank***)[19] et *620 Connaught Ltd c Canada* (Procureur général) (***620 Connaught***)[20] que l'enquête sous-jacente consiste à déterminer si l'accusation en question est étroitement liée à un régime réglementaire et a articulé le cadre analytique applicable.

À cet égard, la première étape de l'analyse consiste à « identifier l'existence d'un régime réglementaire pertinent »[21]. Cette étape consiste à considérer les indices suivants :

1. un code de réglementation complet, complexe et détaillé;

2. un objectif réglementaire qui vise à influencer certains comportements;

3. la présence de coûts réels ou correctement estimés de la réglementation; et

4. une relation entre la personne réglementée et le règlement, lorsque la personne réglementée soit bénéficie du règlement, soit en cause la nécessité.[22]

Après que le tribunal a identifié l'existence d'un système de réglementation, la deuxième étape consiste à « trouver une relation entre la redevance et le système lui-même… Cette [relation] existera lorsque les recettes seront liées aux coûts du système de réglementation ou [lorsque] les redevances elles-mêmes ont un objectif de réglementation, tel que la réglementation de certains comportements » [traduction].[23] À ce stade de l'analyse, les défenseurs de la redevance doivent démontrer un lien raisonnablement étroit entre les coûts administratifs du système réglementaire et les recettes générées par la redevance en question. Une redevance qui génère systématiquement ou significativement un excédent de recettes supérieur à ce qui est nécessaire ferait pencher la balance en faveur de la position selon laquelle la redevance en question est en substance une taxe.[24]

Décision de la Cour d'appel

La Cour d'appel a estimé que le juge des motions avait raison de conclure que « le régime de réglementation de l'électricité est un code de réglementation complet, complexe et détaillé » [traduction][25], mais a estimé qu'en menant la deuxième étape de l'analyse, le juge n'avait pas abordé les questions pertinentes.[26] En particulier, la Cour d'appel a estimé que le juge saisi de la requête « a éludé la question de la théorie du détournement de pouvoir de l'appelant et des preuves » en ne procédant pas à une évaluation minutieuse de la législation et de l'intention sous-jacente de celle-ci.[27] La théorie du détournement de pouvoir « est invoquée lorsqu'une loi présente les caractéristiques formelles d'une question relevant de la compétence [d'un organisme public], mais qu'en réalité elle porte sur une question ne relevant pas de sa compétence » [traduction].[28] Cette doctrine est fondée sur l'idée que le caractère essentiel de la législation régit la validité de la législation par opposition à sa forme superficielle et « qu'un organe législatif ne peut pas faire indirectement ce qu'il ne peut pas faire directement » [traduction].[29] À

[18] *Ibid* aux para 30-31; *Première nation de Westbank c British Columbia Hydro and Power Authority,* [1999] 3 RCS 134 au para 30 [***Westbank***].

[19] *Ibid*.

[20] *620 Connaught Ltd c Canada (Procureur général)*, 2008 CSC 7 [***620 Connaught***].

[21] *National Steel Car, supra* note 3 au para 33; *620 Connaught, supra* note 20 au para 25.

[22] *Westbank, supra* note 18 au para 44; *National Steel Car, supra* note 3 au para 33.

[23] *Westbank, supra* note 18 au para 44; *National Steel Car, supra* note 3 au para 35.

[24] *620 Connaught, supra* note 20 au para 40; *National Steel Car, supra* note 3 au para 40.

[25] *National Steel Car, supra* note 3 au para 59.

[26] *Ibid* aux para 64, 67, 71.

[27] *Ibid* au para 55; Peter Hogg, *Constitutional Law of Canada,* 5e éd, Toronto: Thomson Reuters, 2007, (feuilles mobiles, 2018-Rel 1) vol 1 au para 15.5(g).

[28] *National Steel Car, supra* note 3 au para 43; *Ibid*.

[29] *National Steel Car, supra* note 3 au para 44; *Ibid*.

cette fin, la NSC a fait valoir que la formule de tarification est une taxe parce qu'elle a été incluse dans le dispositif réglementaire pour atteindre l'objectif collatéral de générer un excédent de recettes important au profit des communautés autochtones et locales.[30] La Cour d'appel a observé que le fait que l'ajustement global soit expressément autorisé en vertu de la *Loi sur l'électricité* et de son règlement « n'immunise pas le programme contre toute contestation ».[31] La Cour a plutôt déclaré qu'il appartient à la cour de révision de déterminer si les preuves du fonctionnement et de la comptabilité du régime en question sont cohérentes avec la position selon laquelle l'ajustement global n'est pas une tentative détournée de taxer (et de fournir un stimulant économique aux communautés privilégiées) sous le déguisement de la réglementation de la production, du transport, de la livraison et de l'utilisation de l'électricité en Ontario.[32]

La Cour a indiqué que l'enquête pertinente doit consister à analyser si le « but principal » du programme de TRG est de produire de l'électricité utile, ou plutôt, de produire un surplus de revenu substantiel pour le redistribuer aux communautés autochtones et locales privilégiées.[33] À cette fin, la Cour a souligné qu'une grande partie de l'électricité produite dans le cadre du programme de TRG est à la fois très coûteuse et inutile.[34] Cependant, le juge des motions n'a pas abordé les questions cruciales de savoir si la cause de l'excès d'électricité était prévue et planifiée ou inattendue et fortuite, et si la SIERE a délibérément encouru des responsabilités excessivement gonflées par le programme de TRG et de programmes similaires afin de créer un avantage économique indirect pour les communautés privilégiées et d'atteindre les objectifs de la politique.[35]

Plus particulièrement, la Cour d'appel a également rejeté la conclusion du juge des motions selon laquelle l'ajustement global n'était pas une taxe parce que la formule de tarification était construite comme un « système fermé ». La Cour a observé que les conclusions du juge des motions « n'ont pas abordé l'argument du détournement de pouvoir de l'appelant selon lequel la formule de tarification de l'électricité a été manipulée pour fournir un surplus inattendu aux communautés privilégiées aux dépens de tous les consommateurs d'électricité de l'Ontario » [traduction].[36] Même si l'ajustement global fonctionne dans un « système fermé » en ce sens que les fonds perçus sont versés directement aux producteurs au lieu d'entrer dans les coffres de la province, la Cour d'appel a estimé que l'existence d'un système fermé n'atténue pas la possibilité que des communautés privilégiées puissent devenir les bénéficiaires de « transferts de richesse hors livres » effectués sous le couvert d'une redevance réglementaire.[37] Le raisonnement du juge des motions n'a pas résolu la préoccupation selon laquelle un mécanisme de recouvrement des coûts dans un système fermé peut néanmoins servir le but premier — et illégitime — de conférer un stimulus économique aux communautés privilégiées.

CONCLUSION

Le seuil de réussite d'une motion de radiation est élevé. La partie requérante — en l'occurrence le procureur général — devait démontrer qu'il était clair, évident et incontestable que les demandes de la NSC ne pouvaient aboutir. La Cour d'appel, en accueillant le recours, ne s'est pas prononcée sur le fond. Elle a simplement estimé que le procureur général ne s'était pas acquitté de la lourde charge de la radiation des demandes et que le juge des motions avait commis une erreur en rejetant prématurément les demandes sans avoir établi un dossier complet de preuves. À cet égard, la décision de la Cour peut être interprétée de manière restrictive comme étant limitée aux questions de procédure civile. D'autre part, les motifs de la Cour d'appel ne se limitent pas à se prononcer sur des

[30] *Ibid* au para 42.

[31] *Ibid* au para 57.

[32] *Ibid* au para 58.

[33] *Ibid* aux para 61-62.

[34] *Ibid* au para 61.

[35] *Ibid* au para 64.

[36] *Ibid* aux para 69 et 71.

[37] *Ibid*.

questions de procédure. La Cour a statué que l'état du droit sur la théorie du détournement de pouvoir s'étend au-delà de la législation et que « parfois, l'intention [législative] est plus difficile à découvrir et exige plus de preuves que les mots de la législation elle-même, y compris les preuves avancées par les [parties] accompagnées d'un contre-interrogatoire » [traduction].[38] Dans cette affaire, la Cour a observé que le fait que la législation autorise expressément le programme de TRG ne l'immunise pas contre une contestation. Au minimum, la décision de la Cour d'appel soulève la perspective d'autres procédures pour lesquelles le procureur général pourrait avoir à défendre la législation et le programme de TRG sur le fond, y compris, comme l'a suggéré la Cour d'appel, en apportant la preuve de « la législation et de l'intention sous-jacente » afin que le juge des requêtes puisse discerner si « les effets de la loi divergent substantiellement de l'objectif déclaré, ou si l'objectif déclaré était admissible dans le cadre d'un régime réglementaire » [traduction].[39] ■

[38] *Ibid* au para 58.

[39] *Ibid* au para 57.

LA DÉCISION SUR LES TARIFS DE TORONTO HYDRO IMPOSE LE TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DU STOCKAGE À LA CONSULTATION DES RED DE LA CEO

*David Stevens**

Dans sa décision du 19 décembre 2019[1] concernant la demande de « tarif incitatif personnalisé » de Toronto Hydro la Commission de l'énergie de l'Ontario (**CEO**) a permis de statuer que les services publics souhaitant inclure le stockage derrière le compteur dans leurs opérations réglementées devaient demander des changements de politique dans le cadre de la consultation en cours de la CEO sur les ressources énergétiques distribuées (**RED**).[2] En réponse à une proposition de Toronto Hydro d'utiliser un stockage derrière le compteur financé par les clients, la CEO a soutenu que les politiques actuelles ne prévoient pas que le stockage derrière le compteur soit une activité de service public réglementée. Selon la Commission, « la consultation des RED est le forum approprié pour examiner le rôle des distributeurs pour les systèmes de stockage d'énergie propres aux clients et déterminer si les politiques réglementaires devraient être modifiées ».[3] La CEO est d'avis que :

> [Traduction] Toronto Hydro a fait valoir que la distinction selon laquelle le compteur est un point de démarcation entre le système de distribution et l'équipement des clients est dépassée et non pertinente parce que la technologie peut fournir les mêmes avantages et services de distribution quel que soit

* David Stevens est un associé et un membre du groupe de droit de l'énergie chez Aird & Berlis. David a pratiqué dans le droit de l'énergie pendant plus de 15 ans. Il conseille les services publiques de gaz et d'électricité et autres participants du marché électrique en Ontario sur un large éventail de questions réglementaires et commerciales, et comparaît régulièrement devant la Commission de l'énergie de l'Ontario. Entre autres, David possède une expertise sur les questions de réglementation liées à la tarification, à l'interprétation des politiques, à la protection des clients, à la répartition des coûts et aux relations avec les parties prenantes. David a été reconnu par Best Lawyer au Canada dans le domaine du droit de l'énergie.

[1] CEO, *Toronto Hydro-Electric System Limited Application for Electricity Distribution Rates beginning January 1, until December 31, 2024* (19 décembre 2019), EB-2018-0165, en ligne: *Commission de l'énergie de l'Ontario* <http://www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/663131/File/document>.

[2] Documents de consultation disponibles en ligne : <https://www.oeb.ca/industry/policy-initiatives-and-consultations/responding-distributed-energy-resources-ders>.

[3] *Supra* note 1 à 115.

> l'endroit où il est placé par rapport au compteur.[4]
>
> * * *
>
> [Traduction] Les réponses à la consultation sur les RED sont déjà bien avancées, et la CEO conclut qu'elle est le forum approprié pour examiner le rôle des distributeurs pour les systèmes de stockage de l'énergie propres aux clients et pour déterminer si les politiques réglementaires doivent être modifiées. Compte tenu des politiques actuelles, la CEO conclut qu'il n'est pas approprié d'examiner les activités de distribution liées à ces projets.[5]

La CEO a rendu une décision similaire en réponse à une proposition de la Distributed Resource Coalition (**DRC**) visant à ce que la CEO considère les RED de transport électrifié (recharge pour VE) comme des investissements en distribution admissibles « lorsqu'ils sont économiques, prudents et favorisent l'efficacité chez les clients à long terme » [traduction].[6]

La consultation sur les RED[7] examine comment le secteur de l'électricité en Ontario devrait répondre aux RED et comment les services publics peuvent faire preuve d'innovation dans leurs opérations.[8] L'objectif de la consultation est « d'élaborer un cadre réglementaire plus complet qui facilite l'investissement et le fonctionnement des RED sur la base de la valeur pour les consommateurs et soutient une intégration efficace des RED afin de se traduire en avantages pour l'évolution du secteur ».[9]

En septembre 2019, la CEO a organisé une réunion des parties prenantes de trois jours pour donner suite à la consultation sur les RED, afin d'entendre les commentaires des intéressés sur des « questions fondamentales », comme les enjeux ou les questions à traiter, et les objectifs que la consultation devrait viser à atteindre. La CEO a clairement indiqué que l'objectif de cette réunion n'était pas de trouver des solutions, mais plutôt de discuter et de cibler les questions qui doivent être définies et abordées par la CEO dans le cadre des procédures à venir. Plus de vingt parties ont formulé des observations lors de cette réunion.

Un rapport de facilitation publié sur le site web de la CEO résume « les tendances et les thèmes interdépendants soulevés au cours de la réunion qui reflètent l'harmonisation générale des enjeux et des questions qui doivent être abordés dans le cadre du processus de consultation sur les RED et la rémunération des services publics » [traduction].[10]

L'un des thèmes relevés dans le rapport de facilitation était le rôle des distributeurs locaux d'électricité (DLE) dans les RED, plus précisément les activités que ces distributeurs devraient être autorisés à exercer.[11] Les parties ont convenu que le rôle des DLE (y compris leurs filiales) dans les activités concurrentielles doit être clarifié et ont proposé un certain nombre d'enjeux à traiter. Il est probable que les questions liées à ces enjeux détermineront les politiques à modifier, le cas échéant, pour soutenir la participation des DLE aux activités de stockage derrière les compteurs.

À la suite de la réunion de septembre 2019, les parties ont déposé des commentaires écrits.[12]

---

[4] *Ibid*.

[5] *Ibid*.

[6] *Ibid* à 121.

[7] *Supra* note 2.

[8] David Stevens, "OEB Taking a Refreshed Approach to Its DER and Utility Remuneration Consultation" (24 juillet 2019), en ligne: *Energy Insider* <https://www.airdberlis.com/insights/blogs/energyinsider/post/ei-item/oeb-taking-a-refreshed-approach-to-its-der-and-utility-remuneration-consultation>.

[9] *Supra* note 2.

[10] StrategyCorp, *Facilitation Report: September 17-19, 2019* (9 octobre 2019), en ligne: *Commission de l'énergie de l'Ontario* <http://www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/654847/File/document>.

[11] *Ibid* à 8–9.

[12] Les commentaires déposés par les parties prenantes (21 au total) sont disponible en ligne : *Commission de l'énergie de l'Ontario* <https://www.oeb.ca/industry/policy-initiatives-and-consultations/responding-distributed-energy-resources-ders>.

Selon la lettre de procédure de la CEO[13], l'étape suivante consiste pour le personnel de la CEO à fournir un rapport décrivant les perspectives des parties intéressées et à présenter une proposition décrivant les objectifs, les enjeux et les principes directeurs pour la poursuite de la consultation sur les RED. Le personnel de la CEO a organisé une séance le 20 février 2020 pour décrire les commentaires des intervenants reçus et exposer la réflexion actuelle du personnel sur les objectifs, les enjeux et les principes directeurs[14]. Lors de cette séance, le personnel de la CEO a indiqué qu'il soumettrait les informations reçues à la nouvelle direction de la CEO une fois que la transition de la Commission vers sa nouvelle structure de gouvernance serait terminée. Les étapes ultérieures de la consultation sur les réponses aux RED seront définies par la suite. ■

[13] CEO, «Re: Utility Remuneration and Responding to Distributed Energy Resources Board File Numbers: EB-2018-0287 and EB-2018-0288», en ligne : *Commission de l'énergie de l'Ontario* <https://www.oeb.ca/sites/default/files/Ltr-UR-RDER-Refreshed-Consultation-20190717.pdf>.

[14] On peut consulter les documents et la transcription de la séance du 20 février 2020 sur le site Web de la CEO en ligne : *Commission de l'énergie de l'Ontario* <https://www.oeb.ca/industry/policy-initiatives-and-consultations/responding-distributed-energy-resources-ders>.