PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 9, NUMÉRO 1 2021

DIRECTEURS DE RÉDACTION

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

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

SUPPORTERS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEURS 2021

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

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

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

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

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

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

ÉNONCÉ DE MISSION

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

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

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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

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

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

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

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

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

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Rétrospective 2020 : La réglementation de l'énergie 5

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

CHRONIQUES RÉGULIÈRES

Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la réglementation de l'énergie en 2020 24

David J. Mullan

La position de Washington..... 51

Robert S. Fleishman

ARTICLES

Allègement des formalités administratives en Alberta : une commission, un comité et des recommandations 80

Moin A. Yahya

L'affaire de l'aéroport d'Heathrow réexaminée 87

Melanie Gillis et James MacDuff

RECENSIONS

Une revue de la littérature sur l'indépendance de la réglementation dans les systèmes énergétiques du Canada : les origines, la justification et les caractéristiques principales, Ian T. D. Thomson, Énergie positive, Université d'Ottawa, novembre 2020.....89

Rowland J. Harrison, c.r.

The New Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations 91

Kenneth A. Barry

ÉDITORIAL

Rétrospective 2020 : La réglementation de l'énergie

Directeurs de rédaction

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

Peu d'entre nous ont connu une année comme 2020. Pour le secteur de l'énergie, il s'agissait d'une combinaison brutale de faibles prix du pétrole, d'un confinement à l'échelle nationale par suite du coronavirus et d'une grave récession économique. Ce fut également une année charnière en termes de nouvelle rhétorique et d'investissements réorientés des carburants et technologies conventionnels vers les technologies émergentes.

Politiques nationales sur les changements climatiques

En ce qui concerne les lois et les politiques énergétiques, l'année 2020 s'est terminée en beauté. Le 11 décembre 2020, le gouvernement du Canada a promulgué une loi visant à accélérer les initiatives de lutte contre les changements climatiques dans tout le pays. Ce qui a d'abord attiré l'attention des gens, c'est la proposition d'augmenter la taxe canadienne sur le carbone de 50 $ par tonne en 2022 à 170 $ par tonne en 2030. Cela augmenterait le prix de l'essence de près de 40 cents par litre et doublerait les coûts de chauffage de nombreux foyers, bien que le gouvernement ait affirmé que les consommateurs récupéreraient cet argent sous la forme d'un remboursement de taxe. Le plan comprend également 64 programmes différents pour réduire la pollution et construire une économie propre, pour un coût de 15 milliards de dollars.

Ces investissements comprennent 2,5 milliards de dollars pour des projets d'énergie propre sur trois ans, 1,5 milliard de dollars pour développer des carburants à faible teneur en carbone, 287 millions de dollars sur deux ans pour promouvoir les véhicules à émission zéro, 3 milliards de dollars sur cinq ans pour décarboniser les grands émetteurs, 2,6 milliards de dollars sur sept ans pour améliorer l'efficacité énergétique des foyers et 3 milliards de dollars sur dix ans pour planter 2 milliards d'arbres.

La révolution du véhicule électrique

Au niveau provincial, l'accent a été mis sur les véhicules électriques. Le Québec a annoncé qu'il abandonnerait la vente de nouvelles voitures à essence à partir de 2035. La Colombie-Britannique a déclaré qu'elle ferait de même en 2040. Cette décision fait suite à une loi californienne antérieure qui interdirait la vente de voitures et de camions à essence d'ici 2035 et à l'annonce faite par la Grande-Bretagne en novembre 2020 qu'elle interdirait la vente de nouvelles voitures à essence et diesel à partir de 2030.

Les constructeurs automobiles du monde entier ont suivi de près ces développements. Ils observaient également Tesla. En 2020, cette entreprise a atteint une capitalisation boursière de 880 milliards de dollars, soit plus que Toyota, Volkswagen, Daimler, General Motors, BMW, Honda, Hyundai et Ford réunis.

Au Canada, Ford a annoncé qu'elle dépenserait 1,8 milliard de dollars pour produire des véhicules électriques dans son usine d'Oakville, en Ontario. General Motors a répondu en disant qu'elle éliminerait complètement les véhicules à essence d'ici 2035 et qu'elle investirait 1 milliard de dollars pour produire des fourgonnettes commerciales électriques à Ingersoll, en Ontario. Chrysler a déclaré qu'elle dépenserait 1,5 milliard de dollars pour produire des véhicules électriques à Windsor, en Ontario.

Nouveaux réseaux de recharge

Les véhicules électriques nécessitent une recharge électrique. En 2020, les réseaux de recharge de véhicules électriques sont devenus une réalité au Canada. Tesla a pris la tête du peloton avec 584 emplacements et 1400 chargeurs à travers le Canada. En janvier 2020, Canadian Tire a annoncé son intention de construire un réseau de 240 chargeurs rapides dans 90 points de vente Canadian Tire au Canada.

Les services publics d'électricité ont également été actifs. À la fin de 2020, BC Hydro avait étendu son réseau à 85 emplacements en Colombie-Britannique, tandis que le partenariat entre Ontario Power Generation et Hydro One a convenu d'installer 160 chargeurs rapides en Ontario d'ici la fin de 2021. L'importance de ce nouveau réseau est devenue évidente en septembre 2020 lorsque l'entreprise américaine de réseaux de recharge de véhicules électriques, ChargePoint, est entrée en bourse à une valorisation de 2,4 milliards de dollars. Les investisseurs comprenaient Chevron, BMW, Siemens et l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada.

Investissement durable

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

De plus en plus, les entreprises sont tenues de divulguer leur impact sur le climat, désormais appelé valeur environnement, social et gouvernance (ESG). Les entreprises à base de carbone sont également mises à l'index par les fonds de pension. Les investissements ESG ont doublé au cours des quatre dernières années. Price Waterhouse estime maintenant que 60 % des actifs des fonds communs de placement seront de type ESG d'ici 2025. Les rapports et la transparence en ce qui concerne les valeurs ESG stimulent à la fois les marchés financiers et les initiatives en matière de changements climatiques.

La situation a changé. Tout le monde l'a vu venir. La révolution carbone zéro a progressé lentement au cours de la dernière décennie. L'année 2020, cependant, a été le point de bifurcation sur la route. Le secteur de l'énergie sera très différent à l'avenir. La réglementation de l'énergie sera également très différente. L'examen suivant des décisions prises par les organismes canadiens de réglementation de l'énergie au cours de l'année dernière met en lumière certains de ces changements.

LES PIPELINES

Au cours des cinq dernières années, quatre grands projets de pipelines canadiens, représentant potentiellement un investissement de 50 milliards de dollars, ont été annulés ou menacés par des contestations réglementaires[1]. Les quatre projets sont le pipeline Energy East de TransCanada, le pipeline Northern Gateway d'Enbridge, l'expansion Trans Mountain de Kinder Morgan et, enfin et surtout, Keystone XL. L'année dernière, nous avons examiné les trois premiers. Ci-dessous, nous examinons Keystone XL, qui a été résilié récemment.

Keystone XL

Le pipeline Keystone XL est un projet de 20 milliards de dollars que TransCanada avait proposé en 2008 pour transporter 800 000 barils de pétrole par jour de l'Alberta au Nebraska, puis dans un pipeline existant qui transporterait le pétrole jusqu'à la côte du Golfe. Le passage de la frontière entre les États-Unis et le Canada a été achevé l'année dernière, ainsi que 90 miles de pipeline à l'intérieur du Canada.

[1] 15,7 milliards de dollars pour Energy East, 7,9 milliards pour Enbridge Northern Gateway, 7,4 milliards pour Trans Mountain expansion et 20,6 milliards pour Keystone XL.

Le Département d'État américain a examiné le pipeline pendant près de sept ans. La partie canadienne de la ligne a obtenu l'approbation de l'Office national de l'énergie (ONE) en 2010[2]. En mai 2012, TransCanada a déposé une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État américain. Ce permis est exigé du président américain chaque fois qu'un pipeline traverse une frontière internationale. Ce permis a été retardé par un litige en cours devant les tribunaux du Nebraska. En novembre 2014, la Chambre des représentants des États-Unis a approuvé Keystone XL pour la neuvième fois. Cependant, le président Obama a ensuite exercé son veto pour faire échouer le projet[3].

TransCanada a contesté le veto d'Obama en invoquant la Constitution[4] et l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) pour un montant de 15 milliards de dollars[5]. Avant qu'aucune des deux affaires ne puisse être entendue, le président Trump a été élu. L'une des premières décisions du président Trump en fonction a été d'approuver Keystone XL.

TransCanada n'était tirée d'affaire après que le président Trump ait délivré le permis permettant au pipeline de traverser la frontière canado-américaine en 2015. L'élection présidentielle de novembre 2020 aux États-Unis a vu l'élection d'un nouveau président. Le président Biden a prêté serment le 20 janvier 2021. Le lendemain, il a annulé le permis présidentiel que le président Trump avait accordé.

L'Alberta avait investi 1,5 milliard de dollars en capitaux propres dans Keystone et garanti un prêt de 6 milliards de dollars pour le projet en 2020. Le pipeline est soutenu par les expéditeurs ainsi que par TransCanada. Cenovus Energy est responsable de 100 millions de dollars et Suncor Energy de 142 millions de dollars. Il ne fait aucun doute que d'autres sont également impliqués.

La décision du président Biden n'a pas été une grande surprise. La campagne de Biden était basée sur le soutien des initiatives relatives aux changements climatiques, dont l'annulation de Keystone XL.

Pour compliquer les choses, l'ALENA a pris fin le 1er juillet 2020. Il a été remplacé par un nouvel accord, l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (ACEUM). L'ACEUM ne contient pas le recours à l'arbitrage qu'offrait l'ALENA en cas de différend opposant un investisseur et un État. Il existe des dispositions de transition pour les réclamations héritées et une période de trois ans pour déposer ces réclamations, mais l'incident sur lequel se fonde la réclamation doit avoir eu lieu avant le 1er juillet 2020. Il y a également une possibilité de réclamation d'État à État en vertu du chapitre 20 du nouvel ACEUM, mais TransCanada et/ou le gouvernement de l'Alberta devraient convaincre le gouvernement canadien d'introduire cette réclamation, ce qui pourrait s'avérer assez difficile.

Ce n'est pas la fin des difficultés. On peut soutenir que TransCanada connaissait et comprenait les règles de base. Le permis présidentiel contenait une condition expresse selon laquelle le permis pouvait être résilié, révoqué ou modifié à tout moment à la seule discrétion du président. Cette condition est conçue pour limiter la responsabilité au titre de l'ALENA. Une réclamation en vertu de l'ALENA pourrait entraîner un litige long et incertain.

Quatre projets sont toujours en cours. Il s'agit du projet d'expansion de Trans Mountain (TMX), de Coastal GasLink, de la ligne 3 d'Enbridge et de la ligne 5 d'Enbridge. L'état d'avancement de ces projets est présenté ci-dessous.

Expansion de Trans Mountain

En 2018, le gouvernement fédéral a acheté le projet d'expansion de Trans Mountain de Kinder Morgan pour 4,5 milliards de dollars. Le

---

[2] *Re TransCanada Keystone XL Pipeline* (mars 2010), OH-1-2009, en ligne : Office national de l'énergie <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/418396/550305/604643/604441/A24669-2_ON%C3%89_-_Motifs_de_d%C3%A9cision_-_le_pipeline_Keystone_XL_de_TransCanada_-_OH-1-2009.pdf?nodeid=604640&vernum=-2>.

[3] É.-U., la Maison-Blanche, *Message from the President of the United States returning without my approval S. 1, The Keystone XL Pipeline Approval Act* (S Doc nº 114-2) (Washington, DC : US Government Publishing Office).

[4] *TransCanada Keystone Pipeline LP v Kerry*, 4:16-cv-00036 (DS Tex 2016).

[5] *TransCanada Corp. & TransCanada Pipelines Ltd. v United States of America* (*Canada c United States*) (2016), en ligne : *State Department* <www.state.gov/transcanada-corp-transcanada-pipelines-ltd-v-united-states-of-america/>.

22 février 2019, l'ONE a publié son rapport de réexamen du projet, recommandant à nouveau sa réalisation. Le Cabinet fédéral a accepté cette recommandation et 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 (CSC) a rejeté à l'unanimité la tentative de la Colombie-Britannique de revendiquer la compétence sur ce projet[6], confirmant une décision antérieure de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique[7].

Le 4 février 2020, une Cour d'appel fédérale unanime a rejeté la plus récente contestation juridique du projet[8]. La Cour a clairement indiqué que les groupes autochtones n'ont pas de droit de veto et que les tribunaux doivent s'en remettre aux gouvernements qui prennent la décision initiale de savoir si l'obligation de consulter a été respectée.

En mai 2020, la province de la Colombie-Britannique a délivré un certificat d'évaluation environnementale (CEE) modifié en réponse à la décision de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique de septembre 2019. En juillet 2020, la CSC a refusé l'autorisation à trois groupes de Premières Nations cherchant à faire appel de la décision de la Cour d'appel fédérale de février 2020. La décision la plus récente de la CSC de refuser l'autorisation d'interjeter appel aux trois groupes des Premières Nations signifie qu'il n'y a plus de contestation juridique en suspens du projet.

Coastal GasLink

TC Energy est propriétaire et exploitant du projet de pipeline Coastal GasLink. Le projet de 6,6 milliards de dollars commence près de Dawson Creek et, s'il est achevé, s'étendra sur environ 420 miles vers le sud-ouest jusqu'à une usine de liquéfaction près de Kitimat. Le pipeline, tel que prévu, traverserait les territoires traditionnels de plusieurs groupes de Premières Nations. De multiples chefs héréditaires s'y opposent depuis longtemps, bien qu'un certain nombre de groupes de Premières Nations soutiennent le projet et y participent financièrement. En décembre 2018, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a accordé une injonction empêchant le blocage du pipeline[9].

Un élément de bonne nouvelle est arrivé en juillet 2019, lorsque l'ONE a rendu sa décision selon laquelle le pipeline — y compris le terminal d'exportation à Kitimat — était de compétence provinciale et non fédérale[10]. L'ONE a conclu que le pipeline transporterait du gaz naturel à l'intérieur de la Colombie-Britannique, bien qu'il faciliterait également les exportations internationales, apportant une certaine clarté à la décision antérieure de la CSC dans l'affaire *West Coast Energy* sur le droit des provinces de contrôler les ouvrages et projets à l'intérieur de leurs frontières[11].

En décembre 2019, l'Alberta Investment Management Corp. — le gestionnaire des pensions publiques de l'Alberta — s'est associé à l'une des plus grandes sociétés d'investissement américaines pour acquérir une participation majoritaire dans le Coastal GasLink.

Ligne 3 d'Enbridge

La ligne 3 d'Enbridge va de Hardisty, en Alberta, à Superior, dans le Wisconsin, et est en service depuis 1968. Au fil des ans, il est devenu évident qu'une partie du pipeline devait être remplacée si Enbridge souhaitait le restaurer à sa capacité historique et transporter 800 000 barils

---

[6] *Renvoi relatif à l'Environmental Management Act*, 2020 CSC 1 [*Renvoi EMA*].

[7] *Reference re Environmental Management Act* (*British Columbia*), 2019 BCCA 181.

[8] *Première Nation Coldwater c Canada* (*Procureur général*), 2020 CAF 34.

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

[10] *Re Compétence sur le projet de Coastal GasLink Pipeline* (26 juillet 2019), MH-053-2018, en ligne : Office national de l'énergie <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90550/90715/3615343/3715570/3809973/C00715-2_ON%C3%89_%E2%80%93_Lettre_d%C3%A9cision_%E2%80%93_Coastal_GasLink_%E2%80%93_MH-053-2018_-_A6W4A4.pdf?nodeid=3810309&vernum=-2>.

[11] *Ibid* (citant *Westcoast Energy Inc. c Canada (Office national de l'énergie)*, [1998] 1 RCS 322, 156 DLR (4e) 456).

par jour. L'autorisation nécessaire a été obtenue auprès des organismes de réglementation du Canada[12], du Dakota du Nord et du Wisconsin. Cependant, le projet de 3 milliards de dollars s'est heurté à des problèmes au Minnesota, où les écologistes et les groupes de Premières Nations se sont opposés au projet.

En juin 2018, la Commission des services publics du Minnesota a approuvé le tracé et accordé les permis nécessaires[13]. Toutefois, un an plus tard, cette décision a été annulée par la Cour d'appel du Minnesota qui a estimé que l'étude d'impact environnemental présentée à la Commission était inadéquate[14]. Le 3 février 2020, les organismes de réglementation du Minnesota ont approuvé un examen environnemental révisé, levant ainsi le dernier obstacle réglementaire au projet.

La partie américaine du projet de la ligne 3 implique le remplacement de 364 miles de pipeline. La plupart des travaux se situent dans le Minnesota, avec 27 miles situés dans le Dakota du Nord et le Wisconsin. Le projet de remplacement est relié à un pipeline de pétrole brut existant de 1097 miles, construit dans les années 1960, qui va du centre du Canada au Wisconsin. Enbridge estime maintenant que le coût en capital du projet de remplacement de la ligne 3, y compris le segment canadien déjà en service, s'élèvera à 9,3 milliards de dollars, comparativement à l'estimation initiale de 8,2 milliards de dollars. Enbridge prévoit maintenant que la ligne 3 sera en service d'ici le quatrième trimestre de 2021.

Ligne 5 d'Enbridge

Enbridge remplace actuellement la ligne 5 qui va de Superior, au Wisconsin, à Sarnia, en Ontario. L'État du Michigan s'oppose au segment sous-marin qui passe sous le détroit de Mackinac dans les Grands Lacs. L'inquiétude porte sur les dommages environnementaux qui pourraient résulter d'une fuite dans le pipeline qui repose actuellement sur le lit du lac. Le projet a été approuvé par l'ancien gouverneur du Michigan, mais son successeur, le gouverneur Whitmer, a contesté la validité constitutionnelle du projet en 2018.

La Cour de district du Michigan a jugé la loi constitutionnelle en octobre 2019 et cette décision a été confirmée par la Cour d'appel du Michigan en janvier 2020. En janvier 2021, le gouverneur du Michigan a ordonné à Enbridge de cesser d'exploiter le segment du pipeline situé sous le détroit de Mackinac jusqu'à mai 2021. Enbridge soutient que le pipeline de 645 miles est exploité de manière sécuritaire depuis 65 ans. Cependant, pour répondre aux préoccupations, Enbridge propose maintenant de placer la conduite dans un tunnel sous le lit du lac, au coût de 500 millions de dollars.

La ligne 5 fait partie du réseau principal d'Enbridge qui transporte le brut de l'Alberta et de la Saskatchewan vers les raffineries du Michigan, de l'Ohio, de la Pennsylvanie, de l'Ontario et du Québec. Enbridge a fait valoir que ces raffineries verront leur capacité diminuer de 45 % si la ligne 5 n'est pas maintenue en service. Le 29 janvier 2021, le Department of Environment, Great Lakes, and Energy (EGLE) du Michigan a approuvé la demande d'Enbridge pour les permis nécessaires à la construction du tunnel de service public sous le détroit de Mackinac. Toutefois, les permis de la Commission des services publics du Michigan et de l'Army Corps of Engineers des États-Unis sont encore nécessaires.

Prolongement du réseau NGTL 2021

Vers la fin de l'année, le Cabinet fédéral a donné son approbation finale au projet de prolongement du réseau NGTL 2021 de TC Energy, d'une valeur de 2,3 milliards de dollars, qui s'étend des environs de Grande Prairie jusqu'au nord de Calgary. La commission de la Régie de l'énergie du Canada (REC) avait recommandé l'approbation du projet au gouverneur en conseil dans son rapport daté

---

[12] *Re Enbridge Pipelines Inc., Demande datée du 5 novembre 2014 visant le projet de remplacement de la canalisation 3* (avril 2016), OH-002-2015, en ligne : Office national de l'énergie <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/92263/2404881/2545522/2955931/2949686/A76575-2_ON%C3%89_-_Rapport_-_Enbridge_-_remplacement_de_la_canalisation_3_d%C3%A9cisions_et_recommandations_-_OH-002-2015.pdf?nodeid=2950025&vernum=-2>.

[13] Minnesota Public Utilities Commission, « Line 3 Review Process », en ligne : <mn.gov/puc/line3/process/>.

[14] *In re Applications of Enbridge Energy, LP*, 930 NW 2d 12 (Ct App Minn 2019).

du 19 février 2020[15]. Le Cabinet a toutefois examiné un autre rapport préparé après la présentation du rapport de la commission de la REC[16] et conclu que plusieurs des conditions recommandées par la commission de la REC devraient être « renforcé[es] » et qu'une autre condition, qui avait été initialement proposée par un commissaire de la REC dissident, devrait être ajoutée[17]. NGTL n'a apparemment pas eu l'occasion de commenter les modifications ou la condition supplémentaire, en violation apparente d'un avertissement de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Nation Gitxaala c Canada*[18] à savoir qu'« [i]l va sans dire que, par souci d'équité procédurale, toutes les parties visées doivent avoir l'occasion de formuler des commentaires à l'égard de toutes les nouvelles recommandations que le ministre coordonnateur propose de présenter au gouverneur en conseil.» Les délais devant le Cabinet ont entraîné un retard d'un an pour le projet, dont l'achèvement est maintenant prévu pour le deuxième trimestre de 2022.

Procédure concernant le transport contractuel d'Enbridge

La procédure d'examen de la demande d'Enbridge visant à permettre aux expéditeurs de signer des contrats à long terme pour un accès prioritaire à 90 % de la capacité de son réseau principal canadien s'est poursuivie devant la commission de la REC tout au long de l'année. Actuellement, et historiquement, le réseau principal est exploité comme un transporteur public, la capacité étant attribuée sur une base non engagée à l'aide d'un système de nomination mensuel. Le contrat actuel de service et d'achat ferme doit expirer le 30 juin 2021. La commission de la REC tiendra un contre-interrogatoire oral en mai 2021[19]. Cette demande est controversée et a opposé les intérêts de divers producteurs, marchés et raffineurs. Le résultat sera sans doute au centre de notre examen des développements de 2021.

RÉFORME RÉGLEMENTAIRE

Comptage net

En 2020, les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis ont envisagé de réformer le comptage net.

L'objectif était essentiellement de déterminer si le comptage net pouvait être étendu d'un seul client à un groupe de clients. Le comptage net existe depuis près de 10 ans, mais au Canada, il n'a été adopté qu'en Ontario et en Colombie-Britannique. L'attrait politique était que le comptage net pouvait promouvoir l'énergie renouvelable et potentiellement réduire le coût de l'électricité pour les contribuables. L'opposition venait des services publics qui ne souhaitaient pas perdre de la demande ou des clients.

Le programme le plus ambitieux a eu lieu en Colombie-Britannique. Le 20 avril 2019, BC Hydro a présenté une demande à la British Columbia Utilities Commission (BCUC) pour modifier son programme de comptage net. Cela a donné lieu à des interventions de la part de 14 parties, à plus de 200 lettres de commentaires

---

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

[16] Ressources naturelles Canada, « Rapport sur la consultation et les accommodements de la couronne concernant le projet d'agrandissement du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. en 2021 (GH-003-2018) » (octobre 2020), en ligne : <bggp.gc.ca/mesures/nova-gas-transmission-ltd-2021-ngtl-2021/rapport-nova-gas-transmission-ltd-en-2021/324>.

[17] Ressources naturelles Canada, communiqué, « Le gouvernement du Canada approuve le projet d'agrandissement du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. 2021 » (20 octobre 2020), en ligne : <www.canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2020/10/le-gouvernement-du-canada-approuve-le-projet-dagrandissement-du-reseau-de-nova-gas-transmission-ltd-2021.html>.

[18] 2016 CAF 187 au para 337 (je souligne).

[19] Régie de l'énergie du Canada, « Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), Canadian Mainline Contracting Application, Hearing Order RH-001-2020, Procedural Update No. 1 – Oral Hearing Preliminary Information », en ligne: <docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/155829/3773831/3890507/4038614/4049665/C11628-1_Commission_%E2%80%93_PU_No._1_-_Enbridge_%E2%80%93_Canadian_Mainline_Contracting_%E2%80%93_Hearing_Timetable_and_Preliminary_Cross_Estimates_-_A7R4K7.pdf?nodeid=4049666&vernum=-2>.

et à une décision finale de 52 pages un an plus tard, en juin 2020[20]. La partie la plus litigieuse de ce qui précède était la demande de BC Hydro de limiter la taille de l'installation de production à la charge annuelle des clients.

Les services publics de toute l'Amérique du Nord ont longtemps soutenu que les clients pratiquant le comptage net ne devraient pas être en mesure de générer un bénéfice. Le concept de base était que le client devait pouvoir compenser le coût de l'électricité qu'il achetait au service public par les revenus qu'il tirait de la vente d'électricité au service public. La preuve de BC Hydro était que certains clients réalisaient un profit important, mais il s'agissait d'un faible pourcentage du total. En fin de compte, la BCUC a rejeté la proposition de BC Hydro et a refusé d'adopter un volume de production maximal.

L'initiative réglementaire de l'Ontario était plus agressive. En octobre 2020, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a lancé une consultation pour déterminer la viabilité du comptage net communautaire. Le comptage net courant consistait en un client individuel échangeant de l'électricité avec le service public. Le comptage net communautaire, quant à lui, implique des groupes de clients agissant ensemble en tant que communauté ou organisation. Le gouvernement a demandé aux parties intéressées de faire des soumissions d'ici le 22 novembre 2020, en abordant des questions telles que : qu'est-ce qui constitue une communauté, comment les crédits devraient-ils être structurés et comment les services publics devraient-ils récupérer les coûts engagés? À ce jour, aucun rapport n'a été publié par le gouvernement ni la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO).

Aux États-Unis, de nombreux États ont adopté une certaine forme de comptage net. L'État le plus agressif est la Californie qui a récemment adopté des modifications à son programme de comptage net. En Californie, le comptage net est alimenté par la production solaire établie par les ménages. Pour atténuer l'impact, le montant total de comptage net a été limité de sorte qu'il ne puisse pas dépasser 5 % de la production solaire totale. Les changements récents en Californie pourraient avoir des répercussions sur les changements futurs en Ontario et en Colombie-Britannique.

Le premier changement californien a été l'obligation pour les clients du comptage net de passer à la tarification selon la période d'utilisation (TPU). Les tarifs les plus élevés sont facturés aux heures de pointe, c'est-à-dire en fin d'après-midi ou en début de soirée. Les tarifs les plus bas sont facturés aux heures creuses, c'est-à-dire tard le soir et tôt le matin, lorsque la consommation d'électricité est faible. L'implication pour le comptage net est que la valeur du crédit pour l'énergie vendue au réseau varie en fonction de la TPU. Cela signifie que pour obtenir les crédits de comptage net les plus élevés, les consommateurs doivent vendre le maximum d'énergie au réseau pendant les heures de pointe.

L'autre changement, qui concerne le Canada, est la mise en œuvre d'une nouvelle composante des tarifs d'électricité connue sous le nom de frais de non-contournement (FNC). Il s'agit de frais minimes de 0,02 à 0,03 $ par kilowattheure qui sont ajoutés aux frais d'énergie. Ce montant n'est pas crédité aux consommateurs, ce qui signifie que les consommateurs gagnent un peu moins que ce qu'ils paient pour l'électricité. Cela n'a pas limité la demande pour le comptage net car les FNC ne représentent qu'une petite partie de la facture globale. En outre, les clients dont le système de production est inférieur à 1 MWh doivent payer des frais d'interconnexion uniques pour raccorder leur système au réseau. Ce coût se situe généralement entre 75 et 150 dollars.

Il sera intéressant de voir où l'Ontario ira avec le comptage net communautaire. Cela aura des répercussions sur la production appartenant aux clients dans tout le Canada. De plus en plus, les grands clients industriels demandent à pouvoir vendre leur surplus d'électricité à d'autres clients dans le cadre de ce qui constitue essentiellement des contrats privés d'achat d'électricité. Cela continue d'être une question majeure devant l'Alberta Energy Regulator, dont nous avons parlé dans le numéro de l'année dernière. Un rapport détaillé sur cette question a été présenté au gouvernement de l'Alberta.

---

[20] *Re British Columbia Hydro and Power Authority Application to Amend Net Metering Service under Rate Schedule 1289* (23 juin 2020), en ligne : British Columbia Utilities Commission <www.bcuc.com/Documents/Decisions/2020/DOC_58477_Decision-with-Order-G-168-20-BCH-Net-Metering-RS1289.pdf>.

Réforme de la construction des pipelines

Ce n'est pas souvent que nous entendons les gouvernements proposer une forme de déréglementation dans le secteur de l'énergie, en particulier lorsqu'il s'agit de pipelines. Cependant, le 20 janvier 2021, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a proposé une telle possibilité. En vertu de l'article 90 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (*LCEO*), toute personne qui construit un pipeline en Ontario doit obtenir une ordonnance d'autorisation de construire (OAC) de la CEO si le pipeline :

- est d'une longueur de plus de 20 km;
- coûtera plus de 2 millions de dollars;
- a un diamètre de canalisation de 12 pouces ou plus;
- a une pression de service de 2000 kilopascals ou plus.

Le gouvernement de l'Ontario propose de modifier le Règlement de l'Ontario 328/03 en vertu de la *LCEO* afin de faire passer le seuil de coût de 2 millions de dollars à 10 millions de dollars. Toutefois, une OAC de la CEO sera toujours requise pour tout pipeline qui ne répond pas à l'une des autres exigences énoncées à l'article 90 de la *LCEO*. De plus, toute partie construisant un pipeline sera toujours tenue d'obtenir les autorisations existantes des ministères ou des municipalités. De plus, toute réduction des exigences existantes ne s'appliquerait pas à la construction de pipelines traversant une frontière de l'Ontario qui sont réglementés par la REC ou à un ajout à un pipeline qui fait partie d'un pipeline interprovincial existant.

Le gouvernement estime que l'augmentation du seuil de 2 millions de dollars à 10 millions de dollars réduirait de 24 % le nombre de projets nécessitant une OAC de la Commission, en se basant sur les demandes d'OAC de la Commission reçues entre 2017 et 2020. Cela pourrait entraîner une réduction importante des coûts réglementaires qui sont en fin de compte assumés par les contribuables. Les soumissions concernant la proposition du gouvernement doivent être présentées d'ici le 29 avril 2021.

Réglementation des petits services publics

L'Ontario est différente de la plupart des autres territoires de compétence canadiens en ce qui concerne la réglementation de l'électricité. Le Canada est dominé par de grandes entreprises de services publics appartenant au gouvernement qui assurent la production, le transport et la distribution. En Ontario, la majorité de la distribution a traditionnellement été effectuée par des distributeurs appartenant aux municipalités. Récemment, il y a eu un haut niveau de regroupements, mais il existe encore 31 petits distributeurs ayant chacun moins de 20 000 clients. En 2020, la CEO a annoncé la nouvelle initiative ontarienne visant à rationaliser le processus réglementaire pour ces petits distributeurs. Elle a commencé par une réunion des intervenants le 28 janvier 2021 et terminera avec la production d'un rapport à temps pour fixer les tarifs de 2023.

Tarifs industriels verts

Alors que l'année 2020 touche à sa fin, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé de nouveaux tarifs incitatifs pour l'énergie verte pour les clients industriels de la province. Il y a deux nouveaux plans tarifaires. Le premier a été le Clean Industry and Innovation Rate (tarif d'industrie propre et d'innovation). Le second a été le Fuel Switching Rate (tarif de remplacement de combustible). Les deux tarifs sont disponibles jusqu'au 31 mars 2030 et les clients peuvent profiter de ces tarifs réduits pendant sept ans. Le rabais est de 20 % pour les cinq premières années, de 13 % pour la sixième année et de 7 % pour la septième année.

En ce qui concerne le tarif d'industrie propre et d'innovation, les coûts de l'électricité sont réduits pour les clients industriels admissibles qui participent à la séquestration du carbone, à la production d'hydrogène, à la production de carburant synthétique et au captage et au stockage du carbone. En outre, les clients industriels qui mettent en place des centres de données dont la demande d'électricité dépasse 70 GWh par an peuvent bénéficier de ces tarifs réduits.

Le tarif de changement de combustible est offert aux clients industriels existants et nouveaux qui passent des combustibles fossiles à l'électricité pour alimenter leurs activités. Pour être admissible, un client doit démontrer que l'électrification réduira les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le taux réduit ne s'applique qu'à la partie de la charge électrique correspondant au changement de combustible. Le tarif de changement de combustible n'est pas disponible pour les pipelines, les raffineries de pétrole, les

installations de production de méthanol ou de liquéfaction de gaz naturel. Il y a également une exigence de demande énergétique minimale. L'augmentation de la demande d'électricité résultant du changement de combustible doit être d'au moins 20 GWh par an.

En plus des nouveaux tarifs de BC Hydro, la province de la Colombie-Britannique a affecté 84 millions de dollars au financement fédéral pour l'infrastructure verte afin d'établir un fonds d'électrification pour les clients industriels admissibles, y compris ceux des secteurs pétrolier et gazier. BC Hydro financera jusqu'à 50 des coûts admissibles, jusqu'à concurrence de 15 millions de dollars par projet, le client devant assumer le reste des coûts.

Pour être admissibles, les projets doivent satisfaire aux conditions suivantes. Ils doivent passer du carburant à base de carbone à l'utilisation de l'électricité, soutenir l'infrastructure publique et l'interconnexion. Les travaux doivent également être achevés d'ici le printemps 2027.

Le léger virage de la philosophie de l'électricité doit atteindre certains seuils minimums en fonction du type de client. Pour les clients industriels, 5 MW avec un coût d'interconnexion minimal de 5 millions de dollars. Pour les clients environnementaux de transport de produits en vrac, 2 MW avec un coût d'interconnexion minimal de 2 millions de dollars. Les demandes seront examinées selon le principe du premier arrivé, premier servi.

Nouvelles enchères de capacité

L'Ontario a mis du temps à reconnaître les avantages des appels d'offres concurrentiels. Ce concept a été ignoré pendant les années des contrats de tarif de rachat garanti (TRG) qui étaient basés sur le concept du premier arrivé, premier servi. Cela a donné lieu à toutes sortes de plaintes concernant des préférences illégales, ce qui a conduit à un certain nombre de poursuites judiciaires et d'arbitrages internationaux — dont certains sont toujours en cours.

De bonnes nouvelles sont arrivées le 10 décembre 2020, lorsque la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) a annoncé les résultats d'une nouvelle vente aux enchères de nouvelles capacités dans le cadre de laquelle 1000 MW de capacité ont été obtenus à un prix de 26 % inférieur au prix de la vente aux enchères de 2019.

Le nombre total de soumissionnaires n'a pas été annoncé mais plus de 1700 MW de ressources ont été inscrits à la vente aux enchères. La vente aux enchères comprenait également des actifs de stockage, ce qui était particulièrement bienvenu étant donné les luttes réglementaires pour déterminer la place du stockage sur le marché ontarien. Cette question est toujours devant la CEO.

Les participants se sont engagés à fournir une capacité pour l'été 2021 afin d'aider à gérer les charges saisonnières de pointe. La prochaine enchère de capacité est prévue pour décembre 2021. La SIERE déclare qu'elle a l'intention d'explorer d'autres améliorations pour permettre à des ressources supplémentaires de concourir.

DÉCISIONS RÉGLEMENTAIRES CLÉS

Stockage de l'énergie

Le développement du stockage d'énergie en termes de réglementation a progressé lentement au Canada par rapport aux États-Unis. En janvier 2020, la CEO a rendu la décision relative à l'affaire tarifaire de Toronto Hydro[21], rejetant une demande d'inclusion du stockage dans la base tarifaire de l'entreprise de services publics, déclarant que le demandeur devrait chercher à obtenir un changement de politique dans le cadre de la consultation permanente de la Commission sur les ressources énergétiques décentralisées. Cependant, en août 2020, un rapport du personnel de la Commission a suggéré que les entreprises de distribution locales de l'Ontario peuvent exploiter le stockage d'énergie derrière le compteur et le traiter comme faisant partie des opérations réglementées si l'objectif est de remédier à une mauvaise fiabilité du service. Il existe encore une certaine confusion quant au statut de ce qui semble être un nouvel instrument de politique.

Aux États-Unis, le marché du stockage évolue plus rapidement. Les lecteurs se souviendront

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

qu'en 2018, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a publié une règle finale, l'ordonnance n° 841[22], qui visait à intégrer davantage le stockage sur le marché. Cette ordonnance a fait l'objet d'un certain nombre d'appels et de contestations mais, en fin de compte, la situation a évolué et la FERC a accepté, en août 2020, une proposition du Midcontinent Independent System Operator (MISO) visant à permettre le recouvrement des coûts pour les projets de stockage d'énergie qui répondent aux besoins du réseau de transport[23]. Il est intéressant de noter que le rapport du personnel de la CEO a été publié au même moment. D'autres organismes de transport régionaux (OTR)/exploitants de réseaux indépendants (ERI) américains élaborent actuellement des propositions visant à promouvoir l'intégration de la solution de stockage d'énergie pour résoudre différents problèmes de transport.

L'approbation de la FERC du 10 août dans l'affaire *MISO* a permis, pour la première fois dans certaines circonstances, aux installations de stockage d'électricité de se qualifier en tant qu'actifs uniquement de transport admissibles aux tarifs du coût complet du service. Dans le même temps, le stockage d'énergie marchand se développe au Canada et aux États-Unis à l'aide de systèmes de stockage d'énergie par batterie. Broad Reach Power a commencé la construction de deux installations distinctes de 100 MW au Texas tandis que WCSB Power développe une installation de 20 MW en Alberta.

Financement de l'innovation

Par le passé, les organismes de réglementation canadiens de l'énergie se sont montrés réticents à financer par le biais de tarifs des projets considérés comme expérimentaux ou de recherche par nature. Par exemple, les demandes présentées aux organismes de réglementation de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse pour financer la recharge des véhicules électriques (VE) ont été refusées[24]. Les choses ont changé. En 2020, les organismes de réglementation de l'énergie de la Colombie-Britannique, de l'Ontario et de la Nouvelle-Écosse ont pris des mesures spectaculaires pour financer les nouvelles technologies avec l'argent des contribuables. Tournons-nous d'abord vers la Colombie-Britannique.

En juin 2020, la BCUC a rendu une décision en réponse à une demande de FortisBC visant à établir un Fonds d'innovation pour la croissance propre[25]. La compagnie a en fait proposé deux fonds, l'un pour un service de gaz et l'autre pour un service d'électricité. La demande de la société d'électricité a échoué mais celle de la société gazière a réussi.

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

La BCUC a approuvé le fonds d'innovation pour le service public de gaz parce qu'il y avait un « besoin démontré d'accélérer l'activité d'innovation dans le domaine du gaz naturel afin d'atteindre les objectifs de changement climatique fixés par la province de la Colombie-Britannique qui avait légiféré une réduction de 40 % des émissions de GES au cours de la prochaine décennie » [traduction].

Cette décision représente une étape clé pour le financement de l'innovation. Les demandes précédentes concernaient des projets spécifiques. Cette demande a cependant donné lieu à la création d'un fonds pour des projets qui seraient considérés de temps à autre. La demande proposait également un modèle de

---

[22] *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, 162 FREC ¶ 61,127 (2018), en ligne : FERC <www.ferc.gov/sites/default/files/2020-12/Order-No-841.pdf>.

[23] *Midcontinent Independent System Operator, Inc.*, 170 FERC ¶ 61,186 (2020), en ligne : FERC <cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/20200310135710-ER20-588-000.pdf>.

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

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

gouvernance pour garantir que les fonds soient appliqués aux innovations qui profiteraient aux clients. La décision portait également sur la responsabilité et les rapports annuels du service public.

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

La Commission a dû faire face à un obstacle majeur lorsque l'un des intervenants a fait valoir que la Commission n'avait pas compétence pour fixer les augmentations de tarifs proposées par le service public. Cet argument n'est pas unique. Dans le passé, les organismes de réglementation de l'énergie au Canada ont dû faire face à des objections continues concernant les tarifs pour des classes spéciales, y compris plus récemment les clients autochtones[26] et, auparavant, les tarifs pour les consommateurs à faible revenu[27].

Dans cette affaire, la BCUC a conclu que le fonds d'innovation ne contrevenait pas aux principes du coût du service en s'appuyant sur l'article 59 de la *Utilities Commission Act* qui donne à la BCUC un large pouvoir discrétionnaire pour utiliser tout mécanisme ou méthode de fixation d'un tarif qu'elle juge utile. La Commission a conclu qu'un ajout de tarif fixe pour soutenir le fonds d'innovation constituait un tel mécanisme. Cette décision sera suivie de près par les organismes de réglementation de tout le Canada.

Projets pilotes de réseau intelligent

L'organisme de réglementation de la Colombie-Britannique n'était pas le seul à financer les nouvelles technologies en 2020. En décembre 2019, Nova Scotia Power a soumis une demande à la Nova Scotia Utility and Review Board pour approuver des dépenses en capital de 7 millions de dollars pour un projet pilote de réseau intelligent. L'objectif du projet pilote était de déterminer si un nouveau logiciel développé par Siemens pouvait surveiller et gérer les ressources énergétiques décentralisées (RED) de manière à en augmenter la fiabilité et à en réduire les coûts.

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

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

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

Cette décision de la Commission de la Nouvelle-Écosse[28] est un exemple rare mais

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

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

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

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

Projet pilote de mélange d'hydrogène

Le 30 octobre 2020, la CEO a rendu une décision[29] approuvant une demande d'Enbridge Gas pour la construction d'un projet pilote qui mélange de l'hydrogène au gaz naturel classique et qui sera distribué dans une zone située au nord de Toronto. La Commission a approuvé la demande et a permis à Enbridge de construire les installations nécessaires et de fixer les tarifs liés au projet. Les tarifs ont été conçus pour faire en sorte que les contribuables qui reçoivent le gaz mélangé ne paient pas plus que les autres clients d'Enbridge Gas.

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

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

Le projet pilote permettra de livrer du gaz mélangé à environ 3600 clients dans la zone de gaz mélangé pendant cinq ans. À la fin de cette période, Enbridge est tenue de déposer un rapport détaillé auprès de l'organisme de réglementation qui évaluera les coûts et les avantages du projet. Enbridge a indiqué qu'elle prévoit faire une demande pour des projets similaires dans d'autres marchés gaziers qu'elle dessert actuellement au Canada.

Tarifs de contrôle de la demande

En mars 2020, la Nova Scotia Utility and Review Board a rendu sa décision[30] concernant un tarif unique de contrôle de la demande pour le plus gros client de Nova Scotia Power, Port Hawkesbury Paper. La principale caractéristique de ce nouveau tarif est que le client cède le contrôle de sa charge à la compagnie d'électricité. Cela signifie que Nova Scotia Power peut augmenter ou diminuer la charge en fonction des conditions du système. La capacité d'effectuer ces changements peut entraîner des économies importantes pour le réseau de Nova Scotia Power et, en fin de compte, pour les contribuables.

En vertu du tarif, les économies sont divisées entre le service public et le client, 25 % des économies allant au client sous la forme d'un crédit de transfert de charge. Les 75 % restants sont crédités aux clients de Nova Scotia Power. Le nouveau tarif doit toutefois prévoir un minimum de quatre dollars par mégawattheure pour les coûts fixes de Nova Scotia Power.

On estime que le bénéfice total pour les clients de Nova Scotia Power se situera entre 6 et 13 millions de dollars par an sur la période tarifaire de trois ans, pour une moyenne de 10 millions de dollars. Des rapports détaillés de Nova Scotia Power à l'organisme de réglementation sont requis sur une base trimestrielle et mensuelle.

DEVANT LES TRIBUNAUX

Questions constitutionnelles

L'année 2020 a commencé par deux décisions constitutionnelles. La première a eu lieu le 16 janvier 2020, lorsque la Cour

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

[30] *Re Nova Scotia Power Incorporated* (26 mars 2020), 2020 NSUARB 44, en ligne : Nova Scotia Utility and Review Board <www.canlii.org/en/ns/nsuarb/doc/2020/2020nsuarb44/2020nsuarb44.html >.

suprême du Canada a rejeté la tentative de la Colombie-Britannique de réglementer le transport du pétrole lourd dans la province[31]. Le comité de neuf membres a rendu une rare décision du banc en déclarant qu'il était d'accord avec la décision de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique tentait de bloquer l'expansion du pipeline Trans Mountain qui, selon lui, augmenterait considérablement le flux de pétrole lourd de l'Alberta vers la côte de la Colombie-Britannique. Pour ce faire, la Colombie-Britannique a proposé de modifier son *Environmental Management Act* en avril 2018. Ces changements interdiraient la possession et le transport de pétrole lourd sans permis provincial. En réponse à la controverse politique, le premier ministre de la Colombie-Britannique a renvoyé l'affaire à la Cour d'appel de la Colombie-Britannique. Cette Cour a jugé à l'unanimité que les modifications ne relevaient pas de la compétence provinciale étant donné qu'elles visaient principalement une entreprise fédérale interprovinciale.

La décision suivante est intervenue en février 2020, lorsque la Cour d'appel de l'Alberta a jugé que la taxe fédérale sur le carbone était inconstitutionnelle[32]. Quelques mois plus tôt, les cours d'appel de la Saskatchewan et de l'Ontario ont jugé que cette législation relevait de la compétence fédérale[33].

La Cour d'appel de l'Alberta a affirmé que la taxe sur le carbone était un « cheval de Troie » inconstitutionnel qui modifierait à jamais l'équilibre constitutionnel entre les provinces et les territoires. En examinant le projet de réglementation des émissions de GES, le tribunal de l'Alberta a interprété la disposition relative à l'ordre public et au bon gouvernement de façon plus étroite que les tribunaux de la Saskatchewan et de l'Ontario, bien que ces deux décisions aient également fait l'objet d'une dissidence. La cour de l'Alberta a soutenu que ce bras de compétence fédérale n'était pas le grand hall d'entrée dans toutes les rubriques du pouvoir provincial. En fin de compte, la cour de l'Alberta a clairement indiqué que la nouvelle loi permettrait au gouvernement fédéral de limiter la compétence exclusive des provinces en matière de propriété et de droits civils.

Les trois décisions ont été portées en appel devant la Cour suprême du Canada où elles ont été entendues en septembre 2020.

Qualité d'intervenant

Il fut un temps où de nombreux organismes canadiens de réglementation de l'énergie interprétaient la qualité pour agir sur une base relativement étroite. Au fil du temps, la plupart des organismes de réglementation de l'énergie ont clarifié leurs règles de qualité pour agir. La qualité pour agir était généralement accordée si l'intervenant potentiel pouvait démontrer que la demande avait une « incidence directe » sur lui.

En décembre 2020, la Cour d'appel de l'Alberta a rendu sa décision dans l'affaire *Normtek Radiation*[34] qui élargit la règle de la qualité pour agir au-delà du concept étroit de l'incidence directe.

Normtek Radiation était une entreprise de transport de matières radioactives. Elle s'est opposée à une approbation pour modifier un contact de décharge dans une décision de l'Environmental Appeals Board de l'Alberta. La commission avait approuvé l'élimination de matériaux radioactifs concentrés d'une manière que Normtek croyait contraire aux normes de l'industrie et du gouvernement. Cette décision n'a pas eu d'incidence directe sur Normtek, mais cette dernière était préoccupée par le fait que le non-respect des normes de l'industrie porterait préjudice à l'ensemble de l'industrie, y compris Normtek.

La demande de qualité pour agir de Normtek a été rejetée. Parce que les activités de Normtek avaient lieu en dehors de la zone d'impact environnemental, la commission a statué qu'il n'y avait pas d'incidence directe sur Normtek. Normtek a alors fait appel de la décision de la commission auprès de la Cour d'appel de l'Alberta. La Cour a renversé la décision en déclarant qu'il n'était pas nécessaire qu'il y ait un impact négatif pour qu'il y ait une incidence

[31] *Renvoi EMA*, *supra* note 6.

[32] *Reference re Greenhouse Gas Pollution Price Act*, 2020 ABCA 74.

[33] 2019 SKCA 40, 2019 ONCA 544.

[34] *Normtek Radiation Services v Alberta Environmental Appeal Board*, 2020 ABCA 456.

directe sur l'appelant. La Cour d'appel de l'Alberta a jugé que l'impact économique général de l'approbation était suffisant. En bref, la cour a jugé que l'interprétation d'« incidence directe » de la commission était trop étroite. Cette décision pourrait ouvrir la porte à une interprétation plus large de la qualité pour agir.

L'importance des motifs

Dans l'arrêt *Vavilov*[35], la Cour a souligné la nécessité de fournir des motifs. Non seulement les motifs étaient-ils importants, mais le tribunal a déclaré qu'ils devaient être justifiés, transparents et intelligibles. Les décisions doivent être justifiées, et non seulement justifiables.

La Cour a poursuivi en relevant deux défauts fondamentaux à éviter. Premièrement, une décision doit avoir des motifs cohérents sur le plan interne et ne sera pas considérée comme raisonnable si la décision prise ne découle pas de l'analyse effectuée. Le deuxième défaut fondamental concerne l'exigence selon laquelle la décision doit être justifiée à la lumière des contraintes juridiques et factuelles qui pèsent sur elle. Enfin, les décisions doivent éviter les interprétations juridiques constamment discordantes ou contradictoires et les écarts par rapport aux pratiques de longue date ou à l'autorité interne établie, sans explications satisfaisantes de l'écart. Sans une explication crédible de son non-respect des précédents, une décision sera considérée comme déraisonnable.

En octobre 2020, la Cour divisionnaire de l'Ontario dans *Halton Hills Hydro*[36] a eu l'occasion de trancher la première affaire en vertu de l'arrêt *Vavilov*. Le service public demandeur a soutenu que la Commission avait commis une erreur dans sa décision pour trois motifs. Premièrement, la Commission n'avait pas établi de tarifs justes et raisonnables; deuxièmement, elle n'avait pas suivi arbitrairement les pratiques antérieures. Troisièmement, les motifs de la décision n'étaient pas suffisants.

La Cour a rejeté ces trois arguments. La décision, en ce qui concerne les motifs, était particulièrement intéressante. En rejetant ce motif, la Cour a déclaré ce qui suit :

> [33] Les motifs sur cette question sont brefs mais suffisants. La Commission n'avait pas besoin d'exposer l'historique de cette question dans la jurisprudence de la Commission de la manière dont je l'ai fait dans ces motifs. Un tribunal spécialisé fournissant des motifs à des participants expérimentés dans les processus de la Commission n'a pas besoin d'expliquer des choses qui sont bien connues des parties. Les motifs sont instrumentaux, et ces motifs transmettent aux parties le fondement de la décision de la Commission.
>
> [35] Il ne s'agit pas d'un cas où le tribunal n'a « aucune idée de ce qui a motivé la décision ». Pour paraphraser la Cour d'appel : « Les... motifs... n'ont pas besoin d'être longs. Ils n'ont pas besoin d'être complexes. Mais, comme l'a observé la Cour divisionnaire, ils doivent au moins répondre à la question 'Pourquoi?' ». La décision de la CEO répond à la question « pourquoi ». Les raisons sont suffisantes [traduction].

En mai 2020, la Cour divisionnaire de l'Ontario a invalidé une décision du ministère de l'Environnement de l'Ontario dans l'affaire *Nation Rise Wind Farm*[37]. Le ministère avait délivré un permis pour le parc éolien qui a été annulé par le ministre au motif que le projet n'était pas dans l'intérêt public. L'exploitant du parc éolien a fait appel de cette décision devant la Cour divisionnaire. La Cour a conclu que la décision du ministre était déraisonnable parce que le processus par lequel le ministre a pris la décision était injuste sur le plan procédural. S'appuyant sur la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Vavilov*, la Cour a conclu qu'il y avait eu déni d'équité procédurale lorsque le ministre a omis d'accorder à l'exploitant la possibilité d'exercer

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

[36] *Halton Hills Hydro Inc. v Ontario Energy Board*, 2020 ONSC 6085.

[37] *Nation Rise Wind Farm Limited Partnership v Minister of the Environment, Conservation and Parks*, 2020 ONSC 2984 [*Nation Rise*].

un recours après que la décision a été prise. La Cour a également estimé que le fait de ne pas avoir informé l'exploitant qu'une nouvelle question relative aux colonies de chauves-souris était prise en compte dans l'appel et a été déterminante pour établir que le projet n'était pas dans l'intérêt public.

Un résultat différent a été obtenu par la Cour d'appel du Yukon dans l'affaire *Yukon Energy Corporation*[38]. Dans cette affaire, l'entreprise de service public a fait appel de la décision de la Régie des entreprises de services publics du Yukon au motif que la Commission n'avait pas tenu compte de certains aspects de la preuve de la Société d'énergie du Yukon et avait considéré des preuves non pertinentes pour conclure que certains coûts engagés n'étaient pas prudents. La Cour a rejeté la demande en déclarant que le comité d'audience était en droit d'exercer son pouvoir discrétionnaire lorsqu'il a refusé d'approuver les coûts soumis par la Société d'énergie du Yukon, que le comité d'audience n'avait pas tenu compte de facteurs non pertinents dans l'exercice de son pouvoir discrétionnaire et qu'il n'a donc commis aucune erreur de droit.

Litiges transfrontaliers

Plus tôt dans cet éditorial, nous avons décrit de manière assez détaillée les différends en cours concernant la construction de pipelines. Des différends similaires ont lieu dans le domaine du transport d'électricité. Ces différends impliquent généralement Hydro-Québec, la plus grande entreprise de service public du Canada. Deux projets sont actuellement en difficulté.

Le premier consiste en une ligne de transport de 2 milliards de dollars qui sera installée sous le lac Champlain et le fleuve Hudson pour alimenter la ville de New York en énergie renouvelable. Hydro-Québec rencontre des difficultés au Québec en raison du refus d'enfouir la ligne sous terre, bien que son partenaire américain ait accepté de le faire du côté américain.

Le deuxième projet est connu sous le nom de New England Clean Energy Connect (NECEC). Il s'agit d'une ligne de transport de 1200 MW du Québec au Massachusetts et d'un contrat de vente de 9,5 TWh d'électricité pendant 20 ans. La majeure partie sera consommée dans le Massachusetts, mais le Maine s'est vu garantir 500 000 MWh par an à titre d'incitation pour permettre à NECEC de passer par l'État. Ce projet est en cours depuis trois ans et la plupart des permis étatiques et fédéraux ont été obtenus.

En novembre 2020, l'Army Corps of Engineers des États-Unis a délivré un permis environnemental fédéral pour le projet qui ouvre la voie à Central Main Power pour commencer la construction. Le 15 janvier 2021, le projet a reçu l'approbation présidentielle du ministère de l'Énergie des États-Unis. Aux États-Unis, le projet attend encore les approbations de l'ERI de la Nouvelle-Angleterre. Au Canada, le projet a reçu les approbations nécessaires de la Régie à Montréal. Cependant, le 15 janvier 2021, la Cour d'appel des États-Unis pour le premier circuit, qui siège à Boston, a émis une injonction suspendant les travaux sur l'itinéraire.

Les groupes environnementaux ont contesté avec succès le projet au motif que l'un des permis fédéraux a été délivré de manière inappropriée. Pour compliquer les choses, une coalition de groupes a déposé une pétition auprès du secrétaire d'État du Maine lui demandant d'organiser un référendum qui exigerait rétroactivement l'approbation de la législature de l'État pour toute ligne de transport de plus de 50 miles. Cela interdirait également toute construction dans la région du haut Kennebec, ce qui mettrait fin au projet NECEC.

Ce n'est pas la première fois qu'Hydro-Québec fait face à cette situation. En 2019, un tribunal du New Hampshire a bloqué le projet connu sous le nom de Northern Pass qui aurait livré 1100 MW d'électricité au New Hampshire.

Décisions en matière de compétence

Dans l'affaire *Planet Energy*[39], la CEO avait ordonné à Planet Energy de payer une pénalité administrative de 155 000 $. Planet Energy s'y est opposée et a interjeté appel auprès de la Cour divisionnaire de l'Ontario au motif que la Commission n'avait pas compétence pour imposer une pénalité administrative parce

[38] *Yukon Energy Corporation v Yukon (Utilities Board)*, 2021 YKCA 1 [*Yukon Energy*].

[39] *Planet Energy (Ontario) Corp. v Ontario Energy Board*, 2020 ONSC 598.

qu'elle avait dépassé le délai prescrit à l'article 112 de la *LCEO*.

La Cour a rejeté l'appel au motif que Planet Energy n'avait pas soulevé la question auprès de la Commission, en s'appuyant sur le principe selon lequel la Cour a le pouvoir discrétionnaire d'ignorer les arguments qui n'ont pas été présentés à la Commission en première instance, tel qu'il est énoncé dans la décision de la CSC dans l'affaire *Alberta Teachers*[40]. La Cour a noté que, bien que notre tribunal d'observation ait le pouvoir discrétionnaire d'examiner une nouvelle question soulevée lors d'un contrôle judiciaire, ce pouvoir discrétionnaire ne sera généralement pas exercé si la question aurait pu être soulevée devant le tribunal et ne l'a pas été.

La cause *Planet Energy* a été suivie par une décision de la Cour d'appel de l'Alberta en avril 2020 dans l'affaire *Fort McKay First Nations v Prosper Petroleum Ltd*[41]. L'Alberta Energy Regulator (AER) avait approuvé la demande de Prosper Petroleum de construire un projet de récupération de bitume de 10 000 barils par jour à moins de 5 km de la réserve de la Première Nation de Fort McKay. La question posée à l'organisme de réglementation était de savoir si le projet était ou non dans l'intérêt public. Le comité a conclu que le projet était dans l'intérêt public mais a refusé d'examiner l'adéquation de la consultation et l'honneur de la Couronne. L'AER a déclaré que cela relevait de la responsabilité du gouvernement de l'Alberta.

La Première Nation de Fort McKay a interjeté appel auprès de la Cour d'appel, qui a annulé la décision de l'AER. La Cour a conclu que, bien que la loi ait pu interdire à l'AER d'évaluer le caractère adéquat de la consultation des Autochtones par la Couronne, l'AER n'a pas été relevé de son obligation d'évaluer le caractère adéquat de la consultation. La Cour d'appel a statué que lorsqu'un tribunal avait le pouvoir d'examiner des questions de droit sans indication claire que le corps législatif avait l'intention d'exclure une telle compétence, les tribunaux ont une compétence implicite pour examiner des questions de droit constitutionnel. La Cour a noté que c'est particulièrement le cas lorsque le tribunal évalue l'intérêt public.

La cause *Fort McKay* a été suivie par la décision de la cour divisionnaire de l'Ontario en mai 2020 dans l'affaire *Nation Rise Wind Farm*[42]. Dans cette affaire, un directeur du ministère de l'Environnement avait délivré une autorisation à Nation Rise Wind Farm permettant la construction d'un parc éolien de 100 MW près d'Ottawa. Un groupe de citoyens a déposé un avis d'appel auprès du ministre qui devait déterminer si la décision était dans l'intérêt du public. Le ministre a conclu que la décision n'était pas dans l'intérêt du public et a révoqué l'autorisation. Ce faisant, le ministre s'est appuyé sur des preuves qui n'avaient pas été présentées au directeur en première instance. En outre, le ministre a omis d'informer Nation Rise Wind Farm que de nouvelles preuves et une nouvelle question étaient examinées.

La Cour divisionnaire a convenu avec Nation Rise Wind Farm que la décision du ministre était déraisonnable et que le processus par lequel il est arrivé à la décision était injuste du point de vue de la procédure. La Cour a statué que le ministre n'avait pas le pouvoir, en vertu de l'article 145 de la LPE, de confirmer, d'offrir ou de révoquer la décision du tribunal. La Cour a conclu que l'article 145 exige que le ministre ne traite que les questions de l'appel qui ont été soulevées par la partie qui fait appel. La cour a conclu que le ministre avait conclu de façon déraisonnable qu'il avait le pouvoir d'ajouter de nouvelles questions à l'appel.

La décision suivante a été celle de la Cour d'appel du Manitoba en juin 2020[43]. Dans cette affaire, la Commission des services publics du Manitoba avait ordonné à Manitoba Hydro de créer une nouvelle catégorie de clients pour les autochtones vivant dans les réserves des Premières Nations. Manitoba Hydro a fait appel de la directive de la Commission qui créait une classe spéciale. La Cour d'appel a statué que l'établissement de catégories de clients fait partie intégrante de la fixation des tarifs des services publics. Toutefois, si la Commission avait le pouvoir de créer une telle

[40] *Alberta (Information and Privacy Commissioner) c Alberta Teachers' Association*, 2011 CSC 61.

[41] 2020 ABCA 163.

[42] *Nation Rise Wind Farm Limited Partnership v Minister of the Environment, Conservation and Parks*, 2020 ONSC 2984.

[43] *Manitoba Hydro*, *supra* note 26.

classification, elle devait le faire dans les limites prévues par la loi.

Le tribunal a statué que la Commission avait dépassé la portée de son autorité en ordonnant la création de la catégorie, déclarant que la capacité de considérer des facteurs tels que la politique sociale et l'accessibilité dans l'approbation et la fixation des tarifs n'est pas l'autorité d'ordonner la création de classifications de clients menant à des paiements de politique sociale plus larges et une réduction de la pauvreté qui ont pour effet de rediriger les fonds et les revenus de Manitoba Hydro afin d'atténuer de telles conditions.

La décision suivante a été celle de la Cour divisionnaire de l'Ontario dans l'affaire *Rogers Communication*[44] en novembre 2020. La Cour divisionnaire de l'Ontario y a rendu une décision rejetant un appel concernant une redevance approuvée par la CEO pour la fixation de fils aux poteaux de distribution d'électricité. Pour arriver à un tarif provincial pour la fixation de fils à ces poteaux, la CEO avait procédé à un examen des frais pour la fixation des fils et publié un rapport final en mars 2018 fixant un tarif provincial de 43,63 $ avec des ajustements annuels basés sur un facteur d'inflation de la CEO.

Un groupe de transporteurs d'électricité a fait appel auprès de la Cour divisionnaire et a demandé à la Cour d'annuler le rapport en faisant valoir que la CEO n'avait pas suivi les dispositions de la *LCEO* exigeant que la CEO tienne l'audience. La position du groupe était que les frais de fixation de la Commission constituaient un tarif pour le transport d'électricité ou la vente au détail d'électricité qui exigeait que la CEO tienne une audience.

La Cour divisionnaire a répondu que l'utilisation d'un espace locatif sur un poteau par une entreprise de télécommunication n'avait rien à voir avec la vente au détail ou la distribution d'électricité. La Cour a également noté qu'auparavant, ces taux avaient été ajustés en modifiant la licence des distributeurs d'électricité qui contenait une exigence selon laquelle les distributeurs devaient permettre l'accès aux poteaux à un taux précis qui était approuvé par la CEO et inclus dans la licence de distribution. La cour a conclu que la modification des frais de fixation était un exercice légal de la compétence de la CEO et ne nécessitait pas d'audience de la CEO. La cour a également conclu que le processus suivi par la CEO était équitable sur le plan de la procédure.

La décision suivante en ce qui concerne la compétence de la Commission a été la décision de la CEO dans l'affaire *Waterfront Toronto* en janvier 2021. Dans cette affaire, Enbridge a demandé à la Commission d'ordonner à Waterfront Toronto de payer 70 millions de dollars pour couvrir le coût d'un nouveau pipeline[45]. Waterfront Toronto, un consortium de trois administrations : la ville de Toronto, la province de l'Ontario et le gouvernement du Canada, a fait valoir qu'il ne demandait pas le pipeline et que, de toute façon, la Commission n'avait pas le pouvoir d'ordonner à Waterfront Toronto de payer une partie ou la totalité du coût d'un pipeline parce que Waterfront Toronto n'était pas un consommateur de gaz.

Waterfront Toronto s'est appuyée sur des décisions antérieures qui ont conclu que le pouvoir de la Commission de répartir les coûts de construction d'un pipeline relevait de la compétence de la Commission parce qu'il faisait partie de son pouvoir de tarification. Toutefois, dans le cas présent, étant donné que Waterfront Toronto n'était pas un client du gaz, aucune autorité de tarification n'était en cause et, par conséquent, la Commission n'avait pas compétence pour ordonner à Waterfront Toronto de payer le coût. La décision n'a pas été portée en appel.

La dernière décision en matière de compétence est celle de février 2021 dans l'affaire *Yukon Energy Corporation*[46]. La Régie des entreprises de services publics du Yukon avait refusé certains coûts réclamés par l'entreprise de service public dans une affaire de tarification. La Société d'énergie du Yukon a fait valoir que la Régie avait commis trois erreurs de droit. Premièrement, elle n'avait pas déterminé la base tarifaire de la Société d'énergie du Yukon conformément aux exigences de la *Loi*. Deuxièmement, elle avait tenu compte de

---

[44] *Rogers Communication Canada Inc v Ontario Energy Board*, 2020 ONSC 6549.

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

[46] *Yukon Energy*, *supra* note 38.

preuves non pertinentes pour déterminer que les frais n'avaient pas été correctement engagés. Enfin, la Régie n'avait pas tenu compte de la preuve de la Société d'énergie du Yukon en ce qui concerne la demande de remboursement des coûts.

La décision de la Régie avait été examinée par un comité de révision de la Régie qui avait rejeté la demande au motif qu'il n'y avait pas eu d'erreur de droit.

La Cour du Yukon a confirmé que la Régie avait correctement exercé son pouvoir discrétionnaire. La Régie avait déterminé que les coûts engagés n'étaient pas nécessaires pour fournir un service au public. La Régie avait conclu que la Société d'énergie du Yukon n'avait pas agi avec prudence en engageant ces coûts. En outre, la Cour a estimé que le comité d'audience n'avait pas tenu compte de facteurs non pertinents dans l'exercice de son pouvoir discrétionnaire et qu'il n'avait donc commis aucune erreur de droit.

PROCHAINES ÉTAPES

Dans l'introduction de cette revue annuelle, nous avons indiqué que le secteur canadien de l'énergie était confronté à un virage radical au niveau de la rhétorique et des investissements en faveur de l'énergie conventionnelle, motivé par les préoccupations liées aux changements climatiques. Nous avons également indiqué que ce virage aurait un impact important sur les organismes canadiens de réglementation de l'énergie. Les décisions prises par les organismes de réglementation et les tribunaux au cours de l'année dernière laissent entrevoir deux développements importants.

Le premier est le nombre inhabituel de contestations de la compétence des organismes de réglementation canadiens de l'énergie. Au total, il y a eu dix contestations en 2020. La moitié d'entre elles ont abouti. Les résultats finaux dépendront de certains appels en instance. L'augmentation du nombre de décisions en matière de compétence est sans doute un sous-produit de l'arrêt *Vavilov* rendu par la Cour suprême du Canada en décembre 2018. Il faudra un certain temps pour que l'impact de *Vavilov* soit pleinement compris.

L'autre tendance, tout aussi importante, est le rôle accru des organismes de réglementation de l'énergie dans la promotion de l'introduction de nouvelles technologies. Ces nouvelles technologies sont invariablement liées, directement ou indirectement, aux changements climatiques et à la réduction des émissions de carbone.

La première décision a eu lieu sur la côte du Pacifique où la BCUC a permis à un service public de gaz d'établir un fonds d'innovation qui sera payé par les contribuables au coût de 24,5 millions de dollars sur une période de cinq ans. Vient ensuite la décision de la CEO concernant une demande d'Enbridge d'entreprendre un projet pilote qui examinerait les coûts et les avantages du mélange d'hydrogène au gaz naturel. Enfin, sur la côte de l'Atlantique, nous avons vu la Commission de la Nouvelle-Écosse approuver un projet pilote de Nova Scotia Power en vue d'obtenir un financement partiel pour un projet pilote qui évaluerait un nouveau logiciel permettant une exploitation et une gestion plus efficaces des ressources énergétiques décentralisées.

Ces trois cas représentent un changement radical de la part des organismes canadiens de réglementation de l'énergie. Traditionnellement, les organismes de réglementation de l'énergie sont réticents à utiliser l'argent des contribuables pour financer une technologie nouvelle et non éprouvée. Cette prudence peut provenir du principe réglementaire de longue date selon lequel, avant que les actifs puissent faire partie de la base tarifaire, ils doivent être « utilisés à des fins utiles ». Mais comme nous l'avons dit dans l'introduction, les temps ont changé.

Il ne fait aucun doute que les organismes de réglementation et les gouvernements vont surveiller de près ces trois décisions importantes. Ils ont tous des programmes de surveillance et il sera intéressant de voir à quel point l'examen sera détaillé et public. Ces trois décisions représentent un changement d'orientation utile de la part des organismes canadiens de réglementation de l'énergie. Il est intéressant de noter que les trois décisions ont été prises en même temps dans trois provinces différentes par trois organismes de réglementation différents. Il est également intéressant de noter qu'elles ont eu lieu dans les secteurs de l'électricité et du gaz.

Nous verrons davantage de ces décisions à l'avenir. Les organismes de réglementation peuvent apporter un ensemble unique de compétences au problème. Le problème est que les nouvelles technologies nécessitent souvent un investissement en capital très important. Les organismes de réglementation sont dans une position unique pour diriger et évaluer les projets pilotes et déterminer l'utilité de la

nouvelle technologie avant que des engagements financiers majeurs ne soient pris.

L'autre différence intéressante entre ces trois cas est la forme de financement. Dans le cas de la Colombie-Britannique, les contribuables assument la totalité des coûts. Dans le cas de la Nouvelle-Écosse, les contribuables assument un tiers des coûts, et dans le cas de l'Ontario, le service public assure la totalité des coûts. Il sera important d'évaluer ces différentes approches de financement. On peut faire valoir que dans un monde où il existe des capitaux importants pour financer les investissements dans l'énergie verte, il ne devrait pas être nécessaire que le contribuable finance la totalité du coût. La participation de capitaux privés, en particulier s'il s'agit de capitaux non liés aux services publics comme dans le cas de la Nouvelle-Écosse, assure une surveillance, un examen et une vérification supplémentaires. ■

ÉVOLUTION DU DROIT ADMINISTRATIF PERTINENT AU DROIT ET À LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE EN 2020[1]

*David J. Mullan**

INTRODUCTION

Après avoir bouleversé les principes et la méthodologie du contrôle judiciaire canadien des actions administratives à la toute fin de 2019, la Cour suprême du Canada a fait une pause dans le droit administratif tout au long de 2020. Ce n'est qu'en février 2021, avec l'audience prévue de l'appel dans l'affaire *Northern Regional Health Authority v Manitoba* (*Human Rights Commission*)[2], que la Cour suprême reviendra à la charge et sera confrontée à au moins une question en suspens résultant de l'affaire *Canada (ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*[3], et des deux autres arrêts[4] associés à ce précédent fondamental.

Par conséquent, cet examen annuel du droit administratif et de son impact sur le droit et la réglementation de l'énergie n'impliquera pas le déballage de nouveaux arrêts de la Cour suprême. Il se concentrera plutôt sur l'impact immédiat de l'arrêt *Vavilov* et de ses proches parents sur la conduite du contrôle judiciaire et des appels prévus par la loi des décisions de toutes sortes des organismes de réglementation de l'énergie. En aucun cas cela ne permettra-t-il de rendre un examen exhaustif des conséquences de l'arrêt *Vavilov* sur l'ensemble des décisions administratives. Il s'agira plutôt d'un aperçu de l'impact de l'arrêt *Vavilov* dans le domaine du droit réglementaire dont traite cette revue. Qu'est-ce qui a changé en ce qui concerne le contrôle judiciaire des décisions en matière de réglementation de l'énergie par suite de l'arrêt *Vavilov*, et quelles incertitudes ce dernier a-t-il créées ou laissées non résolues[5]?

Parmi ces incertitudes figure l'impact de l'arrêt *Vavilov* sur l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les droits, les revendications et les intérêts des peuples autochtones. J'ai consacré une section à l'examen de la question de savoir si l'arrêt

---

[1] Je suis reconnaissant des interactions avec Paul Daly, ancien juge d'appel, John Evans et David Stratas, juge d'appel, qui m'ont tous deux fourni des informations essentielles pour la rédaction de cet article.

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

[2] 2017 MBCA 98, 416 DLR (4th) 385, autorisation de pourvoi à la CSC accordée, [2017] SCCA 462 (QL). L'une des questions dans cette affaire est de savoir si, dans le cadre d'un appel d'un contrôle judiciaire, la Cour d'appel doit appliquer les normes applicables aux appels d'une juridiction inférieure dans une affaire civile, continuer à être sur une base *de novo* ou de décision correcte, ou une autre combinaison *sui generis*. Il est prévu que l'affaire soit plaidée le 16 février 2021.

[3] 2019 CSC 65 [*Vavilov*].

[4] *Bell Canada c Canada (Procureur général)*, 2019 CSC 66 [*Bell*], et, remis le lendemain, *Société canadienne des postes c Syndicat des travailleurs et travailleuses des postes*, 2019 CSC 67.

[5] Pour une autre évaluation, voir Shaun Fluker, « *Vavilov* and the Judicial Review of Natural Resources, Energy, and Environmental Decisions in Canada » (2020) 123 Ressources 1, en ligne : <ssrn.com/abstract=3702774>.

Vavilov implique un recalibrage de la norme à appliquer lors du contrôle judiciaire des décisions des organismes de réglementation de l'énergie concernant ces droits, revendications et intérêts. Dans une section séparée, je couvrirai également un champ plus large et examinerai d'autres cas de jurisprudence se rapportant à l'évolution continue de l'obligation de consulter ainsi que d'autres éléments de l'honneur de la Couronne qui ont une incidence sur la loi et la réglementation en matière d'énergie. Enfin, dans ce contexte, je vais également spéculer sur les ramifications possibles pour les organismes de réglementation de l'énergie si le projet de loi C-15, *Loi concernant la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, devait être adopté.

L'autre domaine que j'examinerai concerne les considérations discrétionnaires relatives à l'accès au contrôle judiciaire et aux appels prévus par la loi des décideurs administratifs, tant au début de ces procédures que lorsque des recours sont accordés.

L'IMPACT DE L'ARRÊT *VAVILOV*

Contrôle par voie d'appel

Sans aucun doute, le changement le plus important, et d'ailleurs le plus critiqué[6], apporté par l'arrêt *Vavilov* est l'adoption d'une règle selon laquelle, à moins que d'autres normes ne soient spécifiées dans la législation, lorsqu'une décision administrative est portée devant les tribunaux par le biais d'un appel prévu par la loi, le contrôle aura lieu selon les critères établis pour les appels dans les litiges civils dans l'affaire *Housen c Nikolaisen*[7] — la décision correcte pour les pures questions de droit, et erreur manifeste et dominante pour les questions de fait et les questions mixtes de droit et de fait dont il n'est pas possible d'extraire facilement une pure question de droit.

Pour les adeptes de la déférence, cela a sonné l'alarme. Avec l'abandon de la présomption de contrôle selon la norme de la décision raisonnable dans les appels prévus par la loi au profit d'un régime selon la norme de la décision correcte, même lorsqu'un décideur interprète sa propre loi ou une loi fréquemment rencontrée, on a dit qu'il y aurait un abandon de la déférence judiciaire ou du respect des décisions de plusieurs des principaux organismes de réglementation du Canada. Il a également été avancé que cette diminution de l'engagement à la déférence ouvrirait la porte à un recours plus fréquent aux tribunaux pour les décisions réglementaires. Certains ont estimé que cela était bien plus à l'avantage des entreprises réglementées que de celles qui cherchent à défendre l'intérêt public sur lequel reposent les régimes réglementaires[8]. En revanche, d'autres personnes tout aussi préoccupées ont considéré cet aspect de l'arrêt *Vavilov* comme un risque réglementaire croissant pour un secteur déjà menacé par une exposition régulière au contrôle judiciaire et à l'appel[9].

À ce stade, il est bien trop tôt pour évaluer si ce changement radical a eu ces effets — une augmentation du nombre d'appels prévus par la loi, la majorité étant introduite par des entités réglementées par opposition aux groupes d'intérêt public ou aux participants individuellement concernés par le processus réglementaire. Il faut également évaluer dans quelle mesure l'arrêt *Vavilov* a réduit l'écart entre le contrôle selon la norme de la décision correcte et de la décision raisonnable. En d'autres termes, pour les adeptes de la déférence et les organismes de réglementation qui cherchent à préserver le respect de leur expertise et, plus généralement, leur autonomie et leurs impératifs opérationnels, la véritable question n'est peut-être pas tant l'impact de la réduction de la déférence dans le domaine des appels prévus par la loi que l'orientation plus générale de l'arrêt *Vavilov* vers une révision minutieuse

[6] À commencer par l'excellent et toujours convaincant blogue de Nigel Bankes, « Statutory Appeal Rights in Relation to Administrative Decision-Maker Now Attract an Appellate Standard of Review : A Possible Legislative Intervention » (3 janvier 2020), en ligne (blogue) : *Ablawg* <ablawg.ca/wp-content/uploads/2020/01/Blog_NB_Vavilov.pdf>.

[7] 2002 CSC 33.

[8] Voir, en particulier, la présentation de Cristie Ford, « *Vavilov*'s First Birthday » (5 janvier 2021) à 01h:21m:20s, en ligne (vidéo) : *Youtube* <youtu.be/TPEgXuoXqqw?t=4880> (La conférence a été organisée le 18 décembre 2020 par le professeur Paul Daly de la Faculté de droit de l'Université d'Ottawa).

[9] Voir par ex Jonathan Drance, Glenn Cameron et Rachel Hutton, « L'arrêt *Vavilov* de la CSC : Augmentera-t-il le risque réglementaire » (2020) 8:4 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 69, en ligne (pdf) : *ERQ* <www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2020/12/ERQ_Volume-8_Num%C3%A9ro-4-2020.pdf>.

de toutes les questions de droit, qu'elles soient portées devant les tribunaux par un appel prévu par la loi **ou** un contrôle judiciaire.

Cette possibilité est soulignée par plusieurs des facteurs contextuels potentiellement pertinents que la majorité dans *Vavilov* a désignés comme ayant une incidence sur la conduite du contrôle selon la norme de la décision raisonnable. Il y avait un avertissement général selon lequel la norme de la décision raisonnable est une forme de contrôle « rigoureux »[10]. Lorsque cela est lié par des renvois à des questions auxquelles il n'y a qu'une seule réponse correcte[11], un concept de manque d'autorité[12] qui ressemble remarquablement à la catégorie de compétence maintenant discréditée, et l'impératif de suivre l'approche moderne d'interprétation législative[13], il existe une possibilité distincte que, dans de nombreux cas, il y aura peu ou pas de différence à la fois dans le discours et le résultat entre le contrôle selon la norme de la décision correcte et celle de la décision raisonnable. Il est cependant trop tôt, à mon avis, pour évaluer en se fondant sur la jurisprudence si ces craintes sont justifiées. Il faut attendre une évaluation empirique basée sur un échantillon plus large que celui qui existe actuellement.

Entre-temps, cependant, plusieurs des révisions judiciaires et des appels prévus par la loi et la réglementation en matière d'énergie à partir de 2020 montrent comment les tribunaux inférieurs réagissent ou font face à la nouvelle dispense.

La déférence ou du moins le respect dans le cadre du contrôle selon la norme de la décision correcte

J'ai soutenu ailleurs[14] que le passage du contrôle selon la norme de décision raisonnable à la norme de décision correcte dans le contexte des appels prévus par la loi a eu un impact immédiat dans l'affaire *Bell Canada c Canada (Procureur général)*[15], l'appel que la Cour suprême a lié à *Vavilov* dans son recalibrage des principes et de la méthodologie de la révision judiciaire sur des motifs de fond des décisions administratives. Je soutiens qu'en vertu de la norme de la décision raisonnable, l'ordonnance du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes aurait résisté au contrôle judiciaire. La norme de la décision correcte ayant été utilisée, l'ordonnance a été annulée parce qu'elle était fondée sur une erreur de droit.

Par la suite[16], dans un contexte de droit de l'énergie, Paul Daly a présenté le même argument en ce qui concerne l'arrêt de la Cour d'appel du Manitoba dans l'affaire *Manitoba (Hydro-Electric Board) v Manitoba (Public Utilities Board)*[17]. Dans cette affaire, la Cour, appliquant la norme de la décision correcte dans le contexte d'un appel devant la Cour d'appel en vertu de la *Loi sur la Régie des services publics*[18], a annulé une directive de l'organisme de réglementation à Manitoba Hydro :

> pour créer une classe de clients résidentiels des Premières Nations dans les réserves… qui devait recevoir une augmentation de zéro pour cent. [traduction]

Il a été jugé que la commission des services publics n'était pas compétente pour rendre une telle ordonnance. Cette décision était contraire à une disposition de la *Loi sur l'Hydro*[19] qui exigeait que les clients du service public ne soient pas classés uniquement en fonction de la région de la province dans laquelle ils vivaient ou de la densité de la population.

---

[10] *Vavilov*, *supra* note 3 aux para 12, 13, 67, 72, 138.

[11] *Ibid* au para 124.

[12] *Ibid* aux para 65–68, 109–11.

[13] *Ibid* aux para 116–22.

[14] David Mullan, « Judicial Scrutiny of Administrative Decision Making: Principled Simplification or Continuing Angst? » (2020) 50 Adv Q 423 à la p 453.

[15] *Supra* note 4.

[16] Paul Daly, « Rates and Reserves: *Manitoba (Hydro-Electric Board) v. Manitoba (Public Utilities Board)*, 2020 MBCA 60 » (13 octobre 2020), en ligne (blogue) : *Administrative Law Matters* <www.administrativelawmatters.com/blog/2020/10/13/rates-and-reserves-manitoba-hydro-electric-board-v-manitoba-public-utilities-board-2020-mbca-60/>.

[17] 2020 MBCA 60.

[18] CPLM c P280.

[19] CPLM c H190, arts 39(2.1)-(2.2).

Cet arrêt a déjà fait l'objet d'un commentaire détaillé dans la *Publication trimestrielle* par Patrick Duffy[20] et je m'abstiendrai de tout autre détail ou analyse. Toutefois, dans son commentaire sur l'affaire, Daly présente un argument à l'appui de la validité juridique de la directive et affirme que :

> … si la décision de la commission avait été soumis à un contrôle selon la norme de la décision raisonnable, le résultat aurait pu être différent. On peut au moins soutenir que l'article 39(2.2) peut raisonnablement supporter l'interprétation de la commission[21] [traduction].

Duffy n'est pas aussi franc, mais il y a aussi des indices dans son analyse qui laissent penser que le résultat a pu dépendre du passage du contrôle selon la norme de la décision raisonnable à la norme de la décision correcte. Et, sans aucun doute, cette forme de spéculation se poursuivra car le changement a de plus en plus d'intérêt dans le domaine des appels prévus par la loi des décideurs administratifs[22].

Cependant, *Planet Energy (Ontario) Corp. v Ontario Energy Board*[23], un jugement de la Cour divisionnaire de l'Ontario rendu début 2020 par la juge Swinton, jette quelques doutes sur les craintes que j'ai exprimées quant à la mesure dans laquelle le contrôle selon la norme de la décision correcte des appels prévus par la loi sapera le projet de déférence. Il s'agissait d'un appel prévu par la loi devant la Cour sur une question de droit et de compétence concernant l'imposition de pénalités à l'appelant par la Commission de l'énergie de l'Ontario, suite à la conclusion que ce dernier avait enfreint des dispositions de la *Loi de 2010 sur la protection du consommateur d'énergie*[24] et du *Code de conduite des détaillants d'électricité* élaboré par la Commission. Le principal argument de l'appelant était que la Commission n'avait pas compétence pour imposer une pénalité administrative car le délai de prescription pertinent de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*[25] était expiré. Pour des raisons dont je parlerai plus loin dans cette enquête, la juge Swinton a estimé que l'appelant aurait dû soulever la question des limitations auprès de la Commission, soit pendant l'audience, alors que la décision était encore en instance, soit par le biais d'une demande de réexamen, comme le prévoit la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. En examinant la jurisprudence et les principes relatifs à la question de savoir si un appelant devrait être autorisé à soulever une nouvelle question pour la première fois lors d'un appel devant la Cour, la juge Swinton a estimé que le contrôle selon la norme de décision correcte ne signifiait pas que la déférence à l'égard de l'expertise n'avait aucun rôle à jouer, du moins dans le contexte de la question de savoir si un argument pouvait être soulevé pour la première fois lors d'un appel devant un tribunal :

> Bien que la Cour examine en dernier ressort l'interprétation de la loi selon la norme de la décision correcte, le respect de la fonction spécialisée de la Commission reste important. L'un des messages importants de l'arrêt *Vavilov* est la nécessité pour les tribunaux de respecter la conception institutionnelle choisie par la législature lorsqu'elle a établi un tribunal administratif (au para 36). Dans le cas présent, la tâche d'interprétation de la Cour serait grandement facilitée par l'interprétation de la Commission concernant les mots de la Loi, l'économie générale de la Loi et les objectifs politiques derrière la disposition[26] [traduction].

---

[20] Patrick Duffy, « *Manitoba Hydro v Manitoba Public Utilities Board*: Annulation de la décision relative aux tarifs réduits pour les peuples autochtones » (2020) 8:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 53, en ligne (pdf) : *ERQ* <www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2020/09/ERQ_Volume-8_Num%C3%A9ro-3-2020.pdf>.

[21] Daly, *supra* note 16.

[22] Voir aussi un autre appel de loi de nature réglementaire non abordé dans la présente enquête : *East Hants (Municipality) v Nova Scotia (Utility and Review Board)*, 2020 NSCA 41. La question est abordée par Fluker, *supra* note 5 à la p 4.

[23] 2020 ONSC 598 *Planet Energy*.

[24] LO 2010, c 8.

[25] LO 1998, c 15, art 112.5(2).

[26] *Supra* note 23 au para 31.

À l'appui de cette considération, la juge Swinton a souligné qu'elle était aussi pertinente pour les questions soumises à la Cour par voie d'appel en vertu de la norme de la décision correcte que dans le contexte d'une demande de contrôle judiciaire où la norme de contrôle serait celle de la décision raisonnable[27]. Plus généralement, cette posture montre combien il est important que les tribunaux qui entendent un appel d'une décision administrative en vertu d'un contrôle selon la norme de la décision correcte soient attentifs aux motifs fournis par l'organisme ou le tribunal. Le contrôle selon la norme de la décision correcte n'est pas une excuse pour ignorer ou ne pas évaluer sérieusement les motifs pour lesquels la décision de première instance a été prise.

Par la suite, dans l'affaire *Enbridge Gas Inc. v Ontario Energy Board*[28], la juge Swinton, qui a de nouveau rendu (avec la juge Favreau) le jugement de la Cour divisionnaire, a permis qu'un argument soit soulevé pour la première fois lors d'un appel de la Commission. Cependant, dans ce cas, parmi les justifications d'une exception au principe général, la juge Swinton a noté que la question à l'examen avait été discutée et tranchée par la Commission dans « trois décisions antérieures »[29]. En concluant sur cette question, elle s'est efforcée de souligner que le fait d'autoriser la poursuite de l'appel ne signifiait en aucun cas une rupture avec *Planet Energy* et son insistance sur l'avantage pour les cours d'appel de disposer de la conclusion du tribunal sur une question pertinente[30].

La pertinence de l'arrêt *Vavilov* pour les appels, les révisions et les réexamens internes ou nationaux

La déférence a également fait surface dans un sens assez différent dans le jugement de la Cour divisionnaire rendu par le juge Ducharme dans l'affaire *Hydro One Networks Inc. v Ontario Energy Board*[31]. Il s'agissait de la décision finale de la Commission de l'énergie de l'Ontario sur une question réglementaire type liée aux tarifs : le refus de l'affirmation d'Hydro One selon laquelle les économies d'impôts futures de 2,595 milliards de dollars devraient être entièrement allouées aux actionnaires, et l'acceptation de l'argument selon lequel 38 % de ces économies d'impôts devraient être allouées aux besoins de revenus d'Hydro One pour 2017 et 2018, ce qui entraînerait une baisse des tarifs pour les clients.

En première instance, le Panel de la Commission de l'énergie de l'Ontario a rejeté la position d'Hydro One. Cependant, un Panel de révision de la Commission a annulé cette décision en se basant sur quatre erreurs interdépendantes. Elle a donc ordonné que l'affaire soit réexaminée par un Panel de nouvelle audience en tenant compte des conclusions du Panel de révision et de toutes les preuves et arguments entendus par les deux Panels.

Le Panel de nouvelle audience était composé de deux membres du Panel d'audience et d'un membre du Panel de révision. Dans sa décision, le Panel de nouvelle audience ne s'est pas concentré sur la question de savoir si la décision finale du Panel de première instance pouvait encore être maintenue, **étant donné** les défauts que le Panel de révision avait relevés dans ses motifs. Le Panel de nouvelle audience s'est plutôt demandé si les conclusions auxquelles il est parvenu pouvaient encore se justifier malgré les quatre défauts interdépendants. En appliquant un critère de décision raisonnable à ces conclusions initiales, le Panel de nouvelle audience a déterminé qu'elles pouvaient encore être soutenues et a donc confirmé la décision initiale. Ce faisant, le Panel de nouvelle audience n'a pas réussi à identifier une approche ou une méthodologie différente qui justifierait une telle conclusion. Hydro One a fait appel à la Cour divisionnaire sur une question de droit et de compétence.

En accueillant l'appel, le juge Ducharme, au nom d'un Panel unanime de la Cour divisionnaire, a estimé qu'en soumettant les motifs erronés d'un Panel d'audience à une évaluation du caractère raisonnable à la manière

[27] *Ibid* aux para 26–30.

[28] 2020 ONSC 3616.

[29] *Ibid* aux para 31–33 (Je reviens sur cette question à la section qui conclut cet article).

[30] *Ibid* au para 33.

[31] 2020 ONSC 4331 [*Hydro One Networks*].

d'un contrôle judiciaire déférente ou d'un appel prévu par la loi[32], le Panel de nouvelle audience avait restreint son pouvoir discrétionnaire et appliqué un critère juridique incorrect[33]. Il n'a pas procédé à un examen complet du bien-fondé du résultat final, conditionné par les erreurs constatées par le Panel de révision. Cela équivalait à une erreur sur une question de droit ou de compétence, si l'on se place dans une perspective de décision correcte post-*Vavilov*. La caractérisation plus poussée de la décision comme impliquant une entrave inappropriée à la discrétion ou à l'autorité était vraisemblablement basée sur la proposition que, lorsque le Panel de nouvelle audience a considéré la décision originale du point de vue de la décision raisonnable, il s'est abstenu de procéder à un examen plus étendu selon la norme de la décision correcte.

Avec cette décision, la Cour divisionnaire a à tout le moins rejeté le déploiement par un Panel de nouvelle audience d'un contrôle selon la norme de la décision raisonnable lorsqu'une commission d'examen a en fait demandé une nouvelle détermination du bien-fondé. Cependant, il est également possible que le juge Ducharme parle d'une préoccupation plus générale concernant le déploiement d'une norme de décision raisonnable avec déférence dans la conduite d'une révision ou d'une nouvelle audience.

En fait, une telle caractérisation de la position prise par le comité de nouvelle audience trouve sa justification dans la jurisprudence récente. La norme de contrôle à appliquer par les organes internes de révision ou d'appel de tribunaux ou d'organismes ne repose pas sur la méthodologie élaborée par *Dunsmuir* (et maintenant, vraisemblablement, *Vavilov*) pour la sélection de la norme de révision dans le cadre de contrôles judiciaires et d'appels prévus par la loi de décisions administratives devant les tribunaux. La norme de contrôle approprié devrait plutôt être basée sur une interprétation des dispositions législatives pertinentes[34] établissant l'accès à une révision ou à un appel interne, un exercice d'interprétation qui peut produire une variété de normes d'appel ou de contrôle, y compris, mais sans en exclure d'autres, la norme de la décision raisonnable[35].

Avec une telle approche, dans le cas de la Commission de l'énergie de l'Ontario, le point de référence devient la Partie VII – Réexamen des Règles de pratique et de procédure de la Commission et, en particulier, la règle 42 – Motion de réexamen. La règle 42(1)(a) stipule que les personnes qui demandent une révision doivent :

> … énonc[er] à l'appui de la motion des motifs qui soulèvent la question de la **justesse** de l'ordonnance ou de la décision…

Cela suggère que, dans ce contexte, la norme applicable sera celle de la décision correcte et non de la décision déraisonnable.

Compte tenu du fait que l'appel avait été plaidé avant l'arrêt *Vavilov*, le juge Ducharme s'est également exprimé sur les raisons pour lesquelles la décision du Panel de nouvelle audience n'aurait pas pu, en tout état de cause, résister à un contrôle selon la norme de la de décision raisonnable. Le Panel de nouvelle

---

[32] La responsabilité pour cela pourrait en fait reposer, du moins en partie, sur la forme de l'ordonnance procédurale de nouvelle audience qui décrit le rôle du comité de nouvelle audience quant à savoir si la décision originale était « raisonnable en ce qui a trait à l'attribution d'économies d'impôt futures entre les actionnaires et les contribuables » [traduction]. Récité dans le jugement du juge Ducharme, *ibid* au para 41.

[33] *Supra* note 31 aux para 48–51.

[34] De toute évidence, on pourrait objecter que le choix entre la norme de la décision correcte et de la décision raisonnable aux fins de contrôle judiciaire et d'appel prévu par la loi est aussi un exercice d'interprétation législative. Toutefois, cet exercice d'« interprétation » a lieu au sein de la garantie constitutionnelle de contrôle judiciaire et d'une gamme d'autres impératifs constitutionnels et de la primauté du droit, ce qui est bien plus généralisé qu'un exercice d'interprétation législative situé dans le cadre d'un régime législatif particulier, qui n'est pas orné d'un tel enrobage constitutionnel.

[35] Voir la longue analyse dans *Huruglica c Canada (Citoyenneté et Immigration)*, 2016 CAF 93 aux para 36–104, dans le contexte d'appels de la Section de la protection des réfugiés de la Commission de l'immigration et du statut de réfugié à la Section d'appel des réfugiés. Et pour une confirmation post-*Vavilov* de cette position, voir *Mekhashishvili c Canada (ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*, 2021 CF 65. Voir aussi *City Centre Equities Inc. v Regina (City)*, 2018 SKCA 43 aux para 37–101, en ce qui concerne les appels d'évaluation foncière du Saskatchewan Municipal Board of Revision à l'Assessment Appeals Committee. Paul Daly a également écrit à ce sujet : voir par ex Paul Daly, « Unresolved Issues after Vavilov I: Internal Appeals » (4 mai 2020), en ligne (blogue) : *Administrative Law Matters* <www.administrativelawmatters.com/blog/2020/05/04/unresolved-issues-after-vavilov-i-internal-appeals/>.

audience n'avait pas expliqué comment la décision initiale du Panel d'audience pouvait encore être maintenue malgré les défauts relevés par la commission d'examen et que la commission avait été enjointe d'accepter comme donnée. Les motifs n'étaient pas « transparents, intelligibles et justifiés », et ils manquaient de cohérence interne et d'une chaîne d'analyse rationnelle basée sur les preuves[36].

L'affaire est également intéressante du point de vue du redressement, car le paragraphe 33(4) de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*[37] prévoit que, lors d'un appel :

> La Cour divisionnaire communique son avis à la Commission, qui rend une ordonnance conformément à ses termes, sans toutefois lui donner d'effet rétroactif.

Le juge Ducharme a conclu[38] que cette disposition prévalait sur l'article 134(1) de la *Loi sur les tribunaux judiciaires*[39] qui stipule :

> Sauf disposition contraire, le tribunal saisi d'un appel peut : a) rendre l'ordonnance ou la décision que le tribunal dont il y a appel aurait dû ou pu rendre;…

Par conséquent, la Cour divisionnaire s'est limitée à répondre au résultat de l'appel par le biais d'un certificat; elle ne pouvait pas se mettre directement à la place de la Commission et rendre une ordonnance ou une décision en faveur d'Hydro One et de ses actionnaires sur le fond des questions d'attribution. En revanche, le juge Ducharme a rejeté l'argument de la Commission selon lequel l'affaire devrait être renvoyée à la Commission pour un examen plus approfondi. Étant donné que la Cour divisionnaire était d'avis que toute allocation du produit de l'épargne fiscale future ne pouvait pas, en droit, être attribuée au bénéfice ultime des contribuables par opposition aux actionnaires, il était approprié pour la Cour, dans la certification de son opinion à la Commission, de formuler le certificat en ces termes. En général, une telle démarche peut être considérée comme un événement exceptionnel. Néanmoins, lorsque, dans le cadre d'un appel, la Cour estime que la Commission a commis une erreur de droit et que le résultat est alors inévitable, l'autorité de certification autorise la Cour à ordonner que la Commission « reconsidère » et rende une ordonnance corrigeant la décision du comité d'audience et ordonnant l'attribution des économies d'impôt.

L'arrêt *Vavilov*, la déférence et l'équité procédurale[40]

Ni dans *Vavilov* ni dans *Bell Canada* l'équité procédurale n'était-elle en cause dans les faits. Par conséquent, les références à l'équité procédurale étaient peu nombreuses. Au début, la majorité dans l'arrêt *Vavilov* a déclaré :

> … la décision raisonnable est une approche visant à faire en sorte que les cours de justice interviennent dans les affaires administratives uniquement lorsque cela est vraiment nécessaire pour préserver la légitimité, la rationalité et **l'équité** du processus administratif[41] [je souligne].

Cela laisse entendre que la raisonnabilité pourrait être déployé lorsque les tribunaux examinent les règles de procédure et les décisions pour en vérifier l'équité. Cependant, quelques paragraphes plus tard, au paragraphe 23, la majorité a parlé de la présomption

---

[36] *Hydro One Networks*, *supra* note 31, aux para 52–54.

[37] *Supra* note 25.

[38] *Supra* note 31 aux para 55–60.

[39] LRO 1990, c C.43 (modifié).

[40] Pour mon examen antérieur de cette question, voir « Judicial Scrutiny of Administrative Decision Making: Principled Simplification or Continuing Angst? », *supra* note 14 aux pp 434–35. Avant *Vavilov*, j'ai aussi abordé cette question dans « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la réglementation de l'énergie en 2014 » (2015) 3:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 19 aux pp 24–27, de façon générale ainsi qu'en ce qui concerne les pouvoirs discrétionnaires de l'ancien ONE sur les droits de participation. La question de la détermination par l'organisme des droits de participation comme élément de l'équité procédurale a également abordée dans un examen de *Delta Air Lines c Lukács*, 2018 CSC 2, dans « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la règlementation de l'énergie en 2017 » (2018) 6:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 21 à 21–27.

[41] *Supra* note 3 au para 13.

du contrôle selon la norme de la décision raisonnable comme étant liée :

> … [au] contrôle judiciaire d'une mesure administrative **qui ne comporte pas d'examen d'un manquement à la justice naturelle ou à l'obligation d'équité procédurale**[42] [je souligne].

Cela peut être interprété de deux façons : la présomption ne s'applique pas aux règles et décisions de procédure et le droit d'un décideur à une norme de la décision raisonnable doit être autrement justifié, ou, plus généralement, il n'y a pas de place pour la norme de la décision dans de tels cas, la norme de la décision correcte étant la norme universelle, ou bien, la norme de contrôle étant un concept étranger dans le domaine de l'équité procédurale.

Enfin, dans une section de l'arrêt intitulée « L'équité procédurale et le contrôle judiciaire sur le fond »[43], la majorité a exploré les liens entre l'obligation qu'un décideur motive sa décision (souvent considérée comme de nature procédurale) et le contrôle selon la norme de la décision raisonnable. Au cours de cette analyse, la majorité a déclaré :

> … les exigences procédurales applicables sont déterminées eu égard à l'ensemble des circonstances.[44]

La majorité a ensuite approuvé la liste non exhaustive en cinq parties des facteurs énumérés dans l'affaire *Baker c Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)* [45] qui devrait « définir le contenu de l'obligation d'équité procédurale dans un cas donné[46] ». L'un de ces cinq facteurs a été décrit comme « les choix de procédure faits par le décideur administratif lui-même[47] ». Étant donné la difficulté de réunir chacune de ces propositions en un ensemble cohérent, il faut dire que la majorité n'a pas été suffisamment attentive à la façon dont son nouveau régime affecterait les contestations des règles et des décisions pour des raisons de procédure.

Cependant, la plupart des tribunaux canadiens, tant avant qu'après *Vavilov*, ont considéré que la présomption du contrôle selon la norme de la décision raisonnable ne s'appliquait pas aux questions d'équité procédurale. L'affaire *Nation Rise Wind Farm Limited Partnership v Ontario (Minister of the Environment, Conservation and Parks)* [48] fournit un exemple post-*Vavilov* dans le cadre de la réglementation de l'énergie. La Cour divisionnaire a interprété le paragraphe 23 de l'arrêt *Vavilov* comme établissant que la « présomption de décision raisonnable ne s'applique pas aux questions d'équité procédurale[49] » [traduction]. Le jugement fait ensuite référence à d'autres perpétuations post-*Vavilov* de la position canadienne prédominante :

> La plupart du temps, à la Cour divisionnaire et ailleurs, ces questions sont soit révisées selon la norme de la décision correcte, soit on dit qu'aucune norme de révision ne s'applique[50] [traduction].

Par la suite, la Cour divisionnaire a fait très peu de cas de l'argument du ministre selon lequel ses choix procéduraux avaient droit à la déférence en se référant au cinquième facteur d'intensité de l'équité procédurale de *Baker* :

> Toutefois, le ministre, comme les autres décideurs administratifs, est toujours tenu de se conformer aux obligations d'équité de la common law, à moins que ces règles n'aient été écartées par un texte législatif explicite ou par une implication nécessaire (ce qui n'est pas le cas)…[51] [traduction].

---

[42] *Ibid* au para 23.

[43] *Ibid* aux para 76–81.

[44] *Ibid* au para 77.

[45] [1999] 2 RCS 817 aux para 22–23, 174 DLR (4e) 193,.

[46] *Vavilov*, *supra* note 3 au para 77.

[47] *Ibid*.

[48] 2020 ONSC 2984.

[49] *Ibid* au para 123.

[50] *Ibid* au para 124.

[51] *Ibid* au para 134.

Cependant, dans l'affaire *Rogers Communications Canada Inc. v Ontario Energy Board*[52], la Cour divisionnaire a tenté de résoudre l'incertitude persistante concernant le respect des règles de procédure et des décisions et le rôle du cinquième critère *Baker* afin de produire un ensemble de principes réalisables.

L'enjeu était une contestation par Rogers, pour des raisons de procédure, du résultat d'une révision complète de la politique, entre autres, du régime régissant les conditions dans lesquelles les entreprises d'électricité réglementées par la Commission étaient tenues de permettre aux entreprises de télévision par câble, non autrement réglementées par la Commission, de fixer leurs fils aux poteaux appartenant aux entreprises. Cette politique fixait le tarif facturé par les services publics, à moins qu'il ne soit modifié par un accord approuvé par la Commission. Au fil des ans, il est apparu clairement, à la lumière des variations de tarifs convenues entre les parties et approuvées par la Commission, que le taux de raccordement de la politique était nettement hors des normes.

Pour les besoins de cette révision, la Commission a créé un groupe de travail sur le raccordement aux poteaux (« le Groupe ») et a engagé un consultant expert externe pour faciliter l'exercice de révision et, en particulier, le fonctionnement efficace du Groupe. Comme l'a décrit le juge Lederer[53], qui a rendu le jugement de la Cour divisionnaire, le groupe n'incluait pas toutes les parties intéressées. Il a plutôt été constitué par la Commission sur la base de manifestations d'intérêt, et comprenait des représentants « de l'industrie du fil de fer, des distributeurs d'électricité et de groupes de consommateurs ». Rogers ne faisait pas partie du Groupe.

Plus tard dans le jugement, le juge Lederer a décrit le processus qui a été suivi :

- Quatre réunions du Groupe;
- Une autre consultation initiale par le biais d'une demande de commentaires de la part des membres du Groupe;
- Un examen « ultérieur » par le consultant;
- Suivi d'un rapport du consultant;
- Suivi d'un rapport préliminaire de la Commission de l'énergie de l'Ontario;
- Une consultation plus poussée par le biais des commentaires des membres du Groupe;
- Un rapport final de la Commission[54].

Il importait également que le rapport du consultant soit mis à disposition pour les commentaires non seulement du Groupe mais aussi d'autres intervenants et du public sur le site web de la Commission[55]. La Commission a également invité les personnes intéressées à faire part de leurs commentaires sur son rapport provisoire et a reçu trente-trois commentaires de la part :

> … d'intervenants intéressés, y compris [des propriétaires de poteaux], des groupes de contribuables et de consommateurs, et des représentants des [entreprises de câblodistribution][56]. [traduction]

Ce dernier groupe comprenait Rogers qui s'était plaint tout au long du processus de la Commission[57]. Dans son rapport final, la Commission a répondu aux commentaires et a réduit les frais de fixation des poteaux qu'elle avait proposés dans son projet de rapport, tout en apportant quelques autres ajustements transitoires et en précisant que les nouveaux frais standard ne s'appliqueraient pas à ceux qui avaient conclu d'autres accords de tarification avec l'approbation de la Commission.

Après la publication du rapport, Rogers ainsi que douze autres entreprises de câblodistribution ou exploitants de réseaux de câbles ont fait appel

[52] 2020 ONSC 6549 [*Rogers Communications*].

[53] *Ibid* au para 14.

[54] *Ibid* au para 77.

[55] *Ibid* au para 16.

[56] *Ibid* au para 17.

[57] *Ibid* au para 15.

à la Cour divisionnaire en vertu de l'article 33(1) de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*[58], demandant l'annulation du rapport final et le renvoi de l'affaire à la Commission pour une audience complète.

L'appel a soulevé plusieurs questions. Parmi elles, la Commission a fait valoir que, comme elle n'avait pas rendu d'ordonnance mais simplement produit un rapport, la procédure appropriée était une demande de contrôle judiciaire en vertu de la *Loi sur la procédure de révision judiciaire*[59]. En ce qui concerne les entreprises de câblodistribution ou les exploitants de réseaux de câbles, il a été affirmé que, sur le plan de l'interprétation législative, le processus de révision mettait en jeu l'article 21(2) de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*[60] et son exigence d'une audience « [s]ous réserve des dispositions contraires ». Pour sa part, la Commission a fait valoir que l'affaire relevait de l'article 70(1.1) de la Loi qui lui conférait un pouvoir discrétionnaire « avec ou sans audience » pour :

> … accorder une approbation ou un consentement ou rendre une décision qui peut être exigée pour n'importe lesquelles des questions prévues dans un permis.

À titre subsidiaire, les appelants ont fait valoir que, même si le processus ne relevait pas de l'article 21(2), ils avaient des droits procéduraux plus importants par renvoi à la doctrine de l'attente légitime et fondés sur des pratiques et des représentations antérieures de la Commission.

Pour les besoins du présent examen, je ne m'étendrai pas davantage sur ces motifs. Il suffit de dire que la Cour divisionnaire a jugé que le rapport final était en fait une ordonnance, ce qui signifie que la manière appropriée de procéder était de faire appel en vertu de l'article 33(1)[61]. Cependant, l'article 21(2) qui prévoit la tenue d'une audience a été annulé parce que l'affaire relevait de l'article 70(1.1) de la *Loi*[62]. En effet, il n'y a pas eu de déclenchement d'une attente légitime que certaines procédures soient suivies[63]. Par conséquent, pour obtenir gain de cause, les appelants ont dû fonder leurs demandes procédurales sur les critères de seuil et d'intensité de l'équité procédurale de la common law.

En ce qui concerne la norme de contrôle à appliquer au régime procédural de la Commission pour sa révision complète de la politique de raccordement aux poteaux, les parties avaient pris des positions opposées. Rogers affirmait un contrôle selon la norme de la décision correcte sans aucune déférence alors que la Commission soutenait que ses choix avaient droit à une « déférence importante[64] ».

En réponse, le juge Lederer[65] a d'abord cité deux jugements qui avaient été rendus sur cette question, l'un d'une Cour divisionnaire constituée différemment, et l'autre de la Cour d'appel fédérale.

---

[58] *Supra* note 25.

[59] On peut supposer qu'une partie de la motivation pour la prise de position de la Commission a été que le contrôle judiciaire des questions de droit en vertu de la *Loi sur la procédure de révision judiciaire*, LRO 1990, c J.1 aurait donné à la Commission le bénéfice de la présomption de la norme de la décision raisonnable alors qu'en appel la norme de la décision correcte aurait été la norme applicable à la suite de *Vavilov*.

[60] *Supra* note 25.

[61] *Rogers Communications*, *supra* note 52 aux para 44–47. La Commission n'avait pas rendu d'ordonnance formelle établissant la nouvelle charge par défaut plus élevée. Toutefois, le juge Lederer a soutenu que, quoi qu'il en soit et peu importe la position de la Commission, la charge accrue occasionnée par le rapport final était en réalité et en effet une ordonnance.

[62] Fait intéressant, malgré la conclusion selon laquelle la question s'inscrivait dans la portée du paragraphe 33(1) et de la juridiction de la Cour d'appel, le juge Lederer a maintenu, *ibid* aux para 32–33, nonobstant *Vavilov*, que la norme de la décision raisonnable était le meilleur critère à appliquer dans l'interprétation à savoir si cette question nécessitait une audience par renvoi au paragraphe 21(2) ou s'il s'agissait d'une question de discrétion pour la Commission par renvoi au paragraphe 70(1.1).

[63] *Ibid* aux para 61–68. (Bien que je n'ai pas abordé l'argument de l'attente légitime en détail, l'analyse de la Cour et son application des principes d'attente légitime des faits est instructive et constitue une ressource précieuse pour comprendre la version canadienne de cette source de droits procéduraux.)

[64] *Ibid* au para 27.

[65] *Ibid* aux para 28–29.

Dans la décision post-*Vavilov* pour l'affaire *Quadrexx Hedge Capital Management v Ontario Securities Commission*, la Cour divisionnaire a reconnu la soumission à la révision de la décision correcte des questions d'équité procédurale, mais a ensuite reconnu qu'il n'y a :

> … pas toujours une seule vue « juste » des procédures à suivre[66] [traduction].

Plus tôt, dans le jugement rendu avant l'arrêt *Vavilov* dans l'affaire *Maritime Broadcasting System Limited c La guilde canadienne des médias*, le juge Stratas de la Cour d'appel fédérale avait présenté un argument solide en faveur de l'application de la norme de contrôle selon la décision raisonnable à l'examen des choix procéduraux des tribunaux et des organismes administratifs[67].

Le juge Lederer a ensuite[68] adopté un compromis qui, en fait, a distillé la position prise par la Cour divisionnaire :

> Ce n'est pas qu'une norme de décision raisonnable s'applique. C'est que la norme de la décision correcte ne perçoit pas, en ce qui concerne la procédure, une réponse unique. Le tribunal concerné est le mieux placé pour déterminer la procédure appropriée. Le niveau de déférence est déterminé par l'application des facteurs énoncés dans l'affaire *Baker c. Canada*, en particulier :
>
> > Bien que cela ne soit bien sûr pas déterminant, un poids important doit être accordé au choix des procédures faites par l'organisme lui-même et à ses contraintes institutionnelles[69] [traduction].

Lorsque le juge Lederer revient pour appliquer cette norme aux procédures adoptées par la Commission, il commence[70] par citer un extrait de l'arrêt de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Martineau c Comité de discipline de l'Institution de Matsqui* qui établissait un spectre de prise de décisions aux fins d'évaluer le seuil et l'intensité des obligations d'équité procédurale[71]. À une extrémité, où il n'y avait aucune obligation d'équité procédurale, il s'agissait de décisions « de nature discrétionnaire et en fonction d'une politique » qui ne s'accompagnaient d'aucune obligation d'équité procédurale en vertu de la common law, tandis qu'à l'autre extrême, et nécessitant une panoplie complète d'équité procédurale, il s'agissait de décisions judiciaires ou adjudicatives. Entre les deux, il y avait une « myriade » d'autres formes de décisions engageant une gradation flexible de l'équité procédurale.

Il est intéressant de noter que le juge Lederer a situé cette révision de la politique dans le cadre d'une disposition qui permettait à la Commission d'agir avec ou sans audience, il ne s'est pas attardé à savoir si ce processus et son résultat étaient à l'extrémité « de nature discrétionnaire et en fonction d'une politique » du spectre et, en tant que tel, n'engageait **aucune** obligation d'équité procédurale. On a plutôt supposé que le seuil de l'équité procédurale avait été franchi et que ce qui était en jeu était l'intensité de cette obligation par rapport aux cinq facteurs *Baker*.

Parmi ces facteurs, cependant, le juge Lederer a clairement indiqué que, dans ce cas, les choix de procédure de la Commission avaient une « importance particulière[72] ». Il a ensuite cité

---

[66] 2020 ONSC 4392 au para 81.

[67] 2014 CAF 59 au para 50. J'ai noté cet arrêt dans mon enquête de 2014 : *supra* note 40 aux pp 24-26.

[68] *Rogers Communications*, *supra* note 52 au para 30.

[69] *Supra* note 45 au para 27.

[70] *Supra* note 52 au para 79.

[71] [1980] 1 RCS 602 aux pp 628-29, 106 DLR (3e) 385.

[72] *Supra* note 52 au para 94.

deux autres arrêts de la Cour d'appel fédérale[73], dont le second[74], rendu par le juge d'appel Evans[75], dans lequel la position adoptée était que la « décision correcte » était la norme mais que le tribunal, en procédant à cette évaluation, « doit le faire en se montrant respectueux de[s] choix [de l'organisme]».

Comme l'a déjà dit le juge Lederer, cette notion de déférence ou de respect des choix procéduraux en tant que composante du contrôle selon la norme de la décision correcte est un compromis quelque peu gênant. Cela est encore souligné par l'incongruité d'une affirmation selon laquelle il n'y a pas nécessairement de réponses « correctes » ou « uniques » dans l'évaluation du degré d'équité procédurale requis, même si la norme formelle de contrôle est celle de la décision correcte. En réalité, ce qui semble se passer, c'est que le tribunal de révision évalue si, compte tenu des quatre premiers facteurs de *Baker*, les choix procéduraux discrétionnaires faits par l'organisme, de manière générale ou dans un cas particulier, entrent dans la gamme des possibilités équitables sur le plan procédural. Bien que cette formulation n'utilise pas spécifiquement le terme « raisonnable » ou « caractère raisonnable », elle porte toutes les marques d'une rose sous un autre nom.

Cela est encore souligné par l'évaluation du juge Lederer des procédures adoptées dans ce cas :

> Il s'agit d'un cas où la déférence est due à la Commission de l'énergie de l'Ontario. Le processus est un équilibre entre les exigences de la révision et les intérêts des parties. La révision était nécessaire. Les frais par défaut sont restés inchangés pendant 10 ans. La contribution des parties concernées a été requise et obtenue par le biais du Groupe et des commentaires ultérieurs. Une assistance d'expert était nécessaire, et un consultant a été retenu et utilisé. En fin de compte, c'est à la Commission de l'énergie de l'Ontario qu'il incombait d'envisager et d'élaborer l'approche de raccordement aux poteaux. Un rapport préliminaire a été préparé. Des commentaires ont été sollicités et, seulement ensuite, un rapport final a été publié[76] [traduction].

Il conclut ensuite :

> La déférence s'applique à la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario quant au processus qu'elle a adopté pour mener la révision de la politique. Le processus, tel qu'il a été adopté, tient compte et assure l'équilibre des facteurs énoncés dans l'affaire *Baker c Canada* d'une manière raisonnable et appropriée. Le processus faisant l'objet de l'appel, dans ses circonstances particulières, était équitable sur le plan de la procédure[77] [traduction].

Sans doute n'a-t-on pas entendu parler de l'approche à adopter pour évaluer la conformité des choix procéduraux des tribunaux avec les principes de l'équité procédurale. Ce qui devient cependant plus clair est que, même si la norme formelle de contrôle est celle de la décision correcte, les tribunaux et les organismes qui font des choix procéduraux raisonnables à la lumière des facteurs *Baker* ont droit à une déférence considérable lorsqu'ils sont contestés lors d'un contrôle judiciaire ou d'un appel prévu par la loi pour des raisons de procédure. Cela devrait être d'un grand réconfort pour les tribunaux et les organismes qui sont confrontés à la tâche de concevoir des moyens appropriés pour répondre aux demandes de droits de participation, surtout lorsque les questions en jeu sont d'une variété complexe et chargée sur la plan politique.

---

[73] *Ibid* au para 95. Il s'agit d'un autre arrêt du juge d'appel Stratas, que j'ai aussi abordé dans mon enquête de 2014 : *Forest Ethics Advocacy Association c Canada (Office national de l'énergie)* dans lequel il fait mention d'« une expérience et [d']une expertise » de l'Office national de l'énergie dans la détermination des droits de participation : voir 2014 CAF 245 au para 72.

[74] *Ibid* au para 96.

[75] *Ré:Sonne c Conseil du secteur du conditionnement physique du Canada*, 2014 CAF 48 au para 42.

[76] *Rogers Communications*, *supra* note 52 au para 97.

[77] *Ibid* au para 100.

L'arrêt *Vavilov* et l'obligation de consulter et d'accommoder les peuples autochtones

Dans un excellent blogue en deux parties[78], Howard Kislowicz et Robert Hamilton abordent la question de savoir comment, le cas échéant, l'arrêt *Vavilov* a affecté la norme de contrôle à appliquer à la prise de décisions concernant les droits, les revendications et les intérêts des autochtones. Dans la première partie, ils examinent les appels prévus par la loi, et dans la seconde, le contrôle judiciaire.

Dans le cadre des appels prévus par la loi, la nouvelle norme s'appliquera. Sur les questions de droit « y compris les questions d'interprétation de la loi et celles concernant l'étendue de l'autorité du décideur », la décision correcte s'appliquera tout autant dans les cas soulevant des questions d'obligation de consulter et d'accommodement que dans les autres contextes d'appel. Il en va de même pour le critère de « l'erreur manifeste et domiante » pour les questions de fait ou les questions mixtes de droit et de fait. Cependant, en ce qui concerne cette deuxième branche du critère *Housen*, les auteurs suggèrent que, quelles qu'aient pu être les ambitions de la majorité dans l'arrêt *Vavilov* pour une révision plus intrusive lorsqu'une affaire est portée devant les tribunaux dans le cadre d'un appel légal, l'ironie est peut-être que pour les questions de fait et les questions mixtes de droit et fait, c'est l'inverse qui se produit. En effet, selon les auteurs, il semble probable que, dans le cadre d'un contrôle en appel des décisions administratives, les tribunaux de révision traiteront « l'erreur manifeste et dominante » comme une norme plus déférente que le caractère déraisonnable tel qu'il est appliqué à ces questions dans le cadre d'un contrôle judiciaire traditionnelle[79]. Comme le suggèrent les auteurs dans leur paragraphe de conclusion de la première partie, c'est comme si la majorité dans l'arrêt *Vavilov* avait réintroduit deux variétés de déférence rappelant l'ère pré-*Dunsmuir*, à savoir le caractère déraisonnable et le caractère manifestement déraisonnable. Était-ce vraiment le but ou l'intention de la majorité?

Et il faut reconnaître que cette question ne se pose pas pour de nombreux organismes de réglementation de l'énergie en raison du fait que la législation limite les appels de leurs décisions devant les tribunaux aux questions de droit et de compétence. Dans ce contexte, les questions cruciales tourneront autour de la portée des questions de droit et de compétence et du moment où une question de droit peut être facilement soustraite à une détermination mixte de fait et de droit[80].

Dans *Vavilov*, la majorité a articulé comme suit la portée de l'exception des questions constitutionnelles à la norme de la décision raisonnable des demandes de contrôle judiciaire :

> L'examen des questions touchant au partage des compétences entre le Parlement et les provinces, au

---

[78] Howard Kislowicz et Robert Hamilton, « The Standard of Review and the Duty to Consult and Accommodate Indigenous Peoples: What is the Impact of *Vavilov*? Part 1 » (20 novembre 2020), en ligne (pdf) : *ABlawg* <ablawg.ca/wp-content/uploads/2020/11/Blog_HK_RH_DTCA_Part_1.pdf>; Howard Kislowicz et Robert Hamilton, « The Standard of Review and the Duty to Consult and Accommodate Indigenous Peoples: What is the Impact of *Vavilov*? Part 2 » (24 novembre 2020), en ligne (pdf) : *ABlawg* <ablawg.ca/wp-content/uploads/2020/11/Blog_HK_RH_DTCA_Part_2.pdf>.

[79] Toutefois, il est à noter qu'il n'y a pas encore de consensus sur cette question. Par conséquent, dans *Quadrexx Hedge Capital Management Ltd.*, *supra* note 66 au para 78, la Cour divisionnaire de l'Ontario semble assimiler dans certains contextes le caractère raisonnable et l'erreur manifeste et dominante :

> Le mot « manifeste » signifie « clair dans l'esprit ou évident », et « dominante » signifie « déterminante » dans le sens où l'erreur a « eu une incidence sur le résultat ». La Cour suprême a soutenu que d'autres formulations avaient le même sens qu'« erreur manifeste » : « manifestement erroné », « **déraisonnable** » ou « non étayé par la preuve » [traduction ; je souligne et omet les notes de bas de page].

Les auteurs le reconnaissent et reconnaissent aussi un arrêt d'obligation de consulter de la Cour suprême de la Nouvelle-Écosse à cet effet même : *Sipekne'katik v Nova Scotia (Minister of the Environment)*, 2020 NSSC 111 au para 60. Toutefois, ils citent nombre de précédents de plus de la Cour suprême du Canada et de la Cour d'appel qui contiennent des caractérisations de la norme de l'erreur « manifeste et dominante » en termes bien différents. Ce faisant, ils citent le juge d'appel Stratas de la Cour d'appel fédérale dans *Canada c South Yukon Forest Corporation*, 2012 CAF 165 au para 46 :

> L'erreur manifeste et dominante constitue une norme de contrôle appelant un degré élevé de retenue… Par erreur « manifeste », on entend une erreur évidente, et par erreur « dominante », une erreur qui touche directement à l'issue de l'affaire. Lorsque l'on invoque une erreur manifeste et dominante, on ne peut se contenter de tirer sur les feuilles et les branches et laisser l'arbre debout. On doit faire tomber l'arbre tout entier.

[80] Voir par ex *Sipekne'katik*, *ibid* aux para 61–67.

> rapport entre le législateur et les autres organes de l'État, à la **portée des droits ancestraux et droits issus de traités reconnus à l'art. 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, et à d'autres questions de droit constitutionnel** nécessite une réponse décisive et définitive des cours de justice. Il faut donc continuer d'appliquer la norme de la décision correcte au moment d'examiner les questions de cette nature[81] [je souligne].

D'une manière générale, l'une des questions soulevées par cette déclaration est de savoir dans quelle mesure cette affirmation du contrôle selon la norme de la décision correcte s'applique, au-delà des pures questions de droit, aux questions de fait, aux questions mixtes de droit et de fait et à l'exercice du pouvoir discrétionnaire. Le poids des précédents, y compris l'obligation de consulter et d'accommoder la jurisprudence[82], et la réticence de la majorité dans l'arrêt *Vavilov* à s'ingérer[83] dans l'approche *Doré c Barreau du Québec*[84] en matière de contrôle judiciaire lorsque les droits, libertés et valeurs de la Charte sont en jeu semblent suggérer, bien que ce ne soit pas explicite, que la majorité n'étendait pas le contrôle selon la norme de la décision correcte à tous les aspects de ce type de décision. En d'autres termes, il ne s'agissait pas de rejeter le contrôle selon la norme de la décision raisonnable en ce qui concerne les questions mixtes de droit et de fait, de fait et de discrétion lorsque des questions constitutionnelles sont en jeu.

Néanmoins, comme le soutiennent Kislowicz et Hamilton[85], la Cour suprême n'a pas été un modèle de clarté en ce qui concerne les aspects de l'obligation de consulter et d'accommoder qui font l'objet d'un contrôle selon la norme de la décision correcte et les éléments pour lesquels le caractère déraisonnable avec déférence est la norme. Ils soulèvent également des questions quant à savoir si l'obligation de consulter et d'accommoder est correctement caractérisée comme relevant de la « portée des droits ancestraux et des droits issus de traités reconnus à l'art. 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* ». Bien que cela ne donne pas tout à fait crédit à la nature sophistiquée des arguments des auteurs, l'obligation de consulter et d'accommoder n'est-elle pas associée non seulement aux « droits » des peuples autochtones mais aussi à leurs revendications en cours? Je laisserai cette question fascinante pour un autre jour, mais ce faisant, je ferai remarquer que la caractérisation de la portée de l'exception des questions constitutionnelles à la présomption du contrôle selon la norme de la décision raisonnable de la majorité dans l'arrêt *Vavilov* inclut également « d'autres questions constitutionnelles ». Cependant, même cela ne peut être interprété comme excluant la possibilité d'une approche *sui generis* de la tâche qui consiste à tracer une ligne constitutionnellement appropriée entre le contrôle selon la norme de la décision correcte et de la décision raisonnable dans le domaine de l'obligation de consulter et d'accommoder. Et, en fin de compte, une telle solution semble être ce que recherchent les auteurs, une solution qui, pour eux, se résoudrait en faveur de la norme de la décision correcte pour certaines des zones d'incertitude en marge.

Avant ces blogues, la Cour d'appel fédérale avait rendu son arrêt dans lequel la deuxième approbation de l'expansion du pipeline TransMountain par le gouverneur en conseil était contestée par six groupes autochtones au motif que le processus du gouverneur en conseil n'avait pas respecté les obligations découlant de l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les droits, les revendications et les intérêts des autochtones : *Première Nation Coldwater c Canada (Procureur général)*[86].

En réponse à la demande sur laquelle était fondée la demande de contrôle judiciaire, la Cour d'appel fédérale a affirmé (et toutes les parties étaient apparemment d'accord) que l'arrêt *Vavilov* n'avait

---

[81] *Supra* note 3 au para 55.

[82] Commençant avec l'arrêt fondamental de la Cour suprême du Canada dans *Nation haïda c Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73 [*Nation haïda*].

[83] *Supra* note 3, au para 57.

[84] 2012 CSC 12.

[85] En référence non seulement à *supra* note 82, *mais* aussi plus particulièrement à *Beckman c Première nation de Little Salmon/Carmacks*, 2010 CSC 53.

[86] 2020 CAF 34 [*Première Nation Coldwater*].

pas modifié sensiblement les principes régissant le choix de la norme de contrôle appropriée[87]. Étant donné que l'approbation du gouverneur en conseil était survenue avant la demande de contrôle judiciaire devant la Cour d'appel fédérale, il a été présumé que la norme de contrôle serait celle de la décision raisonnable[88]. De plus, étant donné que la « portée » de l'obligation de consulter n'était pas contestée, l'exception de la norme de la décision correcte relevée dans l'arrêt *Vavilov*, en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, n'a pas été déclenchée[89]. (Il convient de noter, en ce qui concerne le blogue, que la Cour a éludé la « portée » dans le contexte de l'étendue de l'article 35, et la « portée » en termes de détermination de la question de savoir si l'obligation de consulter et son étendue s'appliquait sans se demander si l'article 35 était le seul ou le principal lieu pour l'affirmation de l'existence de l'obligation de consulter et d'accommoder.)

Dans ce contexte, la Cour a également déclaré qu'il ne lui appartenait pas d'exprimer un avis quant à la pertinence de la consultation. Cela reviendrait à s'engager dans un contrôle déguisée selon la norme de la décision correcte[90]. À première vue, cela peut sembler une position assez particulière étant donné que la demande de contrôle judiciaire portait précisément sur la question de savoir si le gouverneur en conseil avait répondu adéquatement au jugement antérieur de la Cour d'appel fédérale[91] concluant à l'existence de défauts dans le processus de consultation qui avait précédé l'approbation initiale de l'expansion du pipeline. Cependant, la nuance devient apparente dans le paragraphe suivant où il y a une autre élision qui concerne cette fois le bien-fondé de la décision d'approbation et l'obligation de consulter et, peut-être, d'accommoder :

> La Cour doit donc concentrer son attention sur la raisonnabilité de la décision du gouverneur en conseil, y compris l'issue et le justificatif. Il ne s'agit pas de savoir si le gouverneur en conseil aurait pu ou aurait dû arriver à une conclusion différente ni si les consultations auraient pu durer plus longtemps ou mieux se dérouler. Il s'agit de répondre à la question de savoir si la décision d'approuver le projet et le justificatif offert sont acceptables et défendables compte tenu de la législation applicable, de la preuve présentée à la Cour et des circonstances ayant une incidence sur le contrôle selon la norme de la décision raisonnable[92].

Ce qui reste incertain, cependant, c'est de savoir si ce repli de l'obligation de consulter dans l'évaluation du bien-fondé de l'approbation est destiné à signaler qu'il n'y a pas de place pour des contestations distinctes du caractère raisonnable, d'une part, du processus de consultation et, d'autre part, de la détermination de fond.

Par la suite, la Cour a appliqué l'approche contextuelle de l'arrêt *Vavilov* à la conduite du contrôle selon la norme de la décision raisonnable[93]. À cet égard, la Cour a reconnu l'insistance de l'arrêt *Vavilov* sur le fait que la toile de fond de cette évaluation doit commencer par les raisons de la décision et s'y concentrer[94]. Elle a également souligné la pertinence de l'identification par la Cour précédente de ce qui était nécessaire dans le cadre d'un « processus de consultation bref et efficace[95] » pour remédier aux lacunes du premier processus. Il s'en est suivi une liste et une application de celles qui, parmi les considérations contextuelles de l'arrêt *Vavilov*, étaient pertinentes pour une évaluation du second processus d'approbation.

Ici, la Cour a commencé avec la loi habilitante et son attribution implicite de la primauté au gouverneur en conseil, et non aux tribunaux,

---

[87] *Ibid* au para 25.

[88] *Ibid* au para 26.

[89] *Ibid* au para 27.

[90] *Ibid* au para 28.

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

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

[93] *Ibid* aux para 32–63.

[94] *Ibid* au para 31.

[95] *Ibid* au para 32.

pour une détermination sur le fond incluant comme partie intégrante l'évaluation du caractère adéquat de la consultation[96]. Ensuite, la Cour est passée au droit concernant le contenu procédural de l'obligation de consulter[97], droit qui, dans un certain sens, correspondait aux normes d'équité procédurale en droit administratif, mais qui insistait sur le fait que, selon la norme de la décision raisonnable, la perfection n'était pas attendue[98]. Plus généralement, dans ce qui trouve des parallèles dans l'affaire *Rogers Communications Canada Inc. v Ontario Energy Board*[99], dont il a été question précédemment, les personnes ayant pris part à la conception et à la mise en œuvre du processus suivi devaient bénéficier d'une « marge de manœuvre[100] » ou, ce qui a été décrit dans d'autres formulations du contrôle selon la norme de la décision raisonnable, d'une « marge d'appréciation[101] ». D'autre part, le processus de consultation doit démontrer que « les droits revendiqués par les peuples autochtones » ont été « pris en compte et traités… de manière significative[102] ». D'autres mots et expressions tirés de la jurisprudence abondante ont ensuite suivi, la Cour ayant précisé ce qu'impliquaient les termes « significatif » et « raisonnable » : « bonne foi[103] », « dialogue[104] », « de se pencher sur les réelles préoccupations[105] ». Quant aux situations où une « consultation approfondie[106] » était nécessaire, la Cour a défini des étapes procédurales spécifiques mais non contraignantes :

- la possibilité de présenter des observation;
- la participation officielle à la prise de décisions;
- la présentation de motifs montrant que les préoccupations des Autochtones ont été prises en compte et précisant quelle a été l'incidence de ces préoccupations sur la décision;
- un mécanisme de résolution des différends tel que la médiation ou autre processus administratif doté de décideurs neutres[107].

Fournir un contexte ou encadrer tout cela[108] sont les objectifs énoncés dans l'arrêt fondateur de la Cour suprême du Canada sur l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder, *Nation haïda c Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)* :

> [Qu'est-ce] qui est nécessaire pour préserver l'honneur de la Couronne et pour concilier les intérêts de la Couronne et ceux des Autochtones[?][109]

Il s'ensuit une longue analyse des concepts « d'honneur de la Couronne[110] » et de « réconciliation[111] ». Il convient de souligner que la Cour reconnaît continuellement la proposition selon laquelle un engagement envers la réconciliation :

> … n'exige pas qu'on en arrive à une fin particulière[112].

---

[96] *Ibid* aux para 33–36.

[97] *Ibid* aux para 37–46.

[98] *Ibid* au para 38.

[99] *Supra* note 52.

[100] *Supra* note 86 au para 38.

[101] Dans le contexte de la révision des organismes de réglementation de l'énergie et de la saga Northern Gateway, voir l'arrêt des juges d'appel Dawson et Stratas dans *Nation Gitxaala c Canada*, 2016 CAF 187 au para 6.

[102] *Supra* note 86 au para 40.

[103] *Ibid* au para 41.

[104] *Ibid*.

[105] *Ibid*.

[106] *Ibid*.

[107] *Ibid*.

[108] *Ibid*.

[109] *Supra* note 82 au para 45

[110] *Première Nation Coldwater*, *supra* note 86 aux para 43–46.

[111] *Ibid* aux para 47–56.

[112] *Ibid* au para 53.

Cela voudrait dire que les peuples autochtones :

> … auraient en fait un droit de veto sur les projets tels que celui-ci[113].

Cela a conduit la Cour à reconnaître qu'il fallait éviter d'imposer une norme trop stricte dans l'évaluation des consultations. Cela risquerait de créer un droit de veto *de facto*[114]. De plus, il en va de même dans le cadre du processus d'accommodement[115]. En passant, cependant, et j'y reviendrai plus tard, la question du droit de veto a refait surface avec l'introduction du projet de loi C-15 et sa prétendue incorporation dans la législation canadienne des droits et obligations énoncés dans la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*.

La Cour a ensuite noté que l'approbation du gouverneur en conseil ne marquait pas la fin de l'obligation de consulter; il y aurait des obligations de consulter pendant toute la durée du projet[116]. De même[117], par rapport à la spécification de l'arrêt *Vavilov* sur l'importance de la décision en cours d'examen pour les personnes concernées en tant que facteur contextuel[118], il y avait la possibilité que le processus de consultation et d'accommodement puisse déboucher sur des « relations à long terme bénéfiques[119] » entre la Couronne et les groupes autochtones et, probablement aussi, les partisans.

Par la suite, la Cour d'appel a procédé à une analyse détaillée du processus qui avait été suivi en réponse aux lacunes relevées dans le précédent jugement de la Cour d'appel. Je ne m'attarderai pas à cet examen dans ce contexte. Cependant, les conditions de la décision finale de la Cour sont pertinentes pour comprendre comment cette Cour a conçu l'approche du contrôle selon la norme de la décision raisonnable avec déférence :

> Comme le gouverneur en conseil l'a expliqué dans les attendus du décret et la note explicative, et comme le démontre le dossier dont sous somme saisis, le gouverneur en conseil pouvait, de façon raisonnable, conclure qu'on avait corrigé convenablement les lacunes limitées que notre Cour avait signalées [lors du contrôle judiciaire précédent] et qu'il y avait eu une consultation raisonnable et véritable.

En reconnaissance de l'admonition de *Vavilov* selon laquelle le contrôle selon la norme de la décision raisonnable devrait commencer par les motifs, il convient également de noter que l'évaluation par la Cour de la question de savoir si la décision du gouverneur en conseil était raisonnable commence par la proposition suivante :

> Les explications du gouverneur en conseil ne révèlent pas d'erreur de raisonnement ou de logique semblable à celles que la Cour suprême mentionne dans *Vavilov*[120].

Il suffit de dire en conclusion que le modèle de la Cour pour la conduite du contrôle selon la norme de la décision raisonnable des questions de consultation et d'accommodement fournit une base éminemment pratique pour les futurs tribunaux traitant de ces questions conformément à l'esprit de *Vavilov*. Certes, il peut rester des problèmes quant à l'emplacement précis de la ligne de démarcation entre le contrôle selon la norme de la décision correcte et celle de décision raisonnable dans ce contexte. Cependant, à aucun moment de l'élaboration de la révision de décision raisonnable par renvoi à plusieurs des facteurs contextuels de *Vavilov* la Cour ne succombe-t-elle à la tentation d'un contrôle selon la norme de la décision correcte déguisée. La pomme pendouillait, mais elle a été reconnue et personne ne l'a croquée.

---

[113] *Ibid*.

[114] *Ibid* au para 54.

[115] *Ibid* au para 58.

[116] *Ibid* au para 61.

[117] *Ibid* aux para 62–63.

[118] *Supra* note 3 aux para 133–35.

[119] *Première Nation Coldwater*, *supra* note 86 au para 62.

[120] *Ibid* au para 66.

Dérogation législative

Dans la revue de l'année dernière, j'ai cité le blogue de Nigel Bankes[121], dans lequel il critiquait le fait que l'arrêt *Vavilov* soumette les appels prévus par la loi des décideurs administratifs au contrôle selon la norme de la décision correcte sur des questions de droit, et, plus généralement, aux normes de contrôle des tribunaux d'appel pour les jugements en matière de droit civil, tel qu'il est défini dans l'affaire *Housen c Nikolaisen*. Par principe, cela était malavisé et soulèverait de toute façon ses propres problèmes d'application. Le professeur Bankes a cependant reconnu que la majorité dans l'arrêt *Vavilov* avait laissé la place à une précision législative d'autres normes de révision pour les appels prévus par la loi[122].

Dans la foulée immédiate de *Vavilov*, les législateurs ne se sont pas précipités pour accepter cette offre. Cependant, il y a un exemple en Alberta qui a un impact tangentiel sur le droit et la réglementation de l'énergie. L'article 19 de la partie 4 – Appel et révision judiciaire de la *Land and Property Rights Tribunal act*[123], une loi qui fusionne en un seul tribunal quatre tribunaux de réglementation foncière auparavant séparés (y compris le Surface Rights Board[124]), prévoit :

> Lors d'une demande de contrôle judiciaire ou d'autorisation d'appel d'une décision ou d'une ordonnance du Tribunal ou lors d'un appel d'une décision ou d'une ordonnance du Tribunal, la norme de contrôle à appliquer est celui de la décision raisonnable [traduction].

Ce qui est immédiatement frappant dans cette disposition, c'est son application d'une norme universelle de décision raisonnable dans tout le spectre de contrôle judiciaire des décisions du Tribunal en vertu de la *Loi* : contrôle judiciaire, appels prévus par la loi et même demandes d'autorisation d'appel. L'une des conséquences est que, dans le domaine des appels prévus par la loi, l'arrêt *Vavilov* est par voie législative annulé. Cela signifie que non seulement sur les questions de droit pure, mais aussi sur les questions de fait et les questions mixtes de droit et de fait, l'arrêt *Housen c Nikolaisen*[125] ne sera plus applicable. La norme de la décision raisonnable sera la norme universelle; il ne s'agira pas de la norme de la décision correcte sur des questions de droit pur ou d'une « erreur manifeste et dominante » pour les questions de fait, de discrétion et mixtes de droit et de fait.

Cependant, cette imposition d'une norme universelle de la décision raisonnable soulève une autre question plus générale : Qu'il s'agisse d'appels prévus par la loi ou de demandes de contrôle judiciaire, est-il constitutionnellement admissible pour un législateur de substituer le contrôle selon la norme de la décision raisonnable au contrôle selon la norme de la décision correcte en ce qui concerne les catégories de l'arrêt *Vavilov* pour lesquelles la décision correcte est la norme de contrôle appropriée :

> les questions constitutionnelles, les questions de droit générales d'une importance capitale pour le système juridique dans son ensemble, et les questions liées aux délimitations des compétences respectives d'organismes administratifs[126].

Il reste à voir, si et quand cette question se posera dans le contexte du Tribunal des droits fonciers et de propriété, comment une cour de révision y répondra.

Il est intéressant de noter que dans le domaine fédéral, dans le projet de loi C-11, dont la partie 2 est la *Loi sur le Tribunal de la protection des renseignements personnels et des données*, la section 102(2) prévoit que, pour les appels

---

[121] David Mullan, « Évaluation du droit administratif relatif au droit et à la réglementation de l'énergie en 2019 » (2020) 8:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 30, en ligne (pdf) : *ERQ* <www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2020/04/ERQ_Volume-8_Numero-1-2020.pdf>.

[122] *Supra* note 6.

[123] SA 2020, c L-2.3, édicté par l'article 6 de la *Red Tape Reduction Implementation Act, 2020 (No. 2)*, SA 2020, c 39 (qui a reçu la sanction royale le 9 décembre 2020).

[124] Les autres étaient le Land Compensation Board, le Municipal Government Board et le New Home Buyer Protection Board.

[125] *Supra* note 7.

[126] *Supra* note 3 au para 53.

au Tribunal, la norme de contrôle pour les questions de droit sera la décision correcte, et, pour les questions de fait et les questions mixtes de droit et de fait, « l'erreur manifeste et dominante » – un mandat législatif de la norme de révision des appels civils dans *Housen c Nikolaisen*. Le projet de loi ne dit rien sur la norme de contrôle à appliquer par la Cour fédérale aux demandes de contrôle judiciaire de la décision du Tribunal. Si cette disposition est adoptée dans sa forme actuelle, cela soulèvera sans aucun doute des questions quant à savoir si le rôle de la cour de révision sera d'évaluer la décision en appel en se référant aux mêmes normes que le Tribunal lui-même était tenu d'appliquer ou si le Tribunal aura droit à la présomption d'un contrôle selon la norme de la décision raisonnable non seulement pour sa détermination des questions de droit mais aussi pour ses décisions sur des questions mixtes de fait et de droit.

Il convient également de noter les recommandations du rapport final de janvier 2021 du Groupe de travail sur la modernisation des marchés financiers de l'Ontario. En proposant qu'il y ait un tribunal d'arbitrage séparé établi dans le cadre de la réglementation des valeurs mobilières en Ontario[127], le Groupe de travail, en référence à l'arrêt *Vavilov*, recommande de rétablir la décision raisonnable comme norme de contrôle pour les questions de droit dans tout appel devant les tribunaux des décisions du tribunal recommandé[128]. Cette formulation laisse alors de côté la question de savoir si la norme de contrôle pour les questions de fait, de discrétion ou mixtes de droit et de fait serait également la norme de la décision raisonnable, ou la norme *Housen c Nikolaisen* d'erreur manifeste et dominante.

Il est intéressant de noter que le Groupe de travail ne fait pas référence à cette question mais indique clairement que la norme de contrôle prévue par la loi ne devrait pas s'appliquer aux questions de justice naturelle ou d'équité procédurale, ni à aucune des catégories existantes de décision correcte fondées sur la primauté du droit de l'arrêt *Vavilov*.[129] Cela permet au moins d'éviter la question posée ci-dessus en ce qui concerne la désignation de la norme de contrôle dans la *Loi* établissant le Land and Property Rights Tribunal de l'Alberta.

Il reste maintenant à voir si l'initiative albertaine ou des versions de celle-ci sont reprises par rapport à d'autres tribunaux et organismes (y compris les organismes de réglementation de l'énergie), non seulement dans cette province mais aussi plus largement dans tout le Canada. Cependant, si un territoire de compétence souhaite un retour à la position d'avant l'arrêt *Vavilov*, Nigel Bankes[130], en se référant à l'Alberta Utilities Commission, a une solution élégante :

> **Norme de contrôle en appel**
>
> 29A Nonobstant l'utilisation du mot « appel » dans l'article 29, la Cour d'appel applique à un appel la même norme de contrôle que celui qui s'appliquerait à une demande de contrôle judiciaire en vertu de la partie 3, section 2 des Règles de procédure de la Cour. [traduction]

DROITS DES PEUPLES AUTOCHTONES ET RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

Ce n'est pas seulement en ce qui concerne l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder, que les organismes de réglementation de l'énergie doivent faire face aux questions qui touchent les peuples autochtones. En 2020, ce point a été souligné dans deux contextes assez différents, mais pas totalement sans rapport, que j'aborderai dans cette section.

La Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (« DNUDPA »)

De diverses façons, depuis son adoption par l'Assemblée générale des Nations Unies le 13 septembre 2007, la DNUDPA a occupé une place importante dans le discours sur l'avenir

[127] Walied Soliman et al., « Groupe de travail sur la modernisation relative aux marchés financiers – Rapport final » (janvier 2021) à la p 22, en ligne (pdf) : *Gouvernement de l'Ontario* <files.ontario.ca/books/mof-capital-markets-modernization-taskforce-final-report-fr-2021-01-22-v2.pdf>.

[128] *Ibid* aux pp 25–26.

[129] *Ibid*.

[130] *Supra* note 6.

de la réglementation de l'énergie au Canada. Les dispositions de la DNUDPA relatives au « consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause » ont été le principal point chaud. L'article 19 prévoit ce qui suit :

> Les États se concertent et coopèrent de bonne foi avec les peuples autochtones intéressés – par l'intermédiaire de leurs propres institutions représentatives – avant d'adopter et d'appliquer des mesures législatives ou **administratives** susceptibles de concerner les peuples autochtones, afin d'obtenir leur consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause [je souligne].

De même, par l'article 32, les États s'engagent :

> … [à] consult[er] les peuples autochtones concernés et [à] coop[érer] avec eux de bonne foi par l'intermédiaire de leurs propres institutions représentatives, en vue d'obtenir leur consentement, donné librement et en connaissance de cause, avant l'approbation de tout projet ayant des incidences sur leurs terres ou territoires et autres ressources, notamment en ce qui concerne la mise en valeur, l'utilisation ou l'exploitation des ressources minérales, hydriques ou autres.

Ce sont ces dispositions qui ont conduit au refus initial du Canada de souscrire à la Déclaration. La principale préoccupation était que, si elles étaient incorporées dans le droit canadien, elles donneraient en fait aux peuples autochtones un droit de veto sur l'approbation administrative ou législative de tout projet ayant des répercussions sur leurs droits, leurs revendications et leurs intérêts. L'exigence apparente de « consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause » l'emporterait sur la position adoptée par la Cour suprême du Canada selon laquelle l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder ne confère pas aux peuples autochtones un droit illimité de refuser de consentir à tout projet qui touche leurs droits en vertu de l'article 35 et d'autres droits constitutionnels.

Cependant, malgré la perpétuation de ces préoccupations quant à l'impact de l'adoption de la DNUDPA dans le cadre du droit interne canadien, le Canada a finalement approuvé la Déclaration en 2010 de façon nuancée. Cinq ans plus tard, le programme électoral des libéraux promettait la mise en œuvre de la Déclaration, ce qui a été réitéré lors de la campagne électorale de 2019. Entre-temps, en 2016, le Canada avait inscrit un appui sans réserve à la Déclaration aux Nations Unies. Par la suite, la Colombie-Britannique a promulgué une loi intégrant la Déclaration dans son droit[131]. À Ottawa, un projet de loi émanant des députés [132] visant à intégrer la Déclaration dans le droit canadien avait été adopté par la Chambre des communes en 2018, mais il est finalement mort au feuilleton lorsque le Parlement a été dissous lors du déclenchement des élections à l'automne 2019.

Puis, finalement, le 3 décembre 2020, le gouvernement a présenté à la Chambre des communes le projet de loi C-15, *Loi concernant la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*[133].

Dans le résumé du ministère de la Justice annexé au projet de loi, il est indiqué que, lorsqu'il sera promulgué, le Canada s'engagera à « prendre les mesures nécessaires pour veiller à ce que les lois fédérales soient compatibles » avec la Déclaration. L'article 4(a) prévoit ensuite que la législation a notamment pour objet :

> de confirmer que la Déclaration constitue un instrument international universel en matière de droits de la personne qui trouve application dans le droit canadien.

---

[131] *Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act*, SBC 2019, c 44.

[132] PL C-262, *Loi visant à assurer l'harmonie des lois fédérales avec la Déclaration des Nations Unies sur les droit des peuples autochtones*, 1re sess, 42e parl, 2019 (adoptée par la Chambre des communes le 11 juin 2019).

[133] PL C-15, *Loi concernant la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, 2e sess, 43e parl, 2020 (première lecture le 3 décembre 2020).

Cela fait suite et semble aller un peu plus loin que l'un des nombreux attendus du préambule de la Loi :

> Attendu qu'il y a lieu de confirmer que la Déclaration est une source **d'interprétation** du droit canadien [je souligne].

Cependant, le ministère de la Justice[134], dans son entrée sur le site Web expliquant le projet de loi et ses objectifs, semblait considérer que l'impact du projet de loi ne donnait pas effet à l'exigence du « consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause ».

> Des renvois au « consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause » figurent dans l'ensemble de la Déclaration. Cette expression souligne l'importance de reconnaître et d'assurer le respect des droits des peuples autochtones et de veiller à ce que les peuples autochtones participent effectivement et de manière significative aux décisions qui les concernent, ainsi que leurs communautés et territoire.
>
> … Une fois adopté, ce projet de loi ne modifierait pas l'obligation actuelle du Canada de consulter les groupes autochtones ou les autres obligations de consultation et de participation énoncées dans d'autres mesures législatives, comme la nouvelle Loi sur l'évaluation d'impact.

Lors d'une séance d'information technique sans attribution pour la presse, un haut fonctionnaire du gouvernement aurait déclaré de façon assez remarquable :

> … le projet de loi n'est pas écrit pour faire de la DNUDPA une partie du droit fédéral canadien, mais désigne plutôt la Déclaration comme un instrument des droits de la personne que les gouvernements et les tribunaux peuvent utiliser pour guider l'élaboration et l'interprétation du droit canadien[135] [traduction].

Quoi qu'il en soit, le ministre de la Justice aurait dit à la presse :

> … une consultation significative est ce qui est incarné dans le consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause. Le mot « veto » n'existe pas dans le document[136] [traduction].

Cependant, comme l'indique un éditorial du *Globe and Mail* :

> Le problème est que le mot « consentement » a un sens. Il signifie normalement le pouvoir de dire oui ou non, point final[137] [traduction].

Néanmoins, je suppose qu'une interprétation tendancieuse des dispositions pertinentes de la Déclaration pourrait cependant être que les mots « **en vue d'obtenir** leur consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause » devraient être lus comme « **s'efforcer de bonne foi d'obtenir** leur consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause » ou « **dans le but d'obtenir** leur consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause ». Ainsi, par exemple, les obligations imposées par le projet de loi pourraient être considérées comme ne donnant pas de droit de veto mais permettant de perpétuer les principes existants de la Cour suprême concernant l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder. Toutefois, à mon avis, cela pourrait être trop ambitieux. Ce qui est également clair, c'est que si le projet de loi devient une loi, il y aura presque inévitablement des procédures réglementaires et des litiges dans lesquels les groupes autochtones

---

[134] Ministère de la Justice, « Projet de loi C-15 – Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones » (dernière modification le 26 janvier 2021), en ligne : *Gouvernement du Canada* <www.justice.gc.ca/fra/declaration/apropos-about.html>.

[135] Ryan Patrick Jones, « Liberals introduce bill to implement UN Indigenous rights », *CBC News* (3 décembre 2020), en ligne : <www.cbc.ca/news/politics/liberals-introduce-undrip-legislation-1.5826523>.

[136] « Question for the Trudeau government: What does UNDRIP stand for? », *The Globe and Mail* (7 décembre 2020), en ligne : <www.theglobeandmail.com/opinion/editorials/article-question-for-the-trudeau-government-what-does-undrip-stand-for/>.

[137] *Ibid*.

demanderont aux organismes de réglementation et aux juges leur version de la signification de la formulation critique et que cela crée en fait un pouvoir de veto.

L'honneur de la Couronne – Au-delà de l'obligation de consulter et d'accommoder

Dans l'affaire *Fort McKay First Nation v Prosper Petroleum Ltd.* [138], la Première Nation a fait appel d'une décision de l'Alberta Energy Regulator (AER) approuvant (sous réserve de l'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil[139]) un projet de récupération du bitume qui serait situé à proximité des réserves de Moose Lake de la Première Nation. La Première Nation a fait valoir que l'AER avait refusé à tort d'examiner si l'honneur de la Couronne exigeait que le projet ne soit pas approuvé avant la conclusion des négociations en cours entre la Première Nation et le gouvernement de l'Alberta sur la création d'un plan de gestion de l'accès à Moose Lake (PGAML) « pour traiter des effets cumulatifs de l'exploitation des sables bitumineux sur les huit droits issus de traités de la Première Nation[140] »[traduction].

En ce qui concerne la procédure, Prosper[141] et l'Alberta[142] ont fait valoir que la question de savoir si l'honneur de la Couronne était engagé et si la décision touchait à l'honneur dépassait la compétence de l'AER. L'article 21 de *l'Energy Development Act*[143] stipule que l'AER n'a pas compétence pour examiner l'adéquation de la consultation de la Couronne dans les affaires qui lui sont soumises. La raison de cette disposition était l'attribution de cette responsabilité et, plus généralement, de la gestion des consultations à l'Aboriginal Consultation Office[144].

Cependant, la Cour d'appel a déterminé que cela ne dispensait pas l'AER d'examiner d'autres « questions pertinentes concernant les peuples autochtones[145] » [traduction] découlant de son mandat. Dans la mesure où la Première Nation invoquait l'honneur de la Couronne, bien que l'honneur de la Couronne ne donne pas lieu à une « cause d'action indépendante[146] » [traduction], il ne se limitait pas à assurer l'accomplissement de l'obligation de consulter. Il a été reconnu comme pertinent dans trois autres situations[147]. Il peut donner lieu à une obligation fiduciaire lorsque la Couronne « assume des pouvoirs discrétionnaires à l'égard d'un intérêt autochtone particulier ». Il « régit l'élaboration et la mise en œuvre de traités ». Il « exige également que la Couronne agisse de manière à atteindre l'objectif visé par les traités et les concessions d'origine législative accordées aux peuples autochtones ». De plus, il ne s'agissait pas d'un cas où la Première Nation s'appuyait sur l'obligation de consulter. En ce qui concerne les trois autres situations liées à l'honneur de la Couronne, la Première nation fondait sa revendication sur l'affirmation qui engageait la mise en œuvre des obligations contenues dans le Traité 8[148]. Cela mis à part, ses revendications avaient un fondement plus large dans le sens où la Première Nation affirmait, sur la base du principe de réconciliation, que l'AER aurait dû évaluer « si le processus du PGAML était pertinent pour déterminer si le projet était dans l'intérêt du public[149] » [traduction]. La Cour

[138] 2020 ABCA 163. Pour d'autres commentaires sur cet arrêt, voir Nigel Bankes, « The AER Must Consider the Honour of the Crown » (28 avril 2020), en ligne (blogue) : *ABlawg* <ablawg.ca/2020/04/28/the-aer-must-consider-the-honour-of-the-crown/>; voir aussi Martin Ignasiak, Sander Duncanson et Jesse Baker, « Les projets liés aux ressources et l'honneur de la Couronne » (2020) 8:3 Publication Trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 49, en ligne (pdf) : *ERQ* <www.energyregulationquarterly.ca/wp-content/uploads/2020/09/ERQ_Volume-8_Num%C3%A9ro-3-2020.pdf>.

[139] En vertu du paragraphe 10(3) de la *Oil Sands Conservation Act*, RSA 2000, c O-7.

[140] *Supra* note 138 au para 1.

[141] *Ibid* au para 32.

[142] *Ibid* au para 34.

[143] SA 2012, c R-17.3.

[144] Un bureau au sein du ministère des Relations autochtones : *supra* note 138 au para 49.

[145] *Ibid* au para 57

[146] *Ibid* au para 54.

[147] *Ibid* au para 53

[148] *Ibid* au para 56.

[149] *Ibid* au para 57.

a également rejeté l'argument selon lequel ces questions étaient du ressort du Cabinet lorsqu'il s'agissait de déterminer s'il devait donner effet à l'approbation du projet par l'AER[150].

Comme l'AER n'avait jamais abordé ces questions[151], la ligne de conduite appropriée était de renvoyer l'affaire pour réexamen en tenant compte de « l'honneur de la Couronne et du PGAML[152] » [traduction].

Dans son accord, la juge Greckol est allée un peu plus loin que les deux autres membres de la Cour d'appel. Selon elle, la Première Nation avait établi que l'honneur de la Couronne en ce qui concerne la mise en œuvre du traité avait été engagé[153]. La majorité a préféré laisser à l'AER le soin de réexaminer la question du seuil, un réexamen qui se ferait sur la base d'un dossier de preuve complet qui n'a pas encore été élaboré[154].

La confiance en l'honneur de la Couronne a également fait surface dans le contexte d'une décision de l'Alberta Utilities Commission (AUC) qui a donné l'autorisation d'interjeter appel auprès de la Cour d'appel : *AltaLink Management Ltd. v Alberta Utilities Commission*[155]. Le litige est né de la cession par AltaLink d'une participation dans une partie d'une ligne de transport d'électricité à deux Premières Nations. Ce transfert a entraîné des frais d'audit et d'audience annuels supplémentaires en raison du partenariat entre AltaLink et les deux Premières Nations. En approuvant le transfert, la Commission a décidé que ces coûts supplémentaires ne devaient pas être assumés par les contribuables mais par le partenariat. Cette décision a été contestée notamment parce qu'elle ne respectait pas l'honneur de la Couronne. L'AUC, a-t-on affirmé, aurait dû agir sur une base plus globale et en se référant particulièrement à l'intérêt public dans la création de tels partenariats entre les services publics réglementés et les Premières Nations[156]. Fondamentalement, l'affirmation était que l'intérêt public dans de tels efforts de réconciliation devrait conduire à ce que les coûts supplémentaires soient assumés par les contribuables, et non par le partenariat.

Si cet appel aboutit, cela pourrait très bien laisser présager des appels plus fréquents à l'honneur de la Couronne dans les procédures réglementaires mettant en cause les droits, les revendications et les intérêts des peuples autochtones. Le processus, non pas au sens de la mécanique de la consultation mais du canevas sur lequel se déroule cette prise de décision (l'éventail des facteurs pertinents), pourrait s'étendre considérablement.

AUTRES QUESTIONS RELATIVES AU PROCESSUS ET AUX MESURES CORRECTIVES

Demandes d'autorisation d'appel

En accordant l'autorisation d'appel dans l'affaire *AltaLink Management Ltd. v Alberta Utilities Commission*[157], le juge Strekaf a fait référence aux cinq facteurs que la Cour d'appel de l'Alberta a généralement pris en compte pour déterminer s'il fallait accorder l'autorisation d'appel d'une décision de réglementation de l'énergie[158] et, peu de temps après, a fourni les

[150] *Ibid* aux para 62–67.

[151] *Ibid* aux para 68–71.

[152] *Ibid* au para 71.

[153] *Ibid* aux para 72–83.

[154] *Ibid* au para 70.

[155] 2019 ABCA 482.

[156] *Ibid* aux para 13–14.

[157] *Ibid* au para 10.

[158] a.si la question en appel est importante pour la pratique;
b.si la question soulevée est importante pour l'action même;
c.si l'appel est valable en droit de prime abord;
d.si l'appel nuira indûment au progrès de l'action;
e.la norme de contrôle en appel qui sera appliquée au fond.

Dans une enquête antérieure, j'ai abordé divers aspects de ce critère : David J. Mullan, « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la règlementation de l'énergie en 2017 » (2018) 6:1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 21 aux pp 35–37.

raisons pour lesquelles la demande avait été acceptée. Cela contraste fortement avec certains autres arrêts de juges uniques de la Cour sur des demandes d'autorisation, en particulier dans les cas où l'autorisation est refusée.

L'arrêt du juge Watson dans l'affaire *FortisAlberta Inc. v Alberta (Utilities Commission)*[159] illustre bien ce contraste. En se concentrant largement sur le troisième critère (« le recours vaut *prima facie* d'être instruit ») de la liste des considérations pertinentes, le juge Watson[160] a procédé à ce qui était à toutes fins utiles un examen approfondi, fondé sur la jusridprudence, du bien-fondé du principal motif sur lequel l'autorisation d'interjeter appel a été demandée.

Il est intéressant de se demander si l'objectif d'imposer une obligation d'autorisation légale est bien servi par un examen aussi approfondi du bien-fondé. Dans la mesure où cela permet aux demandeurs de comprendre pourquoi ils risquent de perdre sur le fond des motifs pour lesquels ils demandent l'autorisation, cela peut peut-être être justifié dans le sens où des motifs adéquats, même s'ils ne viennent pas de la personne avec laquelle vous vouliez traiter votre appel, peuvent apaiser la déception du perdant. Cela peut également servir à souligner que, si les motifs de première instance étaient discutables, il y avait néanmoins d'autres très bonnes raisons pour lesquelles le demandeur avait mérité de perdre en première instance. Cela aussi peut rendre plus acceptable le refus de l'accès à un appel en bonne et due forme.

D'autre part, à l'avenir, dans la mesure où le juge des requêtes se prononcera sur le fond de l'affaire, il y aura, si la même question se pose à nouveau, des questions quant à la valeur de précédent de ces prononcés. Il faut également se demander dans quelle mesure la longue élaboration de motifs pour accorder ou refuser l'autorisation d'interjeter appel constitue une utilisation appropriée du temps judiciaire, étant donné que les dispositions relatives à l'autorisation d'interjeter appel sont généralement perçues comme un filtre contre les appels ayant peu ou pas de chance d'atteindre le niveau suivant. Si l'affaire ne mérite pas le temps de la Cour d'appel, pourquoi un tiers ou plus de ce temps devrait-il être transféré juge des autorisations ou repris par celui-ci pour un exposé en détail du bien-fondé des motifs d'appel?

Soulever de nouvelles questions lors d'une demande de contrôle judiciaire ou d'un appel prévu par la loi

Comme mentionné précédemment, l'affaire *Planet Energy (Ontario) Corp. v Ontario Energy Board*[161] a soulevé la question de savoir si la Commission avait imposé une pénalité administrative hors délai. L'article 112.5(2) de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*[162] stipule :

> La Commission ne doit pas rendre d'ordonnance en vertu du paragraphe (1) à l'égard d'une contravention plus de deux ans après celle des dates suivantes qui est postérieure à l'autre :
>
> a) la date à laquelle la contravention a été commise;
>
> b) la date à laquelle les preuves de la contravention ont été portées pour la première fois à la connaissance de la Commission.

Planet Energy n'avait pas soulevé cette question lors de l'audience devant la Commission étant donné que le délai de prescription n'avait pas expiré, et ne l'avait fait que lorsque la décision de la Commission était encore en suspens. Cela a conduit Planet Energy à soutenir que la situation était une exception au principe normal selon lequel toutes les questions doivent être soulevées devant le décideur administratif; que ni sur une demande de contrôle judiciaire ni, comme ici, sur un appel prévu par la loi[163], elles ne pouvaient être avancées pour la première fois devant la cour de révision.

---

[159] 2020 ABCA 271. Voir aussi *Milner Power Inc. v Alberta (Utilities Commission)*, 2019 ABCA 127.

[160] *Ibid* aux para 81–111.

[161] *Supra* note 23.

[162] *Supra* note 25.

[163] Voir *Rowan v Ontario Securities Commission*, 2012 ONCA 208 aux para 70-71, 77, et cité par la juge Swinton, *supra* note 23 au para 20.

En rejetant cet argument[164], la juge Swinton a exposé les motifs qui sous-tendent la position acceptée. Permettre que l'affaire soit plaidée pour la première fois devant la cour de révision signifierait que la cour irait à l'encontre du choix du législateur de laisser ces questions en première instance à la décision de la Commission ou du tribunal. Cela signifierait également que la cour de révision ne bénéficierait pas de la position de la Commission ou du tribunal sur la question contestée. Enfin, dans certains cas, cela pourrait nuire à la capacité de l'intimé à présenter des preuves pertinentes et conduire le tribunal à devoir examiner l'affaire en se fondant sur un dossier incomplet[165].

En réponse à la demande de Planet Energy de traiter cette situation comme une situation exceptionnelle, la juge Swinton a rejeté un argument basé sur le temps que la Commission prend normalement pour rendre une décision. La norme de rendement sur laquelle l'avocat s'est basé était pour le tarif, et non pour la procédure d'application[166]. Deuxièmement, elle a reproché à l'appelante de ne pas avoir attiré l'attention de la Commission sur le problème potentiel à l'approche de l'expiration du délai de prescription[167]. Alternativement, l'appelant aurait pu demander à la Commission de reconsidérer sa décision, comme le prévoit la *Loi*[168]. À cet égard, la Cour a rejeté comme principe général la position prise par la Cour d'appel de l'Alberta dans l'affaire *Alberta Power Ltd. v Alberta (Public Utilities Board)*[169] selon laquelle l'existence d'un pouvoir de réexamen ou de révision n'empêchait pas l'exercice d'un droit d'appel devant les tribunaux. Dans les circonstances de cette procédure, un réexamen aurait dû être demandé. Enfin[170], la juge Swinton a rejeté l'argument selon lequel une exception devrait être faite étant donné que ce qui était en jeu était une « pure question de droit » sur laquelle, depuis l'arrêt *Vavilov*, la norme de contrôle serait celle de la décision correcte. Même en admettant qu'il s'agisse d'une pure question de droit soumise à la norme de la décision correcte, cela ne tenait pas compte du fait que :

> … la Commission est un tribunal expert et hautement spécialisé qui peut aider la Cour dans l'exercice de l'interprétation des lois en fournissant un contexte et une considération des diverses interprétations[171] [traduction].

Quoi qu'il en soit, elle a déclaré qu'il ne s'agissait pas d'une pure question de droit puisque, par référence à la disposition sur la prescription, il fallait déterminer à quel moment, en fait, la Commission disposait de la preuve de la contravention en question[172].

Pour étayer cette analyse, la juge Swinton a noté que l'article n'avait jamais été interprété par la Commission et a décrit certaines des difficultés pour donner un sens ou un effet à ce qu'elle a décrit comme une « disposition inhabituelle[173] ». Néanmoins, le rejet par la Cour divisionnaire des arguments de l'appelant sur cette question me semble se jouer dans un mouchoir de poche. Cependant, il illustre certainement comment la déférence à l'égard des prérogatives décisionnelles d'un organisme

---

[164] *Supra* note 23 aux para 16–34.

[165] Pour un autre examen récent de cette question dans le contexte d'une contestation fondée sur la Charte soulevée pour la première fois dans une procédure de contrôle judiciaire, voir l'arrêt du juge Stratas dans *Forest Ethics Advocacy Association c Canada (Office national de l'énergie)*, 2014 CAF 245 aux para 37 et s. J'ai formulé un commentaire sur cette question dans « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la réglementation de l'énergie en 2014 », *supra* note 40. Le précédent principal de la Cour suprême du Canada sur cette question demeure le jugement du juge Rothstein dans *Alberta (Information and Privacy Commissioner) c Alberta Teachers' Federation*, 2011 CSC 61 aux para 23–28, une cause dans laquelle une exception a été faite à la position normale. La juge Swinton le cite et en fait la distinction, *supra* note 23 aux para 17–19.

[166] *Supra* note 23 aux para 21–22.

[167] *Ibid* au para 23.

[168] *Ibid* aux para 24–25.

[169] 1990 ABCA 33 aux para 7–8.

[170] *Supra* note 23, aux para 26–33.

[171] *Ibid* au para 26.

[172] *Ibid*.

[173] *Ibid* au para 27.

de réglementation fondées sur le choix législatif de l'instrument de réglementation peut jouer un rôle dans l'exercice des pouvoirs discrétionnaires de procédure et de redressement sur les contrôles judiciaires et les appels prévus par la loi des tribunaux et des organismes.

La distinction faite par la juge Swinton concernant l'arrêt de la Cour d'appel de l'Alberta dans l'affaire *Alberta Power Ltd.* soulève également la question de savoir si, lorsqu'il y a accès à un contrôle ou à un réexamen au sein du tribunal, le point de départ devrait être que ces avenues coexistent; que, sauf dans des circonstances exceptionnelles, le choix de renoncer à la possibilité de révision ou de réexamen et de procéder directement à un contrôle judiciaire ou à un appel prévu par la loi devrait être celui de la partie perdante. À un moment donné, cela mérite une évaluation judiciaire plus développée des motifs pour lesquels les principes d'épuisement des voies de recours internes ne s'appliquent pas aux dispositions de contrôle et de réexamen.

Il est également pertinent de rappeler que, comme indiqué précédemment, dans l'affaire *Enbridge Gas v Ontario Energy Board*[174], les juges Swinton et Favreau ont permis qu'une question soit soulevée pour la première fois dans un appel de la Commission devant la Cour. La question qui se pose ici est de savoir si, en matière de fixation des tarifs, le moment où le service public applique ses tarifs doit être un facteur dans la fixation des tarifs définitifs et, plus particulièrement, si la date à partir de laquelle les tarifs définitifs doivent entrer en vigueur ne doit pas nécessairement correspondre à la date fixée plus tôt pour le commencement des tarifs provisoires.

Après une longue citation[175] de *Planet Energy*, les juges Swinton[176] et Favreau ont statué, en s'appuyant sur l'arrêt du juge Rothstein dans l'affaire *Alberta (Information and Privacy Commissioner) c Alberta Teachers' Association*[177], que cette situation devait être traitée comme une situation exceptionnelle même si « l'appelant aurait dû soulever la question devant la CEO[178] » [traduction]. Tout d'abord, la question de savoir si le moment de la demande était un facteur pertinent pour fixer la date à partir de laquelle les taux définitifs s'appliquaient a été décrite comme une question de droit sur laquelle il n'y avait pas de faits contestés. Deuxièmement, il s'agit d'une question que la Commission avait déjà abordée dans des affaires précédentes et pour laquelle elle a estimé que, d'un point de vue juridique, le moment de la demande était un facteur pertinent. En d'autres termes, la Cour a pu bénéficier de la justification la Commission sur cette question. « **Plus important encore**[179] » [traduction], la récurrence du problème après trois décisions précédentes a soutenu la proposition selon laquelle le moment était venu de trouver une solution définitive. Pour soutenir la règle normale, la juge Swinton a toutefois souligné que cela ne devait en aucun cas être interprété comme une invitation à contourner la Commission. Il s'agissait d'une question impliquant des « circonstances uniques[180] » [traduction].

Quand renvoyer une cause

L'une des questions collatérales examinées par la majorité dans l'arrêt *Vavilov*[181] était la question de savoir quand une cour de révision devrait simplement annuler une décision et ne pas renvoyer l'affaire au décideur pour qu'il la détermine conformément aux motifs fournis par la cour de révision ou d'appel. Normalement, le respect des prérogatives décisionnelles du défendeur dicte que le renvoi pour réexamen est la ligne de conduite appropriée. De plus, comme nous l'avons vu dans la discussion précédente sur *Hydro One Networks Inc. v Ontario Energy Board*[182], le renvoi au sens

[174] *Supra* note 28.

[175] *Ibid* aux para 27–28.

[176] *Supra* note 23.

[177] *Supra* note 165 au para 28.

[178] *Supra* note 28 au para 29.

[179] *Ibid* au para 33.

[180] *Ibid*.

[181] *Supra* note 3 aux para 139–42.

[182] *Supra* note 31.

formel est exigé par l'article 33(4) de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*[183].

Cependant, la majorité dans l'arrêt *Vavilov* a ensuite accepté qu'il existe des situations dans lesquelles un renvoi :

> … fait échec au souci de résolution rapide et efficace d'une manière telle qu'aucune législature n'aurait pu souhaiter[184].

L'affaire *Nation Rise Wind Farm Limited Partnership v Ontario (Minister of the Environment, Conservation and Parks)*[185], un jugement de la Cour divisionnaire de l'Ontario post-*Vavilov*, fournit un exemple de ce type dans un contexte de réglementation de l'énergie.

Il s'agissait d'un appel auprès du ministre d'une décision de la Commission de révision environnementale de l'Ontario donnant l'approbation réglementaire à un grand projet d'énergie éolienne. Le ministre a accueilli l'appel et a révoqué l'approbation réglementaire au motif que le projet causerait des dommages catastrophiques à une colonie de chauves-souris. Sur une demande de révision judiciaire de la décision du ministre, la Cour divisionnaire[186] a jugé que le ministre n'avait pas le droit de soulever une question qui n'était pas en jeu devant la Commission et qui n'avait pas été soulevée dans les observations des parties à l'appel. Selon la norme de la décision raisonnable, le ministre avait mal compris l'étendue de son rôle et, selon le dossier, il n'y avait aucune preuve à l'appui de sa conclusion factuelle quant au préjudice qui serait subi par la colonie de chauves-souris[187]. Il n'avait pas non plus agi de manière équitable sur le plan de la procédure à plusieurs égards[188].

La Cour a ensuite examiné la mesure corrective appropriée conformément aux directives fournies par les juges majoritaires dans l'arrêt *Vavilov*[189]. Cela a conduit la Cour à déterminer qu'il ne s'agissait pas d'un cas d'annulation et de renvoi au ministre pour une nouvelle détermination conformément aux motifs de la Cour. La décision du ministre devrait plutôt être simplement annulée, ce qui aurait pour effet de rétablir la décision initiale de la Commission.

La Cour a fourni plusieurs motifs pour cette position qui se sont combinés pour justifier la détermination discrétionnaire :

1. Étant donné que le ministre n'a pas le pouvoir de statuer sur l'appel pour des motifs non soulevés par les parties, il ne servirait à rien de renvoyer l'affaire au ministre simplement pour remédier à ce défaut.

2. Même si le ministre avait le pouvoir de prendre en compte le sort des chauves-souris, il n'y avait aucune preuve dans le dossier soutenant son pronostic désastreux quant à leur sort.

3. De plus, le ministre avait clairement indiqué que la seule raison pour laquelle il avait accepté l'appel était à cause des chauves-souris.

4. Enfin, et s'appuyant sur l'approbation par la majorité dans l'arrêt *Vavilov* du « besoin urgent de régler le différend » comme considération pertinente, la Cour a fait référence aux pressions d'achèvement auxquelles le projet était confronté de la part de l'exploitant indépendant du service d'électricité et à la possibilité d'annulation du projet même si le ministre rejetait l'appel lors d'un réexamen.

Compte tenu de toutes ces considérations, la Cour divisionnaire a clairement eu raison de simplement annuler la décision du ministre, le message implicite étant que cette décision ne laisse aucune marge de manœuvre au ministre pour tenter de reconsidérer sa propre initiative. ■

---

[183] *Supra* note 25.

[184] *Supra* note 3 au para 142.

[185] *Supra* note 48.

[186] Avec les juges Swinton et Favreau à nouveau membres du Comité.

[187] *Supra* note 48 aux para 118–20 (un résumé des conclusions).

[188] *Ibid* aux para 125–54.

[189] *Ibid* aux para 156–63, citant le para 157 de l'arrêt *Vavilov*, *supra* note 3 au para 142.

LA POSITION DE WASHINGTON

*Robert S. Fleishman**

INTRODUCTION DU DIRECTEUR DE RÉDACTION

Lorsque la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie est parue pour la première fois il y a près de dix ans, la première édition de chaque année devait passer en revue les points forts de l'année en matière de réglementation de l'énergie, tant pour le Canada que pour les États-Unis. La version américaine s'appelait la position de Washington. Elle était rédigée par Robert Fleishman, alors rédacteur en chef de l'Energy Law Journal publié par l'Energy Bar Association à Washington. Elle est parue chaque année jusqu'à l'année dernière, lorsque nous avons rencontré une difficulté connue sous le nom de Covid-19. Cette année, La position de Washington est de retour. Nous remercions Robert pour ses compétences et son dévouement habituels. Nous avons appris au cours des dernières années à quel point le secteur de l'énergie au Canada est interconnecté avec le côté américain de l'industrie. Et nous avons également suivi de près les litiges transfrontaliers qui semblent surgir chaque année. Cette année n'est pas différente.

* * *

L'évolution de la réglementation énergétique aux États-Unis influence de nombreux secteurs de l'industrie de l'énergie et touche un large éventail de questions. Nous rendons compte des principaux développements en matière de réglementation et de litige concernant l'énergie et l'environnement aux États-Unis, de la mi-2019 au début 2021, qui devraient intéresser les lecteurs de la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie. Ce rapport n'aborde pas les développements concernant l'administration Biden.

I. INFRASTRUCTURES PÉTROLIÈRES, GAZIÈRES ET ÉLECTRIQUES

A) L'*ENERGY ACT OF 2020* ET LA *PIPES ACT OF 2020*

Le 27 décembre 2020, le président Trump a signé une loi prévoyant des crédits omnibus massifs et un projet de loi d'aide COVID-19 de 900 milliards de dollars[1]. Deux sections clés du projet de loi sont importantes pour les acteurs du marché de l'énergie et des infrastructures ainsi que pour les investisseurs : (1) Division Z, l'*Energy Act of 2020*, un programme énergétique bipartite qui représente la première mise à jour substantielle de la politique énergétique américaine en 13 ans; et (2) Division R, la *Protecting Our Infrastructure of Pipelines and Enhancing Safety Act of 2020 (PIPES Act of 2020)*, qui contient de nombreuses

---

* Robert S. Fleishamn est associé chez Kirkland & Ellis LLP à Washington, D.C., où il représente une gamme de clients sur des questions de réglementation, d'application de la loi, de conformité, de transactions, de commerce, de législation et de politiques publiques dans le domaine de l'énergie. Il a été pendant près de 15 ans rédacteur en chef de l'Energy Law Journal (publié par l'Energy Bar Association) et est un ancien avocat général et vice-président des politiques législatives et réglementaires chez Constellation Energy. L'auteur tient à remercier les membres suivants des services de l'énergie, de l'environnement et de l'impôt de Kirkland pour leur aide : Brooksany Barrowes, Tyler Burgess, Scott Cockerham, Jim Dolphin, Alexandra Farmer, Nicholas Gladd, Cassidy Hall, Marcia Hook, Ammaar Joya, Michael Saretsky, Drew Stuyvenberg et Paul Tanaka. Les points de vue, opinions, déclarations, analyses et informations contenus dans ce rapport sont ceux de l'auteur et ne reflètent pas nécessairement celles de Kirkland & Ellis ou de ses clients passés, présents et futurs. Le présent rapport ne constitue pas un avis juridique, ne constitue pas le fondement pour établir une relation avocat-client et ne devrait pas être utilisé sans consulter un avocat au sujet des faits particuliers et de l'état actuel du droit applicable à toute situation nécessitant un avis juridique.

[1] É-U, Bill HR 133, *Consolidated Appropriations Act*, 2021, 116th Cong, 2020 (promulgué), en ligne (pdf) : <www.congress.gov/116/bills/hr133/BILLS-116hr133enr.pdf>.

modifications réglementaires ayant un impact sur les installations de gaz naturel liquéfié (GNL) à grande échelle, les pipelines de collecte de gaz et les installations de distribution de gaz.

L'*Energy Act of 2020* est une loi bipartite et bicamérale présentée comme la première mise à jour complète de la politique énergétique nationale depuis l'*Energy Independence and Security Act of 2007*. Elle comprend de nombreuses mesures, mais elle établit ou réautorise principalement divers programmes destinés à faciliter les innovations et les percées dans les technologies d'énergie renouvelable et propre, autorisant 35 milliards de dollars de dépenses pour une série de programmes de recherche et de développement en matière d'énergie propre et de programmes connexes jusqu'en 2025.

L'*Energy Act of 2020* contient plusieurs dispositions clés. Le titre I contient de nombreuses mesures axées sur la technologie et neutres sur le plan technologique visant à améliorer l'efficacité énergétique, notamment en chargeant le secrétaire américain de l'Énergie d'établir des programmes de remise pour encourager le remplacement des moteurs électriques et des transformateurs inefficaces sur le plan énergétique. Le titre II contient un certain nombre de mesures destinées à accélérer le développement de réacteurs nucléaires avancés améliorés, propres et évolutifs, comme l'établissement d'un programme visant à soutenir la disponibilité d'uranium faiblement enrichi et à haut dosage pour la recherche, le développement, la démonstration et l'utilisation commerciale dans le domaine civil. Le titre III comprend des mesures destinées à stimuler des investissements substantiels dans un large éventail de ressources énergétiques renouvelables, allant de l'énergie marine et de l'hydroélectricité à l'énergie géothermique, éolienne et solaire. Les titres IV et V couvrent la gestion et l'élimination du carbone et comprennent des mesures destinées à encourager l'innovation et les percées nécessaires pour réduire les obstacles financiers à une mise en œuvre à grande échelle et pour parvenir à un déploiement à l'échelle de l'économie du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone. Le titre VIII contient un certain nombre de dispositions visant à accélérer la modernisation du réseau électrique. Enfin, le titre IX comprend un certain nombre de réformes visant à améliorer le département de l'Énergie.

Le titre I de la *PIPES Act of 2020* charge le secrétaire américain des Transports de mettre à jour ou de promulguer des règlements qui affectent la sécurité de certaines installations de gazoduc, de collecte, de distribution et de GNL. Par exemple, le secrétaire des Transports doit mettre à jour les normes minimales d'exploitation et d'entretien applicables aux grandes installations de GNL (autres que les installations d'écrêtement des pointes) dans un délai de trois ans, doit promulguer une règle définitive régissant la sécurité des gazoducs de collecte, et une étude doit être menée concernant la capacité des exploitants à cartographier ces réseaux, et est tenu de promulguer des règlements supplémentaires pour traiter et réduire les émissions de méthane des gazoducs de transport et de distribution nouveaux et existants et assurer l'applicabilité des exigences de sécurité des pipelines aux pipelines de transport de gaz naturel ou autres et de liquides dangereux inactifs. Le titre II de la *PIPES Act of 2020* exige que le secrétaire des Transports promulgue des règlements qui garantissent que chaque plan de gestion de l'intégrité de la distribution élaboré par un gestionnaire de réseau de distribution comprenne une évaluation de certains risques.

B) DÉFIS CONCERNANT LA DÉLIVRANCE DE PERMIS D'OLÉODUC

L'industrie des oléoducs a été témoin de plusieurs événements sans précédent qui ont mis en évidence les problèmes de délivrance de permis auxquels les oléoducs pourraient être de plus en plus confrontés à l'avenir.

Dakota Access Pipeline

Le Dakota Access Pipeline (DAPL), qui est maintenant en service depuis plus de trois ans, a connu une série de défaites juridiques inattendues qui ont laissé l'avenir du pipeline incertain.

Un coup dur a été porté le 6 juillet 2020, lorsqu'une cour fédérale de district a ordonné que le pipeline soit fermé en attendant une étude environnementale et vidé dans les 30 jours. L'ordonnance est née d'une contestation introduite par la tribu des Sioux de Standing Rock, la tribu des Sioux de Cheyenne River et d'autres tribus (les Tribus) concernant la suffisance de l'analyse environnementale du Corps des ingénieurs de l'armée américaine (le Corps) en vertu de la *National Environmental Protection Act* (*NEPA*) en relation avec l'octroi d'une servitude pour le DAPL. Plus tôt en

2020, la Cour de district a déterminé que le Corps avait enfreint la *NEPA* en ne produisant pas d'énoncé des incidences environnementales (EIE) malgré les conditions qui ont déclenché une telle exigence[2]. La Cour de district a renvoyé l'affaire au Corps pour qu'il prépare un EIE, mais a demandé une séance d'information séparée sur la mesure provisoire appropriée pendant la procédure de renvoi[3]. Dans l'avis accompagnant l'ordonnance du 6 juillet, la Cour de district a estimé que le « précédent favorable à la purge pendant un tel renvoi, associé à la gravité des lacunes du Corps », dictait que « la purge est le seul recours approprié...[4] » [traduction]. En conséquence, la Cour de district a ordonné que Dakota Access, LLC (Dakota Access), le propriétaire du DAPL, « ferme l'oléoduc et le vide de pétrole d'ici le 5 août 2020...[5] » [traduction].

Dakota Access a rapidement déposé une requête urgente de suspension en attendant l'appel auprès de la Cour d'appel des États-Unis pour le circuit du district de Columbia (D.C.), arguant que l'ordonnance du 6 juillet violerait de manière incurable et irréparable les droits de Dakota Access, incluant des pertes dépassant 1 milliard de dollars, et infligerait 7,5 milliards de dollars de pertes aux entreprises et aux employés du Dakota du Nord ainsi qu'au budget de l'État jusqu'en 2021. Le jour qui avait été initialement fixé comme date limite pour fermer le DAPL, le circuit du D.C. a rendu une ordonnance qui a permis au DAPL de continuer de fonctionner mais a rejeté la demande de sursis de Dakota Access. Dans l'ordonnance, le circuit du D.C. a également déclaré qu'il attendait des appelants qu'ils « clarifient leur position devant la Cour de district quant à savoir si le Corps a l'intention d'autoriser la poursuite de l'exploitation du pipeline malgré l'annulation de la servitude et de la Cour de district qu'elle envisage des mesures supplémentaires au besoin[6] » [traduction].

Le litige a depuis lors été porté devant la Cour de district et le circuit du D.C. En août, le Corps a fourni à la Cour de district une mise à jour de la situation dans laquelle il a indiqué que, selon ses règlements, parce que la servitude a été annulée, le DAPL constitue maintenant un cas d'empiètement sur la propriété fédérale[7]. Cependant, le Corps a indiqué qu'il n'avait pas l'intention d'exercer son pouvoir discrétionnaire pour recommander immédiatement une application de la loi en échange de l'engagement de Dakota Access de respecter les conditions de la servitude annulée. Dans le circuit du D.C., les parties ont soulevé la question de savoir si la Cour de district avait commis une erreur en déterminant qu'un EIE était nécessaire et que l'annulation était le recours approprié en cas de renvoi.

Pipeline Keystone XL

Le pipeline Keystone XL, en difficulté depuis plus de dix ans, a frappé un autre mur de réglementation. En vertu de la loi américaine, une partie cherchant à construire, à exploiter et à entretenir un pipeline transfrontalier de pétrole liquide ou de produits pétroliers doit obtenir un permis présidentiel[8]. TC Energy Corporation (TC Energy) a demandé pour la première fois un permis présidentiel en 2008, que le secrétaire d'État américain a rejeté début 2012. TC Energy a demandé un autre permis pour la construction de Keystone XL en 2012. Le secrétaire d'État a également rejeté cette demande, estimant que la délivrance d'un permis pour la construction du pipeline ne servirait pas l'intérêt national. Mais le 24 janvier

---

[2] Voir *Standing Rock Sioux Tribe v U.S. Army Corps of Engineers*, 440 F Supp (3d) 1 (DDC 2020).

[3] *Ibid* aux pp 29–30.

[4] *Standing Rock Sioux Tribe v U.S. Army Corps of Engineers*, 471 F Supp (3d) 71 aux pp 75, 87 (DDC 2020).

[5] *Standing Rock Sioux Tribe v U.S. Army Corps of Engineers*, nº 16-cv-01534-JEB à la p 2 (DDC 6 juillet 2020).

[6] *Standing Rock Sioux Tribe v U.S. Army Corps of Engineers*, Order, 1:16-cv-01534-JEB (DDC 5 août 2020).

[7] *Standing Rock Sioux Tribe, et al. v U.S. Army Corps of Engineers*, United States Army Corps of Engineers' Status Report, Dossier nº 1:16-cv-01534 (JEB) à la p 2 (31 août 2020).

[8] Le secrétaire d'État a été désigné pour recevoir toutes les demandes pour la délivrance ou la modification de permis présidentiels pour la construction, le raccordement, l'exploitation ou l'entretien de certaines installations transfrontalières, y compris les pipelines de produits. Voir *Issuance of Permits with Respect to Facilities and Land Transportation Crossings at the International Boundaries of the United States*, Exec. Order 13867, 84 Fed Reg 15491 (10 avril 2019); *Issuance of Permits With Respect to Certain Energy-Related Facilities and Land Transportation Crossings on the International Boundaries of the United States*, Exec. Order No. 13337, 69 Fed Reg 25299 (30 avril 2004); *Providing for the Performance of Certain Functions Heretofore Performed by the President with Respect to Certain Facilities Constructed and Maintained on the Borders of the United States*, Exec. Order 11423, 33 Fed Reg 11741 (20 août 1968).

2017, le président Donald Trump a publié un mémorandum dans lequel il invitait TC Energy à faire une nouvelle demande de permis pour la construction de Keystone XL. Le 29 mars 2019, le permis présidentiel pour Keystone XL a finalement été délivré. Cependant, comme c'est souvent le cas avec les permis présidentiels, le permis présidentiel de Keystone XL était soumis à des conditions expresses, notamment une condition stipulant que le permis « peut être résilié, révoqué ou modifié à tout moment à la seule discrétion du président[9] » [traduction].

C) NOUVELLES POLITIQUES DE LA FERC SUR LE RENDEMENT EN CAPITAUX PROPRES POUR LES SERVICES PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ, LES GAZODUCS ET LES OLÉODUCS

En mai 2020, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a rendu deux ordonnances clés établissant de nouvelles politiques pour déterminer la composante de rendement des capitaux propres (RCP) des taux de coûts du service facturés par les services publics d'électricité, les gazoducs et les oléoducs relevant de sa compétence. Tout d'abord, en ce qui concerne les services publics d'électricité, la FERC a rendu une ordonnance fixant la composante de RCP des tarifs facturés par les propriétaires de réseaux de transport d'électricité dans la région de Midcontinent Independent System Operator (MISO)[10]. Deuxièmement, la FERC a publié un énoncé de politique sur la détermination du RCP pour les gazoducs et les oléoducs[11]. Ces deux ordonnances marquent une rupture par rapport aux méthodes de RCP précédemment utilisées par la FERC pour ces industries et pourraient avoir un impact significatif sur les bénéfices des entités relevant de sa compétence, et sur les rendements finalement réalisés par leurs investisseurs.

La FERC utilise généralement les principes de tarification au coût du service lorsqu'elle établit les tarifs des entités relevant de sa compétence en vertu desquels les tarifs sont conçus en fonction du coût de la prestation du service, y compris la possibilité d'obtenir un taux de rendement raisonnable sur les investissements de l'entité. En fixant la composante de RCP des tarifs, la FERC doit se conformer à la jurisprudence de la Cour suprême qui a statué que « le rendement pour l'actionnaire devrait être proportionnel au rendement des investissements dans d'autres entreprises présentant des risques correspondants. Ce rendement doit en outre être suffisant pour assurer la confiance dans l'intégrité financière de l'entreprise, de manière à maintenir son crédit et à attirer des capitaux[12] » [traduction]. Depuis les années 1980, la FERC s'est appuyée presque exclusivement sur la méthode d'actualisation des flux de trésorerie (AFT) pour déterminer les RCP des entités relevant de sa compétence.

Cependant, dans une ordonnance d'octobre 2018 portant sur une plainte contre les propriétaires de réseaux de transport en Nouvelle-Angleterre, la FERC a proposé d'abandonner son utilisation exclusive de la méthode d'AFT pour les services publics, considérant les résultats du coût des capitaux propres de trois méthodes supplémentaires : (1) le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), (2) la prime de risque et (3) les gains escomptés[13].

Par la suite, la FERC a émis un avis d'enquête en mars 2019 et rendu une ordonnance[14] en novembre 2019 concernant le RCP des propriétaires de transport de MISO[15]. Dans cette dernière ordonnance, la FERC a adopté une politique de RCP pour les services publics qui accorde le même poids aux résultats du modèle d'AFT et du MEDAF, en faisant la moyenne de ceux-ci, mais qui rejette

---

[9] *Authorizing TransCanada Keystone Pipeline, L.P., to Construct, Connect, Operate, and Maintain Pipeline Facilities at the International Boundary between the United States and Canada*, 84 Fed Reg 13101, Article 1(1) (3 avril 2019).

[10] *Ass'n of Bus. Advocating Tariff Equity v Midcontinent Indep. Sys. Operator, Inc.*, 171 FERC ¶ 61,154 (2020) (ordonnance du MISO), conf en partie, inf en partie par, 173 FERC ¶ 61,159 (2020).

[11] *Policy Statement on Determining Return on Equity for Natural Gas and Oil Pipelines*, 171 FERC ¶ 61,155 (2020) (énoncé de politique sur les RCP de pipelines).

[12] *Fed. Power Comm'n v Hope Natural Gas Co*, 320 US 591 à la p 603 (1944).

[13] *Coakley v Bangor Hydro-Elec. Co.*, 165 FERC ¶ 61,030 (2018).

[14] *Inquiry Regarding the Commission's Policy for Determining the Return on Equity*, 166 FERC ¶ 61,207 (2019).

[15] *Ass'n of Bus. Advocating Tariff Equity v Midcontinent Indep. Sys. Operator, Inc.*, Opinion No. 569, 169 FERC ¶ 61,129 (2019).

l'utilisation des modèles de prime de risque et de gains escomptés[16]. La FERC n'a pas adopté ou proposé ces réformes pour les RCP des gazoducs ou des oléoducs; à la place, la FERC a demandé des commentaires dans son avis d'enquête de mars 2019 sur la question de savoir si les changements de politique en matière de RCP seraient appropriés pour les gazoducs ou les oléoducs.

L'ordonnance visant MISO et l'énoncé de politique sur le RCP des pipelines de la FERC adoptent de nouvelles politiques de RCP pour le transport d'électricité et les tarifs des gazoducs et des oléoducs, et ces politiques diffèrent entre le secteur de l'électricité et celui des pipelines.

Dans l'ordonnance visant MISO, la FERC a accordé une nouvelle audience concernant divers aspects de l'avis n° 569, établissant une nouvelle politique pour déterminer les RCP des services publics en faisant la moyenne des résultats de trois méthodes : (1) l'AFT, (2) le MEDAF et (3) la prime de risque. La FERC a constaté que l'utilisation de ces trois méthodes permettrait d'accroître la fiabilité des résultats de RCP. Bien que la FERC ait précédemment rejeté la méthode de la prime de risque, elle a changé de cap et l'a incluse dans son analyse du RCP parce que le fait d'en faire la moyenne avec les autres modèles réduirait la volatilité des RCP.

Dans l'énoncé de politique sur le RCP des pipelines, la FERC a présenté sa nouvelle politique de détermination des RCP des gazoducs et des oléoducs, qui suit en partie la politique décrite dans l'ordonnance visant MISO avec quelques modifications clés pour tenir compte des différences entre les industries respectives.

La plus grande divergence dans les politiques concerne les méthodes que la FERC utilisera pour calculer le RCP des gazoducs et des oléoducs. Plus précisément, la FERC a adopté les méthodes d'AFT et de MEDAF, mais a rejeté la méthode de la prime de risque pour les gazoducs et les oléoducs. La FERC a justifié ce traitement disparate en faisant remarquer qu'il y a très peu de décisions ou de règlements de la FERC prévoyant un RCP déclaré pour les gazoducs et les oléoducs en raison de la prédominance des règlements de la « boîte noire » qui n'énumèrent pas de RCP spécifiques. En conséquence, la FERC a rejeté la méthode de la prime de risque pour les gazoducs et les oléoducs parce qu'elle et les parties intéressées ne disposent tout simplement pas des données nécessaires pour appliquer cette méthode aux gazoducs et aux oléoducs.

Bien que l'application par la FERC des nouvelles politiques de RCP dans les procédures individuelles dépende des circonstances et des conditions de marché spécifiques au moment où ces procédures sont engagées, les nouvelles politiques contiennent certaines révisions qui pourraient bénéficier tant aux services publics qu'aux entreprises d'oléoducs et de gazoducs et qui pourraient aboutir à des déterminations de RCP plus élevées que si la FERC s'appuyait exclusivement sur sa méthode traditionnelle d'AFT. Malgré cela, des questions subsistent quant à savoir si les politiques de RCP produiront des taux de rendement de capitaux investis dans les infrastructures électriques, pétrolières et de gaz naturel suffisants pour soutenir les objectifs de la politique énergétique fédérale et des États. Il existe également une certaine incertitude quant à la manière dont les politiques de RCP récemment adoptées se comporteront face aux contestations juridiques. En conséquence, il est probable qu'il y ait une incertitude jusqu'à ce que ces procédures aboutissent à une résolution finale, ce qui pourrait prendre un certain temps.

D) PLANIFICATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Au cours des dernières années, la demande pour une réforme des exigences de planification et de répartition des coûts de transport de l'ordonnance nº 1000 de la FERC a constamment augmenté. Les observateurs de la FERC dans le secteur de l'électricité attendaient avec impatience un signe des choses à venir, et 2020 a vu encore plus de défis pour les organismes de transport régionaux (OTR) et les exploitants de réseaux indépendants (ERI) dans

[16] *Ibid* au para 1.

la mise en œuvre de l'ordonnance n° 1000[17]. Bien que les détails de ces défis diffèrent d'un cas à l'autre, la plupart d'entre eux ont en commun de chercher à étendre la planification concurrentielle du transport en augmentant le type et le nombre de projets de transport soumis à un appel d'offres. La FERC a largement repoussé ces contestations, mais beaucoup de ses décisions ont fait l'objet d'un appel devant le circuit du D.C. et restent en suspens. Il est donc possible que les récents efforts visant à étendre la planification concurrentielle du transport puissent encore porter leurs fruits. En outre, il y a également eu des développements significatifs au niveau des États concernant la planification du transport.

Les lecteurs se rappelleront peut-être que, dans l'ordonnance nº 1000, la FERC a éliminé le droit de premier refus (DPR) fédéral qui permettait aux services publics franchisés de développer de nouveaux projets de transport dans leurs territoires desservis. L'objectif de la FERC en supprimant le DPR fédéral était de créer une concurrence pour les projets de transport en permettant aux promoteurs non titulaires de projets de transport de concurrencer les services publics en place pour développer certains projets de transport. Toutefois, en supprimant le DPR fédéral, la FERC a refusé d'empêcher expressément les États d'adopter des lois sur le DPR qui rétabliraient effectivement les protections précédemment accordées par le DPR fédéral.

Trois États — le Minnesota, le Texas et l'Iowa — ont maintenant adopté de telles lois, et ces trois lois ont été contestées devant les tribunaux. Les lois du Minnesota et du Texas ont été contestées au motif qu'elles violent la clause commerciale dormante de la Constitution américaine. La loi du Minnesota a survécu à cette contestation devant la Cour de district des États-Unis et devant la Cour d'appel des États-Unis pour le huitième circuit[18]. Toutefois, une requête pour un bref de *certiorari* a été déposée devant la Cour suprême des États-Unis[19]. De même, la loi sur le DPR de l'État du Texas, qui a été promulguée en mai 2019[20], a survécu à une contestation déposée devant la cour américaine du district Ouest du Texas, qui a accordé une motion de rejet du procès[21]. Cette affaire a fait l'objet d'un appel devant la Cour d'appel des États-Unis pour le cinquième circuit. La cour a entendu les plaidoiries en juin 2020[22]. En octobre 2020, certains promoteurs de transport ont déposé une requête contestant la loi sur le DPR de l'Iowa, qui a été promulguée en juin 2020[23]. Contrairement aux autres contestations, cette requête fait valoir que la loi viole l'interdiction sur le trafic d'influence dans la constitution de l'État de l'Iowa, l'exigence selon laquelle le titre d'un projet de loi doit contenir l'objet du projet et l'exigence selon laquelle toutes les lois doivent fonctionner de manière uniforme.

Bien qu'il reste à voir comment ces cas de DPR d'État se dérouleront, leur résolution pourrait avoir une incidence sur le pouvoir des États de déterminer quelles entités peuvent construire des infrastructures de transport et dans quelle mesure les infrastructures de transport aux États-Unis seront développées par le biais

---

[17] Voir *PJM Interconnection, L.L.C.*, 170 FERC ¶ 61,295 (2020), *order on reh'g and clarification*, 172 FERC ¶ 61,205 (2020), *appealed sub nom. New York Power Auth. v FERC*, dossier du Cir DC nº 20-1283; *Appalachian Power Co.*, 170 FERC ¶ 61,196 (2020), *order addressing arguments raised on reh'g*, 173 FERC ¶ 61,157 (2020), *appealed sub nom. Am. Mun. Power, Inc. v FERC*, dossier du Cir DC nº 21-1011; *Delaware Pub. Serv. Comm'n*, 171 FERC ¶ 61,024 (2020), *appealed sub nom. PPL Elec. Utils. Corp. v FERC*, dossier du Cir DC nº 20-1390; *Midcontinent Indep. Sys. Operator*, 170 FERC ¶ 61,241 (2020), *order addressing arguments raised on reh'g*, 172 FERC ¶ 61,100 (2020), *appealed sub nom. MISO Transmission Owners v FERC*, dossier du Cir DC nº 20-1261; *Linden VFT, LLC*, 170 FERC ¶ 61,122 (2020), *appealed sub nom. Linden VFT, LLC v FERC*, dossier du Cir DC nº 20-1382; *ISO New England Inc.*, 172 FERC ¶ 61,293 (2020), *appealed sub nom, LSP Transmission Holdings II, LLC v FERC*, dossier du Cir DC nº 20-1422; *Coal. of MISO Transmission Customers*, 172 FERC ¶ 61,099 (2020), *appealed sub nom. Coal. of MISO Transmission Customers v FERC*, dossier du Cir DC nº 20-1421; *PJM Interconnection, L.L.C.*, 171 FERC ¶ 61,212 (2020), *addressing arguments on reh'g*, 172 FERC ¶ 61,292 (2020).

[18] Voir *LSP Transmission Holdings, LLC v Sieben*, 954 F (3d) 1018 aux pp 1025, 1031 (8e Cir 2020).

[19] LSP Transmission Holdings, LLC a déposé une requête le 5 novembre 2020 au dossier nº 20-641.

[20] Voir Tex Util Code §§ 37.051, 37.056, 37.057, 37.151, 37.154.

[21] Voir *NextEra Energy Capital Holdings, Inc. v Walker*, *Order on Motion to Dismiss*, Civil No. 1:19-cv-00626 (DO Tex 2020).

[22] Dossier nº 20-50160, United States Court of Appeals for the Fifth Circuit, Clerk's Calendar, en ligne : <www.ca5.uscourts.gov/clerk/calendar/2006/44.htm>.

[23] Dossier nº 05771 CVCV060840, Iowa District Court for Polk County (14 oct. 2020).

d'appels d'offres concurrentiels obligatoires au niveau fédéral.

E) CERTIFICATS ET ORDONNANCES DE DÉLAI DE LA FERC POUR LES GAZODUCS ET LE GNL

Pendant des décennies, la FERC a permis aux propriétaires de gazoducs interétatiques d'entamer des activités de construction alors que des demandes de réexamen du certificat de la *Natural Gas Act* (*NGA*) du gazoduc étaient en cours. La FERC a mis en œuvre cette pratique en rendant des ordonnances, communément appelées « ordonnances de délai », afin de se donner du temps supplémentaire — dans certains cas des années — pour examiner les arguments soulevés lors d'une nouvelle audience, tout en autorisant la poursuite des activités de construction avant que la FERC ne termine son examen en rendant une ordonnance traitant du bien-fondé des demandes de nouvelle audience. Bien que cette pratique ait été maintes fois confirmée par les tribunaux, elle a été de plus en plus attaquée ces dernières années par les parties concernées qui estiment qu'elle empêche un véritable contrôle judiciaire de la décision de la FERC car, en vertu de la *NGA*, la décision de l'agence ne peut faire l'objet d'un appel devant un tribunal tant que la FERC n'a pas rendu une ordonnance de nouvelle audience sur le fond.

Le 30 juin 2020, le circuit du D.C. a émis un avis renversant son avis précédent et invalidant l'utilisation par la FERC des ordonnances de délai de cette manière[24]. Le circuit du D.C. a émis son avis quelques semaines seulement après la publication de l'ordonnance n° 871 de la FERC, qui visait à répondre aux préoccupations des propriétaires fonciers concernant les pipelines en cours de construction avant que la FERC ne termine sa procédure de nouvelle audience, en modifiant les règlements de la FERC afin de limiter les autorisations d'entamer la construction des installations d'exportation et d'importation de GNL et des installations de gazoduc interétatiques certifiées en vertu des articles 3 et 7(c) de la *NGA*[25] pendant que les demandes de nouvelle audience sont en cours[26]. L'avis du circuit du D.C. et l'ordonnance n° 871 de la FERC représentent tous deux des indications de changements importants dans la loi et la politique de la FERC respectivement.

En vertu de la *NGA*, aucune partie ne peut demander le contrôle judiciaire d'une ordonnance de la FERC avant d'avoir demandé une nouvelle audience de la décision de la FERC et que l'agence ait rendu une ordonnance répondant à la demande de nouvelle audience. En vertu de la loi, une demande de nouvelle audience est réputée être rejetée de plein droit si la FERC n'y donne pas suite dans les 30 jours, ce qui permet alors à une partie lésée de demander un contrôle judiciaire de la décision de la FERC devant une cour d'appel fédérale[27]. Toutefois, afin de répondre sur le fond aux nombreuses questions soulevées dans les demandes de nouvelle audience, la FERC avait depuis longtemps pour pratique de rendre des ordonnances de délai afin de se donner du temps supplémentaire pour examiner les questions, tout en permettant au titulaire d'un certificat de poursuivre la construction. Au fil des ans, divers plaideurs ont allégué que cette pratique était injuste pour les propriétaires fonciers concernés et les parties intéressées, mais le circuit du D.C. (et d'autres tribunaux) a confirmé la capacité de la FERC à rendre des ordonnances de délai de cette manière dans diverses procédures depuis la décision initiale sur la question en 1969[28]. Le récent avis dans l'affaire *Allegheny Defense Project v FERC* annule ce précédent et invalide l'utilisation par la FERC des ordonnances de délai pour se donner plus de 30 jours pour répondre aux demandes de nouvelle audience.

L'avis a été émis à la suite d'arguments oraux devant le tribunal *en banc* dans le cadre d'un appel d'une ordonnance de certificat de la FERC autorisant la construction et l'exploitation d'un projet de gazoduc interétatique. Le tribunal *en banc* a accordé une nouvelle audience à une décision antérieure rendue par un comité de trois juges du circuit du D.C., qui a confirmé l'ordonnance de certificat de la FERC et l'ordonnance de délai dans la procédure.

---

[24] *Allegheny Def. Project v FERC*, 964 F (3d) 1 (Cir DC 2020).

[25] 15 USC §§ 717f(c), 717b.

[26] *Limiting Authorizations to Proceed with Construction Activities Pending Rehearing*, 171 FERC ¶ 61,201 (2020).

[27] 15 USC § 717r(a).

[28] *Cal Co. v FPC*, 411 F (2d) 720 à 721 (Cir DC 1969) (*per curiam*).

Conjointement avec la décision du comité initial, la juge Patricia Millett du circuit du D.C. a déposé une longue opinion concordante remettant en question l'équité de la pratique de la FERC qui consiste à rendre des ordonnances de délai et la viabilité continue du précédent du circuit du D.C. confirmant la pratique de la FERC[29].

Dans son avis, le circuit du D.C. a renversé plus de 50 ans de précédent et a soutenu que « les ordonnances de délai ne sont pas le genre d'action dans le cas d'une demande de nouvelle audience qui peut résister à un rejet présumé et à la possibilité d'un contrôle judiciaire[30] » [traduction]. Le tribunal a estimé que la FERC ne pouvait pas ignorer la conséquence juridictionnelle de son inaction, étant donné le délai explicite de 30 jours prévu par la *NGA* pour agir sur les demandes de nouvelle audience. En outre, la Cour a estimé que le Congrès avait explicitement fourni à la FERC quatre options au titre de la *NGA* sur la manière dont elle pouvait agir en cas de demande de nouvelle audience : (1) accorder une nouvelle audience, (2) refuser une nouvelle audience, (3) abroger sa décision sans autre audience ou (4) modifier sa décision sans autre audience. La Cour a conclu que l'utilisation par la FERC des ordonnances de délai ne faisait pas partie de ces options, et elle a donc invalidé l'utilisation par la FERC des ordonnances de délai pour prolonger le délai d'examen des questions soulevées dans les demandes de nouvelle audience.

Quelques semaines avant la décision du circuit du D.C., la FERC a rendu l'ordonnance n° 871 traitant de certaines des mêmes questions que celles soulevées dans l'avis du tribunal. Dans l'ordonnance n° 871, la FERC a révisé ses règlements afin d'empêcher l'agence d'autoriser le détenteur d'un certificat au titre de la *NGA* à procéder à la construction d'un gazoduc inter-États et d'installations de GNL approuvés par la FERC jusqu'à ce que : (i) la FERC agit sur le fond des demandes de nouvelle audience déposées dans les délais ou (ii) le délai pour demander une nouvelle audience est passé sans qu'aucune demande de nouvelle audience ne soit déposée. La FERC a déclaré que le changement de règle vise à équilibrer le besoin de l'agence de répondre aux préoccupations soulevées lors de la nouvelle audience avec les préoccupations liées à la poursuite de la construction avant que l'agence n'ait terminé son examen, ces dernières ayant été soulevées par la juge Millett dans son opinion concordante mentionnée ci-dessus.

La FERC a rendu l'ordonnance n° 871 en tant que règle finale instantanée, ce qui signifie que le changement de règle a été réalisé sans préavis ni possibilité de commentaires publics en vertu de l'*Administrative Procedures Act*, car il ne concerne que des questions de procédure de l'agence. Bien que certains membres de l'industrie des gazoducs interétatiques, et l'association professionnelle qui les représente, aient déposé des recours pour demander un contrôle judiciaire de l'ordonnance n° 871, il reste à voir comment les autres parties prenantes, y compris les propriétaires fonciers et les groupes environnementaux potentiellement concernés, verront la modification des règles de la FERC, et il n'est pas clair si les parties prenantes historiquement lésées la jugeront suffisante, avec l'avis, pour répondre à leurs préoccupations.

Il est probable que l'avis et l'ordonnance n° 871 de la FERC se conjuguent pour retarder la construction et finalement augmenter le coût des gazoducs et des installations de GNL approuvés par la FERC, ce qui pourrait créer une incertitude pour les promoteurs de projets et les investisseurs. Outre les implications pour les procédures relatives au GNL et aux gazoducs interétatiques, l'avis a eu des répercussions importantes sur les procédures de la FERC dans sa compétence issue de la *Federal Power Act* (*FPA*). Les dispositions pertinentes de la *FPA* et de la *NGA* sont identiques[31]. À la suite de la décision du circuit du D.C. mentionnée ci-dessus, la FERC a commencé à rendre des ordonnances de nouvelle audience sur le fond dans un délai de 30 jours ou a émis des avis rejetant de nouvelles audiences dans les procédures en vertu de la *NGA* et de la *FPA*. Pour les avis de rejet de nouvelle audience, la FERC émet maintenant soit des rejets de base par application de la loi, soit des avis de rejet

[29] Voir *Allegheny Def. Project v FERC*, 932 F (3d) 940 à la p 948 (Cir DC 2019) (opinion concordante de la juge Millett).

[30] *Allegheny Def. Project*, 964 F (3d) aux pp 3–4.

[31] Comparer 15 USC § 717r avec 16 USC § 825l.

de nouvelle audience par application de la loi et prévoyant un examen plus approfondi, ce dernier indiquant l'intention de la FERC de rendre une ordonnance de nouvelle audience sur le fond en citant l'autorité de la FERC en vertu de la *NGA* et de la *FPA* « de modifier ou d'annuler » l'ordonnance sous-jacente.

II. L'ADMINISTRATION TRUMP POURSUIT SES EFFORTS POUR METTRE FIN AU PLAN D'ACTION POUR LE CLIMAT DU PRÉSIDENT OBAMA

En 2020, l'administration Trump a poursuivi ses efforts pour faire reculer la réglementation environnementale sur une myriade de sujets allant des émissions de méthane aux études d'impact environnemental dans le cadre de la *NEPA*. De nombreuses modifications réglementaires font toujours l'objet de litiges ou pourraient être annulées par la nouvelle administration Biden, ce qui laisse le paysage réglementaire quelque peu incertain.

A) ABROGATION DU PEP ET REMPLACEMENT PAR LA RÈGLE D'ACE

Le Plan d'énergie propre (PEP) publié par l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis en octobre 2015[32] dans le cadre de la *Clean Air Act* a limité les émissions de dioxyde de carbone (CO_2) des installations de production d'électricité existantes. Dans le cadre du PEP, les émissions de CO_2 à l'échelle nationale seraient réduites d'environ 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, avec un objectif intermédiaire flexible. En juillet 2019, l'EPA a abrogé le PEP[33], ce qui a entraîné le rejet par le circuit du D.C. d'un litige de longue date contestant le PEP[34]. En septembre 2019, le circuit du D.C. a rejeté l'affaire comme étant sans objet en raison de l'objection d'un groupe de plaideurs gouvernementaux et à but non lucratif qui soutenaient le PEP et qui cherchaient collectivement à obtenir une décision de la cour sur la portée de l'autorité de l'EPA pour réglementer les émissions de dioxyde de carbone en vertu de la *Clean Air Act*, même si le PEP a été annulé. Cependant, comme le PEP n'est jamais entré en vigueur en raison d'un délai accordé par la Cour suprême, le rejet du litige — et l'abrogation du PEP même — n'ont eu que peu d'effet pratique sur les entités réglementées.

Le jour même où l'EPA a abrogé le PEP, elle l'a remplacé par la règle d'« Affordable Clean Energy » (ACE)[35], qui s'appuie sur une vision plus limitée du pouvoir de l'EPA de réglementer les émissions des sources existantes. La règle d'ACE offre une plus grande souplesse réglementaire, en transférant aux États une plus grande responsabilité dans l'élaboration et la mise en œuvre de normes de performance pour les installations de production d'électricité existantes, et a probablement un impact plus limité sur la réduction des émissions de CO_2 que le PEP. Des dizaines d'États, d'organisations de santé publique et environnementales et de groupes industriels ont contesté la règle d'ACE dans le circuit du D.C., et la règle d'ACE reste actuellement en litige[36]. Alors que l'EPA a annoncé qu'elle allait procéder à des révisions de son règlement « New Source Review » (NSR), pour les nouvelles installations de production d'électricité en même temps qu'elle prenait des mesures pour abroger et remplacer l'ACE, l'élaboration d'un règlement NSR distinct pour les nouvelles installations de production d'électricité a été retardée et, à la date de rédaction du présent document,

---

[32] EPA, *Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units*, Final Rule, 80 Fed Reg 64661 (23 octobre 2015).

[33] EPA, *Repeal of the Clean Power Plan; Emission Guidelines for Greenhouse Gas Emissions From Existing Electric Utility Generating Units; Revisions to Emission Guidelines Implementing Regulations*, Final Rule, 84 Fed Reg 32520 (8 juillet 2019).

[34] Voir *West Virginia v EPA*, No. 15-1363 (Cir DC) (ordonnace du 17 septembre 2019).

[35] EPA, *supra* note 33.

[36] Voir *Am. Lung Assoc. v EPA*, nº 19-1140 (Cir DC), jointe avec *New York v EPA*, nº 19-1165 (Cir DC); *Appalachian Mountain Club v EPA*, nº 19-1166 (Cir DC); *Chesapeake Bay Found., Inc v EPA*, nº 19-1173 (Cir DC); *Robinson Enter., Inc. v EPA*, nº 19-1175 (Cir DC); *Westmoreland Mining Holdings v EPA*, nº 19-1176 (Cir DC); *City and Cnty. of Denver Colo. v EPA*, nº 19-1177 (Cir DC); *N. Am. Coal Corp. v EPA*, nº 19-1179 (Cir DC); *Biogenic CO2 Coal. v EPA*, nº 19-1185 (Cir DC); *Advanced Energy Econ. v EPA*, nº 19-1186 (Cir DC); *Am. Wind Energy Assoc. v EPA*, nº 19-1187 (Cir DC); *Consol. Edison, Inc. v EPA*, nº 19-1188 (Cir DC).

n'est pas encore achevée[37]. Certains plaideurs contestant la règle d'ACE ont demandé que le litige soit mis en pause en attendant la publication du règlement NSR, mais le circuit du D.C. a rejeté ces demandes.

B) DIRECTIVES DE LA *NEPA* SUR LE CLIMAT ET LE COÛT SOCIAL DU CARBONE

Les activités d'exploration et de production d'énergie sur les terres fédérales sont généralement soumises aux exigences d'évaluation environnementale de la *NEPA*. La *NEPA* exige que les agences fédérales, y compris le département de l'Intérieur, évaluent les actions des principales agences susceptibles d'avoir un impact significatif sur l'environnement humain. En juillet 2020, le Council on Environmental Quality (CEQ) de la Maison Blanche a publié les premiers changements de fond importants au règlement d'application de la *NEPA* depuis plus de 40 ans[38]. Le règlement révisé rationalise le processus d'examen environnemental en réduisant, entre autres, le temps dont disposent les agences fédérales pour mener à bien leurs examens au titre de la *NEPA*. Le changement le plus controversé consiste à supprimer l'obligation pour les agences fédérales d'évaluer les impacts cumulés, ce qui est considéré par les groupes environnementaux comme un moyen pour les agences fédérales d'éviter de prendre en compte l'impact des actions gouvernementales sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) et le changement climatique.

La réglementation a été contestée par les États et les groupes de défense de l'environnement et de la santé dans diverses cours de district fédérales, et le litige est toujours en cours[39]. Les parties au litige dans l'affaire *Wild Virginia* devant la Cour de district des États-Unis pour le district de l'Ouest de la Virginie ont demandé une injonction préliminaire pour empêcher l'entrée en vigueur du règlement qui vise à rationaliser la *NEPA*. Le tribunal a refusé d'interdire le règlement et en a autorisé l'entrée en vigueur, comme prévu, le 14 septembre 2020. Les plaignants de *Wild Virginia* ont demandé un jugement sommaire en novembre 2020; la requête reste pendante devant la cour. Conformément aux directives de l'Office of Management and Budget (OMB) qui enjoint les agences de mettre à jour leurs règlements d'application[40] de la *NEPA*, les agences fédérales — y compris le département de l'Intérieur et le Service des forêts des États-Unis – ont commencé à mettre en œuvre les mesures de rationalisation par le biais de nouvelles directives et de règlements propres aux agences.

C) NORMES D'ÉCONOMIE DE CARBURANT POUR LES AUTOMOBILES

En septembre 2019, la National Highway Traffic Safety Administration (NHTSA) et l'EPA ont mis au point un règlement connu sous le nom de « Preemption Regulation », la première partie de la règle « Safer Affordable Fuel Efficiency Vehicles » (SAFE)[41]. Le règlement de préemption conférait au département des Transports des États-Unis l'autorisation d'établir des normes nationales d'économie d'essence et d'émissions pour les véhicules à moteur et préemptait des programmes similaires des États, entraînant le retrait en janvier 2013 de la dérogation de

---

[37] Toutefois, l'EPA a publié des mises à jour au programme de NSR qui peuvent réduire les fardeaux réglementaires pour les installations existantes de production d'électricité. Par exemple, le 22 octobre 2020, l'EPA a annoncé qu'elle allait mettre au point une règle pour clarifier le processus d'évaluation à savoir si la délivrance de permis NSR s'appliquerait aux projets proposés là où se trouvent des sources principales d'émissions stationnaires, y compris des installations de production d'électricité. La règle vise à éliminer la délivrance de permis NSR là où un projet proposé entraînerait des réductions des émissions.

[38] CEQ, *Update to the Regulations Implementing the Procedural Provisions of the National Environmental Policy Act*, Final Rule, 85 Fed Reg 43304 (16 juillet 2020).

[39] Voir *Wild Va. v CEQ*, No. 3:20-cv-00045 (DO Va) (*Wild Virginia*); *Alaska Cmty. Action on Toxics v CEQ*, No. 3:20-cv-05199 (DN Cal); *Envtl. Just. Health All. v CEQ*, No. 1:20-cv-6143 (SDNY); *Cal. v CEQ*, No. 3:20-cv-06057 (DN Cal); *Iowa Citizens for Cmty. Improvement v CEQ*, No. 1:20-cv-02715 (DDC).

[40] Executive Office of the President Office of Management and Budget, « Memorandum for the Heads of Executive Departments and Agencies – Budget and Management Guidance on Updates to the Regulations Implementing the Procedural Provisions of the National Environmental Policy Act » (2 novembre 2020), en ligne (pdf) : <www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2020/11/M-21-01.pdf>.

[41] EPA, *The Safer Affordable Fuel-Efficient (SAFE) Vehicles Rule Part One: One National Program*, Withdrawal of Waiver, Final Rule, 84 Fed Reg 51310 (27 septembre 2019).

préemption accordée à la Californie en vertu de la *Clean Air Act* pour ses propres exigences en matière de GES et d'émissions nulles pour les véhicules à moteur. L'annulation de la dérogation a un impact important sur la Californie et les treize États qui ont adopté ses normes. La justification de l'annulation par les agences repose en grande partie sur la nécessité pour l'industrie automobile de développer et de commercialiser des véhicules en réponse à la demande des consommateurs plutôt qu'aux exigences réglementaires. Le retrait de la dérogation a fait l'objet de nombreux litiges devant les cours de district fédérales[42] et le circuit du D.C.[43] en raison d'exigences différentes en ce qui concerne le lieu pour entendre les contestations du règlement promulgué par la NHTSA et l'EPA.

En avril 2020, la NHTSA et l'EPA ont publié de nouvelles normes en matière d'économie d'essence et d'émissions de GES pour les véhicules à passagers et les camions légers pour les années modèles 2021 à 2026 dans le cadre de la règle SAFE[44]. Néanmoins, en l'absence de clarté sur le règlement de préemption pendant la durée du litige, certains constructeurs automobiles se sont engagés à poursuivre les efforts de la Californie pour réduire les émissions de GES. La Californie a annoncé qu'elle avait conclu une entente en août 2020 avec BMW (y compris Rolls Royce), Ford, Honda, Volkswagen (y compris Audi) et Volvo pour prendre des engagements volontaires de réduction annuelle des émissions de GES des véhicules jusqu'à l'année modèle 2026 et pour accélérer la transition vers les véhicules électriques[45]. En outre, GM et Nissan se sont retirés du litige, annonçant leur intention de travailler avec l'État de la Californie pour établir des normes de bon sens en matière d'émissions des véhicules[46].

III. STOCKAGE D'ÉNERGIE

A) LA FEDERAL STORAGE RULE ET LES TARIFS OTR/ERI CONTINUENT DE PROGRESSER

Comme les lecteurs s'en souviendront peut-être, en 2018, la FERC a publié une règle finale, l'ordonnance nº 841[47] (*Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*), traitant des ressources de stockage sur le territoire des OTR/ERI. Cette règle, qui vise à supprimer les obstacles à la participation des ressources de stockage à divers marchés de gros, comme les marchés de capacité, d'énergie et de services auxiliaires, exige que les OTR/ERI modifient leurs tarifs afin de développer un modèle de participation qui intègre davantage le stockage dans les marchés et qui tient compte des caractéristiques physiques et opérationnelles des ressources de stockage. L'ordonnance nº 841 exigeait que tous les OTR/ERI déposent un tarif de conformité au plus tard le 3 décembre 2018, avec une date d'entrée en vigueur au 3 décembre 2019, qui incorporait les changements prescrits[48].

---

[42] Voir *California v Chao*, nº 1:19-cv-02826 (DDC); jointe avec *S. Coast Air Quality Mgmt. Dist. v Chao*, nº 1:19-cv-03436 (DDC); *Envtl. Defense Fund v Chao*, nº 1:19-cv-02907 (DDC).

[43] Voir *Union of Concerned Scientists v NHTSA*, nº 19-1230 (Cir DC); jointe avec *Cal. v Wheeler*, nº 19-1239 (Cir DC); *S. Coast Air Quality Mgmt. Dist. v EPA*, nº 19-1241 (Cir DC); *Nat. Coal. for Advanced Transp. v EPA*, nº 19-1242 (Cir DC); *Sierra Club v EPA*, nº 19-1243 (Cir DC); *Calpine Corp. v EPA*, nº 19-1245 (Cir DC); *City and Cty. of San Francisco v Wheeler*, nº 19-1246 (Cir DC); *Advanced Energy Econ. v EPA*, nº 19-1249 (Cir DC); *Nat. Coal. for Advanced Transp. v EPA*, nº 20-1175 (Cir DC); *Ctr. for Biological Diversity v EPA*, nº 20-1178 (Cir DC).

[44] EPA, *The Safer Affordable Fuel-Efficient (SAFE) Vehicles Rule for Model Years 2021-2026 Passenger Cars and Light Trucks*; Final Rule, 85 Fed Reg 24174 (30 avril 2020), *amended in* 85 Fed Reg 40901 (8 juillet 2020).

[45] California Air Resources Board, « Framework Agreements on Clean Cars » (17 août 2020), en ligne : <ww2.arb.ca.gov/news/framework-agreements-clean-cars>.

[46] Voir par ex Coral Davenport, « G.M. Drops Its Support for Trump Climate Rollbacks and Aligns With Biden » *New York Times* (23 novembre 2020), en ligne : <www.nytimes.com/2020/11/23/climate/general-motors-trump.html>; David Shepardson, « Nissan joins GM in exiting auto group backing Trump » *Automotive News* (4 décembre 2020), en ligne : <www.autonews.com/regulation-safety/nissan-joins-gm-exiting-auto-group-backing-trump>.

[47] *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, 162 FERC ¶ 61,127 (2018), sur nouvelle audience et clarification, 167 FERC ¶ 61,154 (2019) (2019), Order No. 841-A (rejetant les demandes de nouvelle audience et confirmant ses déterminations dans l'ordonnance nº 841) [No d'ordonnance 841].

[48] Plusieurs entités ont déposé des requêtes de nouvelle audience et de clarification concernant l'ordonnance nº 841. Le 16 mai 2019, la FERC a délivré une ordonnance rejetant les demandes de nouvelle audience et rejetant en partie et accordant en partie les demandes de clarification. Voir l'ordonnance nº 841-A.

Depuis notre dernier rapport, il y a eu des progrès significatifs dans la maturation de l'ordonnance fédérale cadre n° 841 établie. Suite au rejet par la FERC des demandes de nouvelle audience dans cette procédure, certaines entités ont déposé des requêtes de contrôle judiciaire dans le circuit du D.C., cherchant à contester certains aspects de l'ordonnance n° 841. Plus important encore, ces entités cherchaient à renverser la décision de la FERC de ne pas permettre aux États et à d'autres autorités de réglementation du commerce de détail de se soustraire au cadre de l'ordonnance n° 841 en interdisant aux ressources de stockage d'énergie situées sur leur territoire de participer aux marchés d'OTR/ERI. Le 10 juillet 2020, le circuit du D.C. a confirmé l'ordonnance n° 841 sur ces contestations, concluant, entre autres, que la FERC a agi dans les limites de son autorité en interdisant aux autorités de réglementation du commerce de détail d'interdire aux ressources de stockage de participer aux marchés de gros[49]. Bien que le tribunal ait laissé ouverte la possibilité que les États puissent à l'avenir contester le cadre réglementaire de l'ordonnance n° 841 tel qu'il est appliqué, dans la mesure où un État désigne des règlements d'État spécifiques avec lesquels, selon lui, l'ordonnance n° 841 est en conflit[50], la conclusion du tribunal selon laquelle l'ordonnance n° 841, à première vue, n'empiète pas de manière inadmissible sur la compétence des autorités de réglementation du commerce de détail a atténué l'une des sources les plus importantes d'incertitude réglementaire persistante associée à l'ordonnance n° 841.

Parallèlement à ce processus de nouvelle audience et de révision judiciaire, les OTR/ERI ont avancé rapidement dans l'élaboration de leurs propositions de règles pour se conformer à l'ordonnance n° 841. À partir de 2019 et jusqu'en 2020, tous les OTR/ERI assujettis à la compétence de la FERC ont déposé leurs projets de tarifs modifiés auprès de la FERC. La FERC s'est engagée dans un processus de conformité itératif dans le cadre duquel l'agence a accepté en partie les propositions de conformité et a ordonné le dépôt d'autres propositions de conformité pour modifier ou préciser certains aspects des modifications tarifaires proposées par chaque OTR/ERI. La FERC a accepté les tarifs modifiés de chaque OTR/ERI et, par conséquent, les règles régissant la participation des ressources de stockage d'énergie aux marchés de gros sont entrées en vigueur dans tous les OTR/ERI, à l'exception de Southwest Power Pool, Inc. et de MISO dont les tarifs modifiés doivent entrer en vigueur en août 2021 et en juin 2022, respectivement[51].

B) STOCKAGE COMME TRANSPORT

En août 2020, la FERC a accepté une proposition de MISO visant à permettre le recouvrement des coûts pour les projets de stockage d'énergie qui répondent aux besoins des réseaux de transport[52]. Les projets désignés sous le nom de « Storage as a Transmission Only Asset » (SATOA) de MISO sont admissibles pour concurrencer les projets de transport conventionnels par poteaux et par fils dans le cadre du programme « MISO Transmission Expansion Planning » (MTEP), peuvent récupérer les coûts grâce au tarif de MISO et n'ont pas besoin d'attendre dans la file d'interconnexion de MISO qui dure des années.

Conformément au précédent et à la politique de la FERC[53], les projets de SATOA ne peuvent pas recevoir de revenus provenant de la vente d'énergie sur les marchés de MISO, et tout revenu de ce type reçu accidentellement pendant les activités de SATOA doit être recrédité aux clients du transport. Les exploitants de SATOA doivent s'assurer que leurs projets maintiennent des états de charge adéquats pour remplir leurs fonctions de stabilité du transport lorsqu'ils sont sollicités.

D'autres marchés développent leurs propres propositions en vue de promouvoir l'intégration

---

[49] *National Association of Regulatory Utility Commissioners v FERC*, 964 F (3d) 1177 à la p 1180 (2020).

[50] Voir *ibid* au pp 1188–89.

[51] Voir les dossiers de la FERC nos ER19-460 (dossier de conformité de Southwest Power Pool, Inc. pour l'ordonnance n° 841), ER19-465 (dossier de conformité de Midcontinent Independent System Operator, Inc. pour l'ordonnance n° 841), ER19-467 (dossier de conformité de New York Independent System Operator, Inc. pour l'ordonnance n° 841), ER19-468 (dossier de conformité de California Independent System Operator Corp. pour l'ordonnance n° 841), ER19-469 (dossier de conformité de PJM Interconnection, L.L.C. pour l'ordonnance n° 841), ER19-470 (dossier de conformité d'ISO New England, Inc. pour l'ordonnance n° 841).

[52] *Midcontinent Indep. Sys. Operator*, 172 FERC ¶ 61,132 au para 1 (2020).

[53] Voir *Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services When Receiving Cost-Based Rate Recovery*, 158 FERC ¶ 61,051 au para 9 (2017); *Western Grid Dev.*, 130 FERC ¶ 61,056 aux paras 1–2 (2010).

des ressources de stockage d'énergie comme solutions aux problèmes de transport. Notamment, PJM Interconnection, L.L.C. (PJM) a travaillé avec des parties intéressées à l'élaboration d'une proposition pour le stockage comme ressource de transport. Le comité de planification de PJM doit se pencher sur la question lors d'une session spéciale le 4 février 2021[54].

Une proposition distincte du propriétaire de transport de PJM, la Kentucky Power Company, visant à assurer le recouvrement des coûts de son projet de stockage d'énergie de Middle Creek par le biais de ses tarifs de transport a été rejetée par la FERC après avoir constaté que le projet était « plus analogue à une génératrice de secours desservant un sous-ensemble de clients au détail qu'à une installation de transport...[55] » [traduction]. La FERC a affirmé qu'elle continuerait d'examiner au cas par cas si les installations de stockage se qualifient comme transport, et le projet Middle Creek — qui permettait l'îlotage des charges de détail pendant les pannes d'une ligne à 46 kV — n'avait pas de fonction de transport[56].

IV. MARCHÉ DE CAPACITÉ DE PJM

Depuis notre dernier rapport, la bataille pour l'avenir du marché de capacité de PJM s'est poursuivie. Comme les lecteurs s'en souviendront peut-être, à la mi-2018, la FERC a rendu une ordonnance donnant suite à une plainte déposée par plusieurs producteurs contre PJM et au dépôt d'une demande de PJM visant à modifier son tarif de transport à accès ouvert (Tarif)[57]. Dans l'ordonnance, la FERC a estimé que le tarif de PJM était injuste et déraisonnable parce qu'il ne protégeait pas l'intégrité de la concurrence sur le marché de capacité de PJM contre les distorsions de prix et les déplacements de coûts déraisonnables causés par le soutien public hors marché de certaines ressources de production.

À la suite d'une audience sur papier à laquelle des dizaines de parties ont participé, la FERC a rendu une ordonnance en décembre 2019 déterminant un taux de remplacement juste et raisonnable et ordonnant à PJM de soumettre une proposition de conformité pour la mise en œuvre du taux de remplacement (ordonnance de décembre 2019)[58]. L'ordonnance de décembre 2019 a établi que toute ressource, nouvelle ou existante, qui reçoit une subvention de l'État et qui n'est pas admissible à une exemption, doit être assujettie à la règle du prix minimum de l'offre (RPMO)[59]. L'ordonnance de décembre 2019 a également défini les subventions de l'État de manière large de façon à inclure :

> un paiement direct ou indirect, une concession, un rabais, une subvention, des frais de consommation non contournables ou tout autre avantage financier (1) qui résulte d'une action, d'un processus obligatoire ou d'un processus parrainé par un gouvernement d'État, une subdivision politique ou une agence d'un État, ou une coopérative électrique formée conformément à la loi de l'État, et (2) qui est dérivé ou lié à l'obtention (a) d'électricité ou de capacité de production électrique vendue en gros dans le commerce inter-États, ou (b) d'un attribut du processus de production d'électricité ou de capacité de production d'électricité vendue en gros dans le commerce inter-États, (3) qui soutiendra la construction, le développement ou l'exploitation d'une ressource de capacité nouvelle ou existante ou (4) qui pourrait avoir pour effet de permettre à une ressource de se dédouaner dans toute vente aux enchères de capacité de PJM[60] [traduction].

---

[54] Voir PJM Interconnection L.L.C., « Meeting Details » (dernière consultation le 3 février 2021), en ligne : <www.pjm.com/forms/registration/Meeting%20Registration.aspx?ID={6D298032-D049-4D3E-A53E-0BE8892AFFC8}>.

[55] *Am. Electric Power Serv. Corp*, 173 FERC ¶ 61,264 au para 37 (2020) (Kentucky Power Company est une filiale d'American Electric Power Company).

[56] *Ibid* au para 35.

[57] *Calpine Corp. v PJM Interconnection, L.L.C.*, 163 FERC ¶ 61,236 (2018).

[58] *Calpine Corp. v PJM Interconnection, L.L.C.*, 169 FERC ¶ 61,239 (2019), *order on reh'g*, 171 FERC ¶ 61,035 (2020).

[59] Ordonnance de décembre 2019 au para 9.

[60] *Ibid*.

La FERC a précisé que la définition s'appliquerait aux ressources qui sont utilisées pour répondre à la demande et assurer l'efficacité énergétique et le stockage de capacité dans le marché de capacité de PJM, et a refusé d'adopter un seuil de matérialité[61]. En mars et juin 2020, PJM a soumis des propositions de révision de son tarif pour répondre aux exigences de l'ordonnance de décembre 2019.

En octobre 2020, la FERC a accepté les propositions de conformité de PJM, en partie, a rejeté les propositions de conformité de PJM, en partie, a accordé une dérogation concernant certaines dates limites des enchères de capacité, et a ordonné à PJM de soumettre une autre proposition de conformité[62]. En particulier, la FERC a accepté certaines propositions de PJM qui réduiraient l'applicabilité de la RPMO. Par exemple, la FERC a accepté que « les vendeurs prenant part à des transactions bilatérales devraient être autorisés à choisir l'exemption concurrentielle lorsque les droits et obligations entre plusieurs acheteurs sont en parts égales (similaire aux accords *pari passu* pour les ressources en propriété commune) et lorsque la ressource de capacité n'a droit qu'aux subventions d'État[63] qui sont assignables[64] » [traduction]. La FERC a également accepté la suggestion de PJM d'exclure de la RPMO « les enchères de services par défaut, évaluées de façon indépendante, non discriminatoires, neutres sur le plan de la consommation de carburant, concurrentielles et dirigées par l'État » [traduction] et certains contrats bilatéraux avec des entités d'auto-approvisionnement[65]. Sous réserve de certaines modifications, la FERC a accepté l'exemption pour auto-approvisionnement de PJM, l'exemption standard pour le portefeuille renouvelable, l'exemption pour répondre à la demande et assurer l'efficacité énergétique, l'exemption pour la concurrence et l'exception spécifique aux ressources[66]. Sur la question des prix planchers par défaut proposés par PJM pour gérer la demande par la production, la FERC a accepté certaines parties de la proposition de conformité tout en en rejetant d'autres[67].

V. RESSOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

A) NORMES DES ÉTATS EN MATIÈRE DE PORTEFEUILLE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Depuis notre dernier rapport, de nombreux États ont poursuivi leur marche vers un actif de production plus propre, et plusieurs États ont récemment accéléré leur rythme. Selon l'Energy Information Administration des États-Unis, en date de décembre 2020, 30 États et le district de Columbia ont adopté des normes de portefeuille d'énergie renouvelable (NPER) ou d'autres politiques qui exigent que l'électricité provienne de certains types de ressources renouvelables[68]. Plusieurs États ont augmenté leurs objectifs en matière de NPER en 2020, et plusieurs d'entre eux cherchent à se procurer 100 % de leur électricité à partir de ressources renouvelables.

---

[61] *Ibid*.

[62] *Calpine Corp. v PJM Interconnection, L.L.C.*, 173 FERC ¶ 61,061 (2020) (ordonnance d'octobre 2020).

[63] Alors que la FERC a défini la subvention d'État dans l'ordonnance de décembre 2019, PJM a proposé une définition légèrement modifiée dans la proposition de conformité acceptée par la FERC dans l'ordonnance d'octobre 2020. PJM a défini la subvention d'État comme « un paiement direct ou indirect, une concession, un rabais, une subvention, une charge de consommation non contournable ou tout autre avantage financier qui résulte d'une action, d'un processus obligatoire ou d'un processus parrainé par un gouvernement d'État, une subdivision politique ou une agence d'un État ou une coopérative électrique formée en vertu de la loi de l'État, et qui (1) est dérivé ou relève de l'acquisition (a) d'électricité ou de capacité de production d'électricité vendue en gros dans le commerce interétatique ou (b) d'un attribut du processus de production d'électricité ou de capacité de production d'électricité vendue en gros dans le commerce interétatique; qui (2) soutiendra la construction, le développement ou l'exploitation d'une ressource de capacité nouvelle ou existante; ou qui (3) pourrait avoir pour effet de permettre à une unité de se dédouaner dans une vente aux enchères de capacité de PJM » [traduction]. *Ibid* aux para 37, 41. De plus, la FERC a accepté la proposition de PJM d'exclure sept programmes de la définition de la subvention d'État. *Ibid* aux para 43, 45.

[64] *Ibid* au para 30.

[65] *Ibid* aux para 69, 87.

[66] *Ibid* aux para 112, 122, 143,165, 280.

[67] *Ibid* au para 229.

[68] U.S. Energy Information Administration, « Summary of Legislation and Regulations Included in the Annual Energy Outlook 2021 » (février 2021), en ligne : <www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/summary.pdf> (dernière consultation le 8 février 2021).

Ces cibles de NPER mises à jour, par ordre chronologique, sont les suivantes :

- Virginie : 100 % d'ici 2045[69].
- New Jersey : 50 % d'énergie propre d'ici 2050[70].
- Louisiane : 100% d'ici 2050[71].
- Michigan : 100 % carboneutre d'ici 2050[72].
- Connecticut : 100 % d'électricité sans carbone d'ici 2050[73].
- Arizona : les services publics doivent fournir 100 % d'énergie sans carbone d'ici 2050[74].
- Quinze états et territoires ont maintenant adopté le mandat de fournir la totalité de leur électricité à partir de ressources sans carbone ou renouvelables d'ici le milieu du siècle : la Californie, le Colorado, le Connecticut, le district de Columbia, Hawaii, la Louisiane, le Maine, le Michigan, le Nevada; le New Jersey, le Nouveau-Mexique, New York, Puerto Rico, la Virginie et Washington[75].

B) LA *VIRGINIA CLEAN ECONOMY ACT*

Le 11 avril 2020, le gouverneur de Virginie, Ralph Northam, a signé la *Virginia Clean Economy Act* (*VCEA*), qui vise à décarboniser le réseau électrique de Virginie en adoptant, entre autres, un nouveau programme de NPER qui exigera que les services publics de l'État appartenant à des investisseurs acquièrent 100 % de leur approvisionnement en électricité à partir de ressources de production renouvelables d'ici 2050. Pour remplir ce mandat d'approvisionnement en énergie renouvelable, il faudra investir de manière significative dans de nouveaux projets d'énergie renouvelable, des systèmes de stockage d'énergie et l'infrastructure de transport et de distribution nécessaire pour intégrer ces ressources au réseau.

La *VCEA* comprend un nouveau programme obligatoire de NPER qui exige que tous les services publics d'électricité et les fournisseurs d'électricité au détail satisfassent à leurs obligations de charge en utilisant 100 % de sources renouvelables d'ici 2045 pour le territoire de service de Dominion Energy Virginia (Dominion) et d'ici 2050 pour le territoire de service de l'Appalachian Power Company, une filiale d'American Electric Power (AEP). La définition « d'énergie renouvelable » de la *VCEA* exclut explicitement les ressources qui produisent de l'électricité à partir de charbon, de pétrole, de gaz naturel ou de combustible nucléaire, ainsi que la chaleur résiduelle des installations de production à base de combustibles fossiles. Toute entité ne satisfaisant pas aux exigences de NPER sera tenue de verser des paiements compensatoires, dont le produit compensera les frais administratifs et financera des programmes de formation et des programmes d'énergie renouvelable.

La *VCEA* établit également un calendrier selon lequel Dominion et AEP doivent obtenir toutes les autorisations nécessaires pour construire, acquérir ou conclure des accords d'achat d'électricité pour des quantités déterminées de capacité de production à partir de ressources solaires et éoliennes terrestres, ainsi que de capacité de stockage d'énergie. La *VCEA* exige également que Dominion et AEP réalisent des économies annuelles supplémentaires en matière d'efficacité énergétique.

Reconnaissant que les services publics appartenant aux investisseurs transféreront le coût des développements et des investissements

---

[69] Kassia Micek, *Commodities 2021: States racing to set goals toward net-zero emission, 100% renewable electricity*, S&P Global Platts (24 décembre 2020), en ligne : <www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/122420-commodities-2021-states-racing-to-set-goals-toward-net-zero-emission-100-renewable-electricity> (dernière consultation le 8 février 2021).

[70] *Ibid*.

[71] *Ibid*.

[72] *Ibid*.

[73] *Ibid*.

[74] *Ibid*.

[75] *Ibid*.

nécessaires pour se conformer aux nouvelles exigences en matière de NPER aux contribuables, la *VCEA* comprend certaines dispositions destinées à protéger les contribuables en Virginie, notamment des dispositions qui donnent à la Virginia State Corporation Commission une surveillance supplémentaire sur les coûts des projets d'énergie renouvelable des services publics. La *VCEA* exige également que Dominion et AEP lancent des appels d'offres concurrentiels pour l'énergie, la capacité et les éléments environnementaux afin qu'au moins 35 % de leurs nouveaux besoins relatifs aux NPER puissent être comblées par des tiers. Par conséquent, la loi facilitera probablement la concurrence dans le développement de nouveaux projets d'énergie renouvelable en exigeant qu'une partie importante de ces projets soit développée par des entités autres que les services publics existants de Virginie, détenus par des investisseurs, Dominion et AEP.

Bien que son impact final reste à voir, la *VCEA* aura probablement des implications importantes pour les investissements dans les infrastructures énergétiques en Virginie et dans les États voisins, y compris les infrastructures auxiliaires. Comme l'État dépend de plus en plus de la production intermittente d'énergie renouvelable, la Virginie — et le réseau électrique interétatique dont elle fait partie intégrante — devra probablement compter sur les ressources de stockage d'énergie, ainsi que sur la modernisation ou l'extension des infrastructures du réseau de transport et de distribution, pour maintenir la fiabilité.

La mise en œuvre de la *VCEA* est toujours en cours, mais la Virginia State Corporation Commission a commencé à agir conformément à la *VCEA*, comme en témoigne une récente règle finale sur le stockage d'énergie publiée en décembre 2020[76]. La règle vise à mettre en œuvre l'objectif de stockage d'énergie de la *VCEA* de 3 100 MW d'ici 2035. À cette fin, la règle fixe des objectifs intermédiaires de 275 MW d'ici 2025 et de 1 075 MW d'ici 2030 pour les plus grandes entreprises de services publics de l'État et exige que 35 % de la capacité d'approvisionnement provienne de tiers.

C) NORME DE POINTE PROPRE DU MASSACHUSETTS

L'*Advance Clean Energy Act of 2018*[77] du Massachusetts a créé la Clean Peak Energy Portfolio Standard (norme de portefeuille d'énergie de pointe propre), une politique unique en son genre conçue pour fournir des incitations aux technologies d'énergie propre qui peuvent soit fournir de l'électricité soit réduire la demande pendant les périodes de pointe. Le règlement définitif de la norme de pointe propre est entré en vigueur le 7 août 2020.

La norme de pointe propre exige qu'un pourcentage de l'électricité fournie pendant les heures de pointe provienne des certaines ressources admissibles (ressources de pointe propre). À cette fin, la norme de pointe propre exige qu'un pourcentage minimum des ventes annuelles totales d'électricité de fournisseurs d'électricité au détail du Massachusetts aux consommateurs finaux du Massachusetts provienne de ressources admissibles (ressources de pointe propres) par le biais d'achats de certificats d'énergie de pointe propre (CEPP). La loi prévoit des exigences de qualification pour les ressources de pointe propres, l'évaluation des CEPP et des exigences d'achat de CEPP par les fournisseurs d'électricité au détail.

Le Department of Energy Resources (DOER) a créé quatre catégories de ressources de pointe propres, dont chacune doit produire ou expédier de l'électricité vers le réseau de distribution électrique du Massachusetts : (1) les nouvelles ressources de production d'énergie renouvelable qui entrent en service après le 1er janvier 2019; (2) les ressources de production d'énergie renouvelable existantes qui ajoutent une nouvelle capacité de stockage d'énergie d'au moins 25 % de la capacité nominale des ressources de production d'énergie renouvelable, avec une capacité d'énergie utile nominale d'au moins quatre heures à la puissance nominale; (3) le nouveau stockage d'énergie qui chargé à partir d'énergies renouvelables et (4) les ressources de gestion de la demande (p. ex. le stockage d'énergie derrière le compteur qui réduit la consommation d'énergie)[78].

---

[76] Voir *Order Adopting Regulations*, Dossier nº PUR-2020-00120, Va State Corp Comm'n (18 décembre 2020).

[77] 2018 Mass Acts Ch 227.

[78] 225 CMR 21.05(1)(a) (2020).

Les ressources qui participent au programme gagneront des CEPP pour chaque mégawattheure (MWh) d'électricité qu'elles produisent ou réduisent pendant les périodes de pointes saisonnières[79], certaines ressources pouvant potentiellement bénéficier de multiplicateurs qui augmentent le nombre de CEPP qu'elles reçoivent[80]. Les systèmes de stockage d'énergie qui ne sont pas situés au même endroit qu'un système d'énergie renouvelable peuvent généralement être tenus de se charger pendant des heures spécifiques, selon qu'ils sont chargés à partir de ressources solaires ou de ressources éoliennes. Le calendrier des périodes de pointe saisonnières et des fenêtres de facturation est conçu pour envoyer un signal de prix afin de coupler les énergies renouvelables et le stockage d'énergie et de déplacer l'utilisation de la production renouvelable vers les périodes de demande de pointe.

Dans le cadre de ce programme, tous les fournisseurs d'électricité au détail du Massachusetts seront tenus de se procurer auprès de ressources de pointe propres un pourcentage minimum de leurs ventes annuelles totales d'électricité aux consommateurs finaux du Massachusetts, soit en achetant des CEPP, soit en retirant les CEPP gagnés. L'exigence minimale augmente avec le temps. La norme minimale de pointe propre a commencé à 1,5 % des ventes d'électricité au détail en 2020, et est passée à 3 % en 2021. Le minimum augmente d'au moins 1,5 % chaque année par la suite, pour atteindre au moins 16,5 % en 2030 et 46,5 % en 2050[81]. Hormis une prolongation légale, le programme expirera en 2050[82].

Chaque entreprise de distribution doit se procurer en régime de concurrence 30 % de l'obligation totale du marché des fournisseurs d'électricité au détail au cours d'une année de conformité donnée par le biais de contrats à long terme, sous réserve d'un ajustement à la hausse ou à la baisse en fonction de la réaction du marché — c.-à-d. que si l'approvisionnement du marché est inférieur à 50 % de l'exigence minimale de la norme de pointe propre, le DOER peut augmenter l'exigence d'approvisionnement par contrat à long terme jusqu'à 5 % l'année suivante, et lorsque l'approvisionnement du marché est supérieur à 70 % de l'exigence minimale de la norme de pointe propre, le DOER peut diminuer l'approvisionnement par contrat à long terme jusqu'à 15 % l'année suivante[83]. Afin de réduire les coûts pour le consommateur, chaque fournisseur d'électricité au détail peut satisfaire le reste de l'exigence minimale de la norme de pointe propre par le biais d'un autre paiement de conformité par le fournisseur d'électricité au détail[84].

D) ACCÈS AU MARCHÉ DE GROS POUR L'AGRÉGATION DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DÉCENTRALISÉES

Le 17 septembre 2020, la FERC a publié sa règle définitive tant attendue (ordonnance nº 2222) concernant la participation d'agrégations de ressources énergétiques décentralisées (RED) aux marchés de gros d'énergie, de capacité et des services auxiliaires administrés par les OTR/ERI[85]. La FERC a estimé que les règles

---

[79] Par « période de pointe saisonnière », on entend les « périodes pendant les saisons de pointe propre où la demande nette d'électricité est généralement la plus élevée ». Les périodes de pointe saisonnière ne doivent pas être inférieures à une (1) heure ni supérieures à quatre (4) heures chaque jour ouvrable au cours d'une saison de pointe propre; elles seront déterminées sur une base prospective au plus tard six (6) mois avant l'année de conformité suivante; elles seront révisées au plus une fois tous les trois (3) ans; et le [DOER] se réserve le droit d'exempter les ressources existantes des ajustements aux périodes de pointe saisonnière en vigueur au moment de leur qualification. » [traduction] 225 CMR 21.02.

[80] 225 CMR 21.05(6).

[81] 225 CMR 21.07(1)(a).

[82] 225 CMR 21.07(1)(b).

[83] 225 CMR 21.05(8)(a)-(b).

[84] 225 CMR 21.08(3). Le tarif initial de l'autre paiement de conformité (APC) est de 45,00 $ par MWh jusqu'à l'année de conformité 2024, et il diminuera de 1,54 $ par MWh chaque année de conformité par la suite jusqu'en 2050, ou jusqu'à ce que le tarif de l'APC atteigne 4,96 $ par MWh. Le tarif restera alors à 4,96 $ par MWh pendant toute la durée du programme de norme de point propre. Tout comme l'exigence du contrat à long terme, cette réduction automatique peut être ajustée en fonction de l'offre du marché.

[85] *Participation of Distributed Energy Resource Aggregations in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operator*, Order No. 2222, 172 FERC ¶ 61,247 (2020). La FERC a défini les RED comme « toutes ressources situées sur le réseau de distribution, tout sous-réseau de celui-ci ou derrière un compteur de client » [traduction] *Ibid* n.1. Ces ressources « peuvent comprendre, sans en exclure d'autres, les ressources de stockage électrique, la production décentralisée, l'intervention sur la demande, l'efficacité énergétique, le stockage thermique, et les véhicules électriques et leurs équipements d'approvisionnement » [traduction] *Ibid*.

de marchés OTR/ERI existantes sont injustes et déraisonnables car elles constituent des obstacles à la participation des agrégations de RED à ces marchés, ce qui réduit la concurrence et ne permet pas de garantir que les marchés produisent des taux justes et raisonnables[86]. En conséquence, l'ordonnance n° 2222 a imposé à chaque OTR/ERI de réviser son tarif pour s'assurer que les règles du marché qui y sont énoncées facilitent la participation des agrégations de RED[87].

Plus précisément, afin de supprimer les obstacles à la participation d'agrégations de RED au marché, la FERC a demandé à chaque OTR/ERI d'« établir les agrégateurs [de RED] comme un type de participant au marché qui peut enregistrer des agrégations [de RED] selon un ou plusieurs modèles de participation au tarif d'OTR/ERI qui tiennent compte des caractéristiques physiques et opérationnelles de chaque agrégation [de RED][88] » [traduction]. Avec près de 300 pages, l'ordonnance n° 2222 est une règle longue et très technique. Entre autres choses, la règle exige que les règles d'agrégation de RED de chaque OTR/ERI établissent certaines exigences de taille minimale et traitent des exigences de localisation, des facteurs de distribution et des paramètres d'appel d'offres, des exigences en matière d'informations et de données, des exigences en matière de comptage et de télémétrie, des modifications à apporter à une agrégation de RED et des exigences de coordination entre les différentes entités[89].

Dans l'un des aspects les plus controversés de l'ordonnance n° 2222, la FERC a refusé d'inclure un mécanisme d'« option de non-participation », c.-à-d. un mécanisme permettant aux États et autres autorités compétentes en matière de vente au détail d'électricité d'interdire aux RED de participer à un marché d'OTR/ERI par le biais d'une agrégation de RED[90]. Cependant, la FERC a choisi de mettre en place un mécanisme d'« adhésion » pour les services publics qui ont distribué 4 millions de MWh ou moins au cours de l'exercice financier précédent[91]. En vertu de ce mécanisme, les clients de ces services publics ne peuvent pas participer à des agrégations de RED, à moins que l'autorité de réglementation du commerce de détail de l'électricité concernée n'opte pour cette participation, en permettant à ces clients de participer à des agrégations de RED[92]. En outre, la FERC a expressément déclaré que « l'ordonnance n° 2222 n'exclut ou ne limite pas la réglementation locale ou d'État concernant : les tarifs de détail; la planification du réseau de distribution, l'exploitation du réseau de distribution ou la fiabilité du réseau de distribution; l'emplacement des installations [de RED]; et l'interconnexion des ressources au réseau de distribution qui ne relèvent pas de la compétence [de la FERC][93] » [traduction].

Plusieurs entités ont demandé une nouvelle audience de l'ordonnance n° 2222, soulevant un large éventail de questions, allant de demandes de clarification de certaines exigences de mise en œuvre technique à la question de savoir si la FERC a mal compris sa compétence en vertu de l'accord de partenariat. Il reste possible que la FERC choisisse de modifier l'ordonnance n° 2222 sur la nouvelle audience, et/ou qu'une ou plusieurs entités demandent un contrôle judiciaire de l'ordonnance n° 2222.

Outre l'incertitude réglementaire liée aux demandes de nouvelle audience et aux éventuelles requêtes d'appel judiciaire, il existe une incertitude importante concernant la manière dont chaque OTR/ERI mettra en œuvre l'ordonnance n° 2222. L'élaboration de propositions de mise en conformité des OTR/ERI nécessitera une entreprise importante avec une participation et un débat solides des parties prenantes. De plus, la FERC a donné à chaque OTR/ERI la possibilité d'adapter son approche de mise en conformité en fonction de ses besoins régionaux spécifiques. Ainsi, les processus de consultation des parties prenantes

[86] *Ibid* aux para 26–28.

[87] *Ibid* au para 29.

[88] *Ibid* au para 6.

[89] *Ibid* au para 8.

[90] Voir *ibid* au para 56.

[91] *Ibid* au para 64.

[92] *Ibid.*

[93] *Ibid* au para 61.

des OTR/ERI pourraient produire un large éventail de règles de marché potentielles. La FERC a exigé que chaque OTR/ERI soumette sa proposition de conformité dans les 270 jours suivant la date de publication de l'ordonnance n° 2222 dans le *Federal Register*, ce qui les rend exigibles au plus tard le 19 juillet 2021[94]. Selon que la FERC exige ou non des propositions de conformité ultérieures pour remédier aux lacunes perçues dans les propositions initiales, le processus de conformité pour l'ordonnance n° 2222 pourrait prendre le reste de l'année 2021, et pourrait même s'étendre jusqu'en 2022.

VI. CHANGEMENT CLIMATIQUE ET QUESTIONS CONNEXES

A) INCENDIES DE FORÊT ET FAILLITE DE PG&E

La compagnie d'électricité de Californie du Nord Pacific Gas & Electric (PG&E) s'est placée sous la protection de la loi sur les faillites en janvier 2019[95], en partie à cause des milliards de dollars de responsabilité liés aux incendies catastrophiques dans l'État de la Californie qui auraient été déclenchés par des équipements de PG&E défectueux pendant la saison sèche. Dans le cadre du plan de faillite proposé, PG&E a tenté de se débarrasser de milliards de pertes dans le cadre de l'accord d'achat d'électricité (AAE) pour l'énergie renouvelable qui a été exécuté à un moment où les prix d'énergie renouvelable étaient beaucoup plus élevés. En janvier 2019, la FERC a ordonné que PG&E ne puisse pas se retirer d'AAE sans le consentement de l'autorité de réglementation[96]. En juin 2019, le tribunal des faillites a rendu un jugement déclaratoire selon lequel le tribunal des faillites — et non la FERC — pouvait déterminer le sort des AAE selon sa norme la moins stricte pour déterminer si un contrat peut être rompu[97]. Permettre le rejet des AAE aurait pu laisser les entreprises d'énergie renouvelable avec beaucoup moins que la valeur totale de leurs contrats, créant une incertitude pour leur viabilité future, étant donné la position de PG&E en tant que plus grand acheteur d'énergie renouvelable en Californie. La FERC a fait appel de la décision du tribunal des faillites auprès de la Cour d'appel des États-Unis pour le neuvième circuit. Finalement, PG&E a repris les AAE par le biais de son plan de réorganisation, et PG&E est sortie de la faillite en juillet 2020[98]. En octobre 2020, le neuvième circuit a annulé les ordonnances de la FERC de janvier 2019, étant donné que le litige sous-jacent sur les contrats était sans objet, ainsi que le jugement déclaratoire du tribunal des faillites de juin 2019, ce qui laisse entrevoir la possibilité de futurs litiges concernant la tension entre la FERC et l'autorité du tribunal des faillites en ce qui concerne les contrats d'électricité de gros[99].

B) ÉMISSIONS DE MÉTHANE

Dans un effort visant à réduire la réglementation sur le méthane de l'ère Obama, connue sous le nom de « Waste Prevention Rule of 2016 » (règle de prévention des déchets de 2016), le Bureau of Land Management (BLM) du département de l'Intérieur des États-Unis a mis au point une « règle de révision » de remplacement en septembre 2018[100]. La règle de révision a réduit certaines exigences de la règle de prévention des déchets de 2016 en vue de diminuer les exigences réglementaires et de réduire le coût de mise en conformité

---

[94] *Ibid* au para 360; voir aussi Department of Energy, *Participation of Distributed Energy Resource Aggregations in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators; Notice of Correction in Federal Register of Compliance Deadline*, 85 Fed Reg 70143 (4 novembre 2020).

[95] PG&E, News Release, « Files for Reorganization Under Chapter 11 » (29 janvier 2019) en ligne : <www.pge.com/en/about/newsroom/newsdetails/index.page?title=20190129_pge_files_for_reorganization_under_chapter_11>.

[96] Voir *NextEra Energy, Inc v Pac. Gas & Elec. Co.*, 166 FERC ¶ 61,049 au para 28 (2019); *Exelon Corp. v Pac. Gas & Elec. Co.*, 166 FERC ¶ 61,053 au para 25 (2019).

[97] *In re PG&E Corporation*, nº 19-30088-DM (Bankr DN Cal) (7 juin 2019), (mémoire de décision sur la mesure de redressement déclaratoire et injonctive), en ligne (pdf) : <www.courthousenews.com/wp-content/uploads/2019/06/pge-ferc-ruling.pdf>.

[98] Voir par ex Ivan Penn, « PG&E, Troubled California Utility, Emerges from Bankruptcy », *New York Times* (1er juillet 2020), en ligne : <www.nytimes.com/2020/07/01/business/energy-environment/pge-bankruptcy-ends.html>.

[99] *Pac. Gas & Elec. Co. v FERC et al.*, nº 19-71615 (7 octobre 2020), en ligne (pdf) : <cdn.ca9.uscourts.gov/datastore/memoranda/2020/10/07/19-71615.pdf>.

[100] Department of the Interior, *Waste Prevention, Production Subject to Royalties, and Resource Conservation; Rescission or Revision of Certain Requirements*, Final Rule, 83 Fed Reg 49184 (28 septembre 2018).

pour les exploitants pétroliers et gaziers. Le 15 juillet 2020, la règle de révision a été annulée par la Cour de district des États-Unis pour le district du Nord de la Californie[101]. Le BLM a fait appel de cette décision, qui reste pendante devant le neuvième circuit[102]. Par la suite, le 8 octobre 2020, la Cour de district des États-Unis pour le district du Wyoming a annulé la règle de prévention des déchets de 2016, décision que le BLM n'a pas portée en appel[103].

De plus, en septembre 2020, l'EPA a mis au point deux règles — la « Review Rule » et la « Reconsideration Rule » — qui modifient les normes de performance des nouvelles sources dans le cadre de la *Clean Air Act*, connues sous le nom de « Subpart OOOOa », pour les nouvelles exploitations pétrolières et gazières sur les terres privées. Combinées, la règle de révision et la règle de réexamen revoient et atténuent les limitations de l'ère Obama sur le méthane et les composés organiques volatils[104]. En réponse à l'intervention de l'industrie, l'EPA a accordé des exigences révisées pour les émissions fugitives, des normes pour les pompes pneumatiques des sites de forage et des certifications pour les systèmes de ventilation fermés, et a également intégré des dispositions pour rationaliser la mise en œuvre de la règle. Un certain nombre d'États et de municipalités ainsi qu'une coalition de groupes environnementaux ont contesté les règles, qui restent en vigueur pendant le litige en instance[105].

C) CAPTAGE, UTILISATION ET SÉQUESTRATION DU CARBONE

Les incitations fiscales fédérales pour le captage et la séquestration du carbone (CSC) ainsi que le protocole de CSC des normes de combustible à faible teneur en carbone (LCFS) de la Californie ont suscité un intérêt accru pour les projets de CSC au cours de l'année dernière. Les investisseurs potentiels d'économies d'impôts-capitaux propres attendaient des directives sur les principaux aspects de l'impôt fédéral crédité pour les projets de CSC en vertu de l'article 45Q de l'Internal Revenue Code (crédit d'impôt 45Q) avant d'engager des capitaux importants dans le CSC. Ces directives ont maintenant été publiées. Le département du Trésor et l'Internal Revenue Service (service des impôts des États-Unis) ont publié deux ensembles de directives initiales sur la structuration des économies d'impôt-capitaux propres et l'admissibilité au crédit d'impôt 45Q en février 2020[106]. Un projet de règlement couvrant un bon nombre de domaines sur lesquels l'industrie du CSC avait demandé des directives a été publié en mai 2020[107], et un règlement définitif a été publié en janvier 2021[108]. L'article 45Q prévoit une réduction d'un dollar pour un dollar de l'impôt fédéral sur le bénéfice à payer pour chaque tonne métrique « d'oxyde de carbone admissible » capté dans une usine admissible et ensuite enterré de façon permanente, utilisé comme injecteur tertiaire dans un projet de récupération assistée du pétrole ou du gaz naturel, ou utilisé dans un autre processus qui entraînerait la séquestration permanente de l'oxyde de carbone. Le programme de LCFS est une politique basée sur le marché qui fixe des repères annuels d'intensité carbone pour les carburants de transport vendus, fournis ou mis en vente en Californie. Les crédits LCFS sont disponibles pour les projets qui captent et séquestrent le CO_2 et qui disposent du lien nécessaire au marché californien des carburants de transport. Les crédits d'impôt 45Q peuvent être cumulés avec les crédits LCFS de la Californie, ce qui augmente l'incitation pour les projets admissibles aux deux programmes. Les mesures d'incitation sont de plus en plus considérées comme un outil important pour réduire les émissions de GES et atteindre les objectifs de l'Accord de Paris (c.-à-d. limiter le réchauffement climatique à moins de 2 °C par

---

[101] *California v Bernhardt*, jointe avec *Sierra Club v Bernhardt*, nº 4:18-cv-05712-YRG (DN Cal).

[102] *California v Zinke*, nos 20-16793, 20-16793, 20-16801 (9e Cir).

[103] *Wyoming v U.S. Dep't of the Interior*, nº 2:16-CV-00285 (D Wyo); jointe avec *Western Energy Alliance v Jewell*, 2:16-CV-0280 (D Wyo).

[104] EPA, *Oil and Natural Gas Sector: Emission Standards for New, Reconstructed, and Modified Sources Reconsideration*, Final Rule, 85 Fed Reg 57398 (15 septembre 2020).

[105] *California v Wheeler*, nº 20-1357 (Cir DC); *Envtl. Defense Fund v Wheeler*, No. 20-01359 (Cir DC).

[106] IRS, « Guidance on Structuring Transactions » (proc. rév. 2020-12), en ligne (pdf) : <www.irs.gov/pub/irs-drop/rp-20-12.pdf>; IRS, « Beginning of Construction for the Credit for Carbon Oxide Sequestration under Section 45Q » (avis 2020-12), en ligne (pdf) : <www.irs.gov/pub/irs-drop/n-20-12.pdf>.

[107] Department of the Treasury, *Credit for Carbon Oxide Sequestration*, Notice of proposed rulemaking, 85 Fed Reg 34050 (2 juin 2020).

[108] Règlement définitif, *Credit for Carbon Oxide Sequestration*, 86 Fed Reg 4728 (15 janvier 2021).

rapport aux niveaux préindustriels). L'intérêt pour les projets de CSC devrait s'accroître à mesure que d'autres États envisagent de mettre en œuvre des programmes de normes de combustibles à faible teneur en carbone semblables à celui de la Californie (p. ex. l'Oregon) et d'intégrer des projets de CSC dans leurs plans d'action en vue d'atteindre leurs objectifs de réduction des émissions de carbone (p. ex. le Wyoming, le Colorado, la Louisiane).

VII. ACTIVITÉS D'APPLICATION DE LA LOI DE LA FERC ET DE LA CFTC

L'année financière 2020 a été une année un peu plus calme pour les activités de la FERC en matière d'application de la loi. Selon le rapport de 2020 de la FERC sur l'application de la loi (Rapport annuel 2020), publié en novembre 2020, le personnel chargé de l'application de la loi a lancé six nouvelles enquêtes — une diminution par rapport aux douze enquêtes lancées en 2019[109]. De même, les montants totaux des sanctions et des remises de la FERC, respectivement de 437 500 $ et 115 876 $[110], étaient nettement inférieurs aux 7,4 millions de dollars et 7 millions de dollars évalués en 2019[111]. Selon le Rapport annuel 2020, si le bureau d'application de la loi « a poursuivi ses enquêtes, audits et activités de surveillance habituels » au cours de l'année financière 2020, « il a également pris des mesures pour aider les entités réglementées à gérer leurs obligations potentielles en matière d'application et de conformité en réponse à la pandémie sans précédent de la COVID-19[112] » [traduction]. Les accommodements pour les entités réglementées comprenaient :

> travailler avec les sujets d'enquêtes et d'audits non publics continus, et les entités ayant des obligations de conformité continues associées à des cas d'application achevés, afin d'offrir une certaine flexibilité avec des délais de découverte ou autres jusqu'au 31 juillet 2020; [s]uspendre le lancement de nouveaux audits jusqu'au 31 juillet 2020; et [r]eporter les contacts avec les entités concernant les enquêtes de surveillance, sauf celles impliquant un comportement du marché qui pourrait entraîner un risque important de préjudice pour le marché[113] [traduction].

En 2020, la FERC s'est également engagée dans des litiges de cour fédérale découlant de mesures d'application de la loi entamées au cours d'années antérieures. Par exemple, le 25 octobre 2019, la FERC a approuvé l'imposition d'une sanction contre Vitol, Inc. et Federico Corteggiano, qui vendait des produits liés à l'énergie pour l'entreprise[114]. La mesure comprenait une sanction civile de 1 515 738 $ et une restitution de 1 227 143 $, plus les intérêts, contre Vitol et une sanction civile d'un million de dollars contre Corteggiano.[115] Les parties n'ayant pas payé les sanctions et la restitution dans les 60 jours prescrits par la FPA[116], la FERC a intenté une poursuite devant la Cour de district des États-Unis pour le district de l'Est de la Californie demandant une ordonnance confirmant et donnant force exécutoire à sa mesure d'application de la loi du 25 octobre[117]. En mars 2020, Vitol et Corteggiano ont déposé des motions, soutenant que la plainte de la FERC était prescrite en vertu de la loi de prescription de cinq ans établie à l'article 2462 du titre 28 du Code des États-Unis et que la FERC n'avait pas déposé de plainte pour une infraction de manipulation[118]. Selon Vitol et Corteggiano, parce que les échanges commerciaux visés dans les allégations se sont produits entre le 28 octobre 2013 et le 1er novembre 2013 et que les parties avaient conclu une entente de délai d'un

---

[109] FERC, « 2020 Report on Enforcement » (19 novembre 2020) à la p 31, en ligne (pdf) : <www.ferc.gov/sites/default/files/2020-11/2020%20Annual%20Report%20on%20Enforcement.pdf>.

[110] *Ibid* à la p 7.

[111] FERC, « 2019 Report on Enforcement » (21 novembre 2019) à la p 8, en ligne (pdf) : <cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/11-21-19-enforcement.pdf>.

[112] FERC, *supra* note 109 à la p 5.

[113] *Ibid* aux pp 5–6.

[114] *Vitol Inc. and Federico Corteggiano*, 169 FERC ¶ 61,070 au para 1 (2019).

[115] *Ibid*.

[116] 16 USC § 823b(d)(3)(B).

[117] *FERC v Vitol Inc. and Federico Corteggiano*, Complaint, Dossier nº 2:20-cv-00040-KJM-AC (6 janvier 2020).

[118] *FERC v Vitol Inc. and Federico Corteggiano*, Vitol, Inc. Notice of Motion and Motion to Dismiss, Dossier nº 2:20-cv-00040-KJM-AC (6 mars 2020) [Requête en rejet de Vitol].

an, la FERC se devait de déposer une plainte le ou avant le 28 octobre 2019[119]. Leurs motions en rejet sont survenues moins d'un mois après que la Cour d'appel des États-Unis pour le quatrième circuit ait statué que la prescription de cinq ans pour l'application des sanctions de manipulation commençait lorsque la cible de la mesure d'application de la loi avait omis de payer les sanctions, puisque c'est à cette date que toutes les conditions légales préalables de la *FPA* pour intenter une poursuite devant la cour de district ont été satisfaites[120], une décision que les défendeurs ont tenté de caractérisée comme « mal motivée[121] ».

Par contraste avec l'année relativement calme de la FERC en matière de mesures d'application de la loi, la Commodity Futures Trading Commission (CFTC) a déposé le plus grand nombre de mesures d'application de la loi dans l'histoire de la CFTC au cours de l'exercice 2020. Selon le rapport annuel de la division de l'application de la loi de la CFTC pour l'année financière 2020, la division a déposé 113 mesures d'application de la loi, soit le plus grand nombre de l'histoire de la CFTC[122]. Et l'allégement monétaire ordonné durant cette période, dépassant 1,3 milliard de dollars, a été le quatrième plus important de l'histoire de la CFTC[123].

Alors que nombre de ces procédures concernaient des produits de base non énergétiques, une procédure notable, réglée en décembre 2020, concernait Vitol qui a été accusée de conduite manipulatrice et trompeuse. La CFTC a constaté que, entre autres, Vitol avait tenté de manipuler certains repères d'évaluation des prix américains publiés par S&P Global Platts concernant les produits pétroliers physiques afin de profiter de ses positions physiques et dérivées connexes[124]. Le département de la Justice a également porté des accusations contre Vitol, alléguant une conspiration visant à violer la *Foreign Corrupt Practices Act*. Vitol a conclu un accord avec la CFTC, n'admettant ni ne niant les conclusions de la CFTC, sauf dans la mesure où Vitol admet ces conclusions dans toute action connexe contre Vitol par, ou tout accord avec, le département de la Justice ou toute autre agence ou bureau gouvernemental[125]. La procédure Vitol est un rappel brutal du potentiel des enquêtes multi-agences pour les efforts visant à truquer ou autrement manipuler les marchés de l'énergie.

VIII. COMPÉTENCE DE LA FERC ET DES TRIBUNAUX DES FAILLITES CONCERNANT LES CONTRATS DE TRANSPORT DE GAZODUCS ET D'OLÉODUC

Nombre de défis, y compris la réduction de la demande résultant de l'éclosion de la pandémie de la COVID-19, ont poussé de nombreux producteurs indépendants de pétrole et de gaz naturel à déposer leur bilan en 2020. Les parties de plusieurs de ces cas, y compris Ultra Petroleum Corporation (Ultra), Chesapeake Energy Corporation (Chesapeake), Gulfport Energy Corporation (Gulfport), et Extraction Oil & Gas, Inc. (Extraction), ont soulevé une importante question de compétence — à savoir si les débiteurs en faillite devraient obtenir l'autorisation de la FERC, en plus de l'autorisation d'un tribunal des faillites en vue de rejeter un accord qui est sous la compétence de la FERC pour le service de transport interétatique d'un gazoduc ou d'un oléoduc[126]. Dans ces procédures, la FERC, jointe par de nombreuses sociétés de pipelines, a fermement défendu sa position selon quoi les débiteurs qui

---

[119] *Ibid*.

[120] *FERC v Powhatan Energy Fund, LLC*, 949 F (3d) 891 (4e Cir 2020).

[121] Requête en rejet de Vitol à la p 3.

[122] CFTC, « FY 2020 Division of Enforcement Annual Report » (1er décembre 2020) à la p 1, en ligne (pdf) : <www.cftc.gov/media/5321/DOE_FY2020_AnnualReport_120120/download>.

[123] *Ibid*.

[124] *In the matter of Vitol Inc.*, Order Instituting Proceedings Pursuant to Section 6(c) and 6(d) of the Commodity Exchange Act, Making Findings, and Imposing Remedial Sanctions, dossier CFTC no 21-01 (3 décembre 2020).

[125] *Ibid* à la p 1.

[126] À titre d'information, l'article 365 du Code des faillites permet à un syndic ou à un débiteur-exploitant en faillite « de prendre en charge ou de rejeter tout contrat exécutoire » [traduction], 11 U.S.C. § 365(a). Par conséquent, les débiteurs ont la possibilité de déterminer « si le contrat est avantageux pour les ayants cause à l'avenir » [traduction], *Mission Prod. Holdings, Inc. v Tempnology, LLC*, 139 S Ct 1652 à la p 1658 (2019). Les tribunaux des faillites approuvent généralement la décision du débiteur quant au rejet ou à la prise en charge du contrat exécutoire en vertu de la norme d'appréciation commerciale fondée sur la retenue, *Ibid*. Le Code des faillites stipule explicitement que le rejet d'un contrat « constitue une violation de ce contrat » [traduction], 11 U.S.C. § 365(g).

souhaitent rejeter des accords de transport qui sont sous la compétence de la FERC doivent obtenir l'approbation de la FERC en vertu de la *NGA* ou de l'*Interstate Commerce Act* (*ICA*), selon le cas. À l'inverse, les tribunaux des faillites qui ont entendu ces arguments ont décidé que les débiteurs n'ont pas besoin d'obtenir l'autorisation de la FERC pour rejeter les accords qui sont sous la compétence de la FERC en cas de faillite[127].

Bien que cette question de compétence ait été débattue dans le passé dans le contexte des accords qui tombe sous la compétence de la FERC dans le cadre de la *FPA*, il y a eu peu de litiges concernant les accords qui sont sous la compétence de la FERC dans le cadre de la *NGA* et de l'*ICA* avant 2020. Cela a changé avec une procédure impliquant Ultra et Rockies Express Pipeline (REX). Avant le dépôt de bilan d'Ultra, REX a déposé une requête auprès de la FERC pour obtenir une décision déclaratoire selon laquelle Ultra ne pouvait pas rejeter son accord sous la compétence de la FERC avec REX sans l'approbation de la FERC en vertu de la *NGA* et de la doctrine *Mobile-Sierra*[128]. Cependant, avant que la FERC n'agisse sur la requête de REX, Ultra a demandé la protection de la loi sur les faillites auprès du tribunal des faillites des États-Unis pour le district du Sud du Texas. Après que le tribunal des faillites ait informé REX que la poursuite de sa requête auprès de la FERC violerait la disposition sur la suspension automatique du code sur la faillite, REX a retiré sa requête auprès de la FERC. Après une longue enquête préalable et une audience de plusieurs jours, le tribunal des faillites a accepté la requête de rejet d'Ultra et a conclu, entre autres, qu'Ultra n'avait pas besoin d'obtenir l'autorisation de la FERC pour rejeter son accord sous la compétence de la FERC avec REX en faillite[129]. Le tribunal des faillites a suivi le précédent de révision du cinquième circuit dans l'affaire *In re Mirant Corp.*[130] en soutenant que le rejet en faillite n'équivalait pas à une modification ou à une abrogation d'un accord sous la compétence de la FERC et que, par conséquent, la doctrine *Mobile-Sierra* n'était pas impliquée.

Plus tard en 2020, la FERC a eu l'occasion de rendre une ordonnance sur la question de la compétence en réponse à une requête d'ordonnance déclarative déposée par ETC Tiger Pipeline, LLC (ETC Tiger) en prévision d'un dépôt de bilan imminent de la part de Chesapeake[131]. Dans son ordonnance faisant droit à la requête d'ETC Tiger, la FERC a estimé qu'elle avait une compétence concurrente avec les tribunaux des faillites en vertu des articles 4 *et* 5 de la *NGA* en ce qui concerne les accords de transport d'ETC Tiger avec Chesapeake et que l'approbation du tribunal des faillites et de la FERC serait nécessaire si Chesapeake devait chercher à rejeter les accords en faillite[132]. Chesapeake a par la suite déposé son bilan, et a déposé une motion pour rejeter certains de ses accords avec ETC Tiger.

La FERC a également réitéré sa participation à la procédure ETC Tiger dans le cadre de quatre procédures impliquant Gulfport et diverses entreprises de gazoducs interétatiques[133]. Cependant, dans la procédure Gulfport, la FERC est allée plus loin et a établi des procédures dans le cadre de la *NGA* et de la

---

[127] Voir *In re Ultra Petroleum Corp.*, 621 BR 188 à 198 (Bankr DS Tex 21 août 2020) (la conclusion à savoir que « la FERC a approuvé le contrat en question ici s'inscrit dans la portée générale de 'tous contrats exécutoires'. Par conséquent, l'Accord est sujet à un rejet » [traduction] (citations internes omises)); *In re Extraction Oil & Gas, et al.*, 622 BR 608 à la p 614 (Bankr D Del 2 novembre 2020) (« Aucune prescription ni limitation ne s'applique concernant le rejet d'un contrat approuvé par la FERC. » [traduction]).

[128] Requête d'ordonnance déclaratoire et de mesure accélérée pour Rockies Express Pipeline LLC, *Rockies Express Pipeline LLC*, dossier nº RP20-822-000 (déposée le 29 avril 2020). En vertu de la doctrine *Mobile-Sierra*, la FERC est la seule entité qui peut modifier ou abroger les tarifs déposés, et elle ne peut le faire qu'après avoir conclu qu'un tarif déposé nuit à l'intérêt public. Voir *United States Pipe Line Co. v Mobile Gas Serv. Corp.*, 350 US 332 à la p 339 (1956); *Fed. Power Comm'n v Sierra Pac. Power Co.*, 350 US 348 (1956).

[129] *In re Ultra Petroleum*, nº 20-32631, 2020 WL 4940240 (Bankr DS Tex).

[130] 378 F (3d) 511 (5e Cir 2004).

[131] Requête d'ordonnance déclaratoire et demande de mesure accélérée d'ETC Tiger Pipeline, LLC, *ETC Tiger Pipeline, LLC*, Docket No. RP20-881-000 (déposée le 19 mai 2020); *ETC Tiger Pipeline, LLC*, 171 FERC ¶ 61,248 (2020).

[132] *ETC Tiger Pipeline*, LLC, 171 FERC ¶ 61,248 au para 20 (2020).

[133] Voir p ex *Rockies Express Pipeline LLC*, 172 FERC ¶ 61,279 au para 27 (2020); *Midship Pipeline Co., LLC*, 173 FERC ¶ 61,011 aux para 29–30 (2020); *ANR Pipeline Co. Et al.*, 173 FERC ¶ 61,018 au para 27–28 (2020); *Rover Pipeline LLC*, 173 FERC ¶ 61,019 para 25–26 (2020).

doctrine *Mobile-Sierra* pour déterminer si les contrats en cause dans chaque procédure pouvaient être modifiés ou abrogés, y compris par un rejet en faillite. Dans chacune des procédures, la FERC a conclu qu'aucune démonstration n'avait été faite en vertu de la doctrine *Mobile-Sierra* que la modification ou l'abrogation des accords en question était nécessaire pour des raisons d'intérêt public[134]. Gulfport a par la suite déposé son bilan, et a déposé des requêtes pour rejeter certains des accords en cause dans les procédures de la FERC décrites ci-dessus. Bon nombre des motions de rejet de Gulfport restent en suspens.

De plus, un tribunal des faillites a également abordé cette question de compétence pour la première fois dans le cadre des accords de services de transport pétrolier interétatiques conclus par la FERC en vertu de l'*ICA*. Dans la procédure de faillite d'Extraction, cette dernière a cherché à rejeter les contrats sous la compétence de la FERC conclus avec plusieurs entreprises d'oléoducs interétatiques, alors que les entreprises d'oléoducs ont fait valoir que l'approbation de la FERC devait être obtenue en vertu de l'*ICA* et de la doctrine *Mobile-Sierra*. En fin de compte, s'appuyant sur des motifs similaires à ce que l'on a vu dans l'affaire Ultra et Chesapeake, le tribunal des faillites du district du Delaware a conclu que l'autorisation de la FERC n'était pas nécessaire pour qu'Extraction puisse rejeter ses contrats avec les sociétés d'oléoducs interétatiques en faillite[135].

IX. PROJET D'ÉNONCÉ DE POLITIQUE SUR LA TARIFICATION DU CARBONE

Le 15 octobre 2020, la FERC a publié un avis de projet d'énoncé de politique sur la tarification du carbone dans les marchés de gros organisés de l'électricité[136]. L'énoncé de politique proposé clarifiait la compétence de la FERC sur les règles qui incorporent un prix du carbone déterminé par l'État dans les marchés administrés par les OTR/ERI, et encourageait les efforts des OTR/ERI à explorer l'établissement de telles règles conformément à l'article 205 de la *FPA*[137]. La FERC a reconnu que de nombreux États avaient lancé des initiatives[138] de décarbonisation et que la tarification du carbone était devenue un outil clé basé sur le marché dans les efforts des États pour réduire les émissions de GES dans le secteur de l'électricité[139].

L'énoncé de politique proposé précise que la FERC a compétence sur certaines « règles de marché d'OTR/ERI qui incorporent un prix du carbone déterminé par l'État dans ces marches[140] » [traduction]. La FERC n'a pas affirmé catégoriquement sa compétence sur ces règles de marché dans tous les cas, mais a plutôt expliqué que ces règles « peuvent relever de la compétence [de la FERC] en tant que pratique affectant les tarifs de gros[141] » [traduction]. La FERC a expliqué que, dans *EPSA*, la Cour suprême a établi un critère à deux volets pour évaluer si l'action de la FERC relève de sa compétence pour réglementer les pratiques affectant les tarifs de gros : (1) l'activité réglementée doit « affecter directement » les tarifs de gros; et (2) l'activité réglementée ne doit pas être une question que l'article 201(b) de la *FPA* réserve exclusivement

[134] Voir par ex *Rockies Express Pipeline, LLC*, 173 FERC ¶ 61,099 au para 1 (2020); *Midship Pipeline Co., LLC*, 173 FERC ¶ 61,130 au para 1 (2020); *ANR Pipeline Co. Et al.*, 173 FERC ¶ 61,131 au para 1 (2020); *Rover Pipeline LLC*, 173 FERC ¶ 61,133 para 1 (2020).

[135] *In re Extraction Oil & Gas, Inc.*, nº 20-11548, 2020 WL 6389252 (Bankr D Del 2020).

[136] *Carbon Pricing in Organized Wholesale Electricity Markets*, Notice of Proposed Policy Statement, 173 FERC ¶ 61,062 (2020).

[137] *Ibid* au para 1.

[138] Dans l'énoncé de politique proposé, la FERC utilise « tarification du carbone » de façon à « inclure les méthodes 'fondées sur le prix' adoptées par les États qui établissent directement le prix des émissions de GES ainsi que les approches 'fondées sur la quantité' adoptées par les États qui le font indirectement » [traduction], *Ibid* au para 3.

[139] *Ibid* au para 2.

[140] *Ibid* au para 7.

[141] *Ibid* au para 8.

aux États[142]. La FERC a estimé que les règles du marché de gros qui incorporent un prix du carbone déterminé par l'État peuvent répondre au premier volet parce que de telles règles, comme les règles en question dans *EPSA*, « pourraient, selon les circonstances particulières, régir la façon dont les ressources participent au marché d'OTR/ERI, la façon dont les exploitants de marchés répartissent ces ressources et la façon dont ces ressources sont finalement compensées[143] » [traduction]. La FERC a expliqué que de telles règles peuvent satisfaire le deuxième volet car les règles intégrant les prix du carbone déterminés par l'État dans les marchés de gros ne diminuent pas l'autorité que la *FPA* réserve aux États, ou « déplacent autrement l'autorité de l'État, y compris l'autorité de l'État sur les installations de production[144] » [traduction]. Ainsi, en vertu de l'énoncé de politique générale proposée, les États conservent le pouvoir de promulguer et de superviser les prix du carbone[145].

Par le biais de l'énoncé de politique proposé, la FERC a expressément encouragé les OTR/ERI et leurs intervenants à envisager des règles de marché qui intègrent les prix du carbone des États. La FERC croit que les règles de tarification du carbone des États pourraient contribuer à accroître l'efficacité des marchés de gros[146]. Elle a précisé certaines limites importantes du projet d'énoncé de politique et expliqué qu'il ne concernait que les dépôts effectués en vertu de l'article 205 de la *FPA* et non les procédures engagées en vertu de l'article 206[147]. En d'autres termes, la FERC a refusé de prendre position sur la question de savoir si elle pouvait, ou voulait, *exiger* que les OTR/ERI modifient leurs règles de marché pour y intégrer des prix du carbone conformément à l'article 206 de la *FPA*. La FERC a en outre précisé qu'elle n'est « pas un organisme de réglementation environnementale » [traduction], mais qu'elle est plutôt chargée de réglementer les règles par lesquelles les ressources de production recouvrent les coûts de conformité à la réglementation environnementale fédérale et d'État[148]. La FERC a sollicité des commentaires sur le projet d'énoncé de politique et sur cinq considérations spécifiques à prendre en compte avec les prix du carbone. De nombreuses entités ont déposé leurs commentaires et leurs réponses dans les délais impartis[149].

X. RÉFORMES DE LA *PURPA*

En juillet 2020, la FERC a réalisé une importante réforme de la réglementation et des politiques qui mettent en œuvre la *Public Utility Regulatory Policies Act of 1978* (*PURPA*)[150], une loi promulguée en pleine crise énergétique nationale afin de promouvoir la nouvelle production à partir de sources indépendantes et non conventionnelles.

Le *PURPA* visait à surmonter les obstacles à l'entrée sur les marchés des services publics verticalement intégrés en (i) garantissant aux propriétaires et aux exploitants de soi-disant « installations admissibles » (IA, qui comprennent certains producteurs par cogénération et d'énergie renouvelable, ainsi que ceux qui utilisent certains déchets de combustibles) la possibilité de se raccorder au réseau d'un service public d'électricité, (ii) en exigeant des services publics d'électricité qu'ils achètent leur production à un taux de « coût évité » (le coût que le service public d'électricité aurait encouru pour acquérir l'unité de capacité de production suivante; le coût évité étant établi par les autorités de réglementation de l'État), (iii) en prévoyant qu'un service public d'électricité peut être soumis à une obligation juridiquement contraignante (OJC) d'achat auprès d'une IA même s'il refuse de conclure

---

[142] *Ibid* aux para 9, 11 (citant *FERC v Elec. Power Supply Ass'n*, 136 S. Ct. 760 au pp 774–75 (2016), *as revised* (28 janvier 2016) (*EPSA*)).

[143] 173 FERC ¶ 61,062 au para 10.

[144] *Ibid* au para 12.

[145] *Ibid*.

[146] *Ibid* au para 15.

[147] *Ibid* au para 1, n.2.

[148] *Ibid* aux para 4–5.

[149] Voir dossier nº AD20-14-000.

[150] Voir *Qualifying Facility Rates and Requirements Implementation Issues Under the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978*, Order No. 872, 172 FERC ¶ 61,041 (2020) [ordonnance nº 872], *clarified by Qualifying Facility Rates and Requirements Implementation Issues Under the Public Utility Regulatory Policies Act of 1978*, Order No. 872-A, 173 FERC ¶ 61,158 (2020) [ordonnance nº 872-A].

un contrat officiel, (iv) en exigeant que les services publics d'électricité fournissent une alimentation de secours aux IA sur une base non discriminatoire, et (v) en prévoyant des exemptions pour les IA concernant certains éléments de la *FPA*, de la *Public Utility Holding Company Act* (*PUHCA*) et de certaines lois et certains règlements d'État qui régissent les tarifs et les questions financières des services publics, entre autres protections.

Depuis la promulgation de la *PURPA*, de modestes changements ont été apportés à la loi, à savoir, entre autres, que la FERC a obtenu la flexibilité de déterminer que les IA dans certains marchés ont un accès non discriminatoire au marché, et donc que les services publics d'électricité n'ont pas besoin d'acheter leur production. Mais la plupart des exigences législatives de la *PURPA* sont restées en place. En conséquence, la nouvelle règle de la FERC préserve un grand nombre des protections de base énoncées dans la *PURPA*, tout en essayant de répondre aux préoccupations des services publics d'électricité, des producteurs d'électricité indépendants qui ne sont pas des IA et de certains organismes de réglementation des services publics d'État qui estiment que les dispositions de la *PURPA* sont dépassées et déraisonnablement favorables aux IA.

Cette règle, qui est entrée en vigueur le 31 décembre 2020, révise les règlements de mise en œuvre de la *PURPA* de la FERC dans cinq domaines principaux :

- Nouvelle flexibilité pour les États dans la fixation des taux de coûts évités pour les IA. En vertu de la nouvelle règle, les tarifs d'énergie dans le cadre d'un contrat ou d'une autre OJC peuvent changer au cours de la durée du projet ou peuvent être basés sur les tarifs du projet au cours de sa durée (plutôt que sur le coût évité au moment de l'établissement du contrat ou de l'OJC). Les ventes aux tarifs disponibles (l'alternative aux ventes à taux fixe dans le cadre de la *PURPA*) peuvent utiliser les prix marginaux locaux établis dans certains marchés restructurés. Les États peuvent également fixer les coûts évités d'énergie disponible dans les centres de marchés concurrentiels ou utiliser des indices de prix du gaz naturel et des coûts thermiques spécifiés. Les États ont également la possibilité de fixer les tarifs d'énergie et de capacité par le biais d'appels d'offres concurrentiels.

- Nouvelles présomptions de « même site ». Auparavant, les propriétaires ou exploitants d'IA de sources renouvelables ou de déchets de carburants déclaraient la capacité d'IA affiliées dans un rayon d'un mille utilisant la même technologie de production (la règle du mille) afin de déterminer si elles se trouvaient sur le même site et donc si elles étaient assujetties à l'agrégation aux fins de la limite de taille de 80 MW de la *PURPA*. La nouvelle règle de la FERC a remplacé la règle du mille par une série de présomptions : (1) dans un rayon d'un mile, les installations sont irréfutablement présumées se trouver sur le même site; (2) entre un mile et dix miles, la FERC présume de manière réfutable que les installations ne se trouvent pas sur le même site, mais permet aux parties intéressées de réfuter cette présomption; et (3) au-delà de dix miles, la FERC présume de manière irréfutable que les IA ne se trouvent pas sur le même site. La FERC a établi une série de caractéristiques qu'elle peut utiliser pour déterminer si des IA affiliées situées à une distance de un à dix milles les unes des autres se trouvent sur le même site, mais a déclaré qu'aucune caractéristique ou ensemble de caractéristiques ne serait déterminant.

- Réduction des obstacles pour les contestations. La nouvelle règle permet aux parties intéressées de contester les dépôts d'IA dans les 30 jours suivant la date de dépôt. Les IA qui ont été certifiées avant l'entrée en vigueur de la nouvelle règle seront traitées comme des installations « d'antériorité » jusqu'à la première demande importante d'auto-renouvellement de certification[151].

- Réduction du seuil d'accès au marché non discriminatoire. La nouvelle règle réduit la taille à laquelle les IA sont présumées avoir un accès non discriminatoire au marché,

[151] Voir ordonnance nº 872 aux para 549–50. Les exemples de « changements substantiels » peuvent être des augmentations dans la capacité de production de 1 MW ou de 5 % de la capacité installée, ou une augmentation de 10 % ou plus du titre de capitaux propres d'un propriétaire, ordonnance nº 872 au para 550, ordonnance nº 872-A au para 323.

de 20 MW à 5 MW, tout en établissant certaines exceptions.

- Exigences minimales d'OJC. La nouvelle règle établit que les IA doivent démontrer une viabilité commerciale et un engagement financier selon des normes objectives établies par chaque État. Les États peuvent également exiger qu'une IA ait demandé tous les permis et payé tous les frais applicables.

La FERC a également précisé que la réglementation existante de la *PURPA* exige que les États tiennent compte des réductions de charge résultant de la concurrence au détail dans la fixation des tarifs pour les ventes de capacité d'IA.

L'impact complet de la nouvelle règle reste à voir, à la fois parce que peu de temps s'est écoulé depuis l'entrée en vigueur de la règle et parce que plusieurs changements n'auront d'effet que lorsque les États choisiront d'utiliser les flexibilités nouvellement accordées. En outre, la nouvelle règle peut être modifiée ou annulée, car elle est actuellement soumise à l'examen du neuvième circuit[152].

Broadview Solar

La nouvelle règle *PURPA* de la FERC a introduit une grande incertitude dans le secteur des IA. La FERC a ajouté à cette incertitude pour les intérêts des IA dans le secteur du solaire photovoltaïque (PV) en septembre 2020, lorsqu'elle a rendu son ordonnance dans *Broadview Solar, LLC* (*Broadview*)[153], dans laquelle elle a annoncé un nouveau cadre pour déterminer si les IA dépassent le plafond de 80 MW imposé par la *PURPA*[154]. La FERC a rompu avec les précédents en déterminant que son approche, vieille de près de 40 ans, qui met l'accent sur la capacité « d'émission » ou « de production » d'une IA, a été présentée pour la première fois dans la revue *Occidental Geothermal, Inc.* (*Occidental*)[155], est incompatible avec l'accent mis par *PURPA* sur la « capacité de production d'énergie[156] ». Dans le cadre de son approche révisée, la FERC a expressément éliminé la possibilité d'inclure des « ajustements pour les onduleurs ou autres dispositifs de limitation de la production[157] » [traduction], une détermination qui affecte uniquement les IA de solaire PV, qui utilisent souvent des panneaux avec des capacités de courant continu (CC) qui sont considérablement plus importantes (généralement 1,3 à 1,5 fois) que la production de courant alternatif (CA) dépendant de l'onduleur de l'installation pour diverses raisons opérationnelles et électriques. Selon la nouvelle politique de la FERC, la capacité de production électrique d'une telle installation est sa capacité en courant continu, plutôt que la capacité en courant alternatif post-onduleur.

Étant donné le potentiel de la nouvelle politique à créer des perturbations importantes pour les IA de solaire PV existantes qui ne seraient pas des IA selon la nouvelle politique (dont beaucoup ont des accords d'exploitation qui exigent le statut d'IA), la FERC a expressément limité l'application de *Broadview* aux IA qui s'auto-certifient ou qui demandent une certification à la date de la commande ou après[158].

Cette décision a eu un effet ciblé, mais significatif, sur la partie de l'industrie du solaire PV qui a des projets en cours de développement qui approchent la limite de 80 MW sur une base de CA (et la dépassent sur une base de CC),

---

[152] Neuvième circuit, dossier nos 20-72788, 20-73375 et 21-70113.

[153] *Broadview Solar, LLC*, 172 FERC ¶ 61,194 (2020).

[154] Voir 16 USC § 796(17)(A)(ii) et 18 CFR §292.204(a)(1).

[155] *Occidental Geothermal, Inc.*, 17 FERC ¶ 61,231 (1981).

[156] *Broadview*, *supra* note 153 au para 23.

[157] *Ibid* au para 25.

[158] *Ibid* au para 27. La FERC a déclaré :

> si une IA qui a indiqué une capacité maximale de production d'électricité nette de 80 MW ou moins a un formulaire n° 556 dans son dossier à la Commission avant la date de la présente ordonnance, même si elle a pu inclure des ajustements pour les onduleurs ou autres dispositifs de limitation de la production pour calculer sa capacité maximale de production d'électricité nette de 80 MW ou moins, alors elle bénéficiera d'une clause de droits acquis en ce qui concerne le portefeuille à Occidental. En d'autres termes, les IA précédemment certifiées seront toujours considérées comme des installations de production d'énergie de petite taille aux fins de la PURPA [traduction].

ou qui sont déjà des IA, mais prévoient des renouvellements de certification à court terme[159]. Les entités ont demandé une nouvelle audience et des éclaircissements dans cette affaire, mais la FERC n'a pas encore répondu. *Broadview* est soumis à l'examen du circuit du D.C.[160].

XI. ÉLABORATION DES RÈGLES DU DOE CONCERNANT LE SYSTÈME D'ALIMENTATION EN BLOC

Le 1er mai 2020, le président Trump a invoqué l'*International Emergency Economic Powers Act*[161] et la *National Emergencies Act*[162] pour rendre le décret 13920 après avoir constaté que des « adversaires étrangers » créent et exploitent des vulnérabilités dans le système de production d'électricité en vrac (SPEV) des États-Unis[163].

Le décret 13920 a ordonné au secrétaire de l'Énergie d'interdire « toute acquisition, importation, transfert ou installation de tout équipement électrique [lié au SPEV]... lorsque la transaction concerne une propriété dans laquelle un pays étranger ou un de ses ressortissants a un intérêt... » [traduction], chaque fois que le secrétaire de l'Énergie a déterminé, en consultation avec les responsables d'autres organismes, que (a) la transaction porte sur du matériel électrique lié au SPEV « conçu, développé, fabriqué ou fourni par des personnes appartenant à un adversaire étranger, contrôlées par lui, relevant de sa compétence ou assujetties à ses directives... » [traduction] et que (b) le matériel présente des risques excessifs ou inacceptables (1) « de sabotage ou de subversion de la conception, de l'intégrité, de la fabrication, de la production, de la distribution, de l'installation, de l'exploitation ou de l'entretien du système de production d'énergie en vrac » [traduction]; (2) « d'effets catastrophiques » sur la résilience ou la sécurité des infrastructures essentielles ou sur l'économie américaine; ou (3) pour la sécurité nationale des États-Unis ou la sûreté et la sécurité des « personnes américaines[164] » [traduction].

Le décret 13920 a autorisé le secrétaire de l'Énergie : à établir des critères pour la présélection des équipements et des fournisseurs; à déterminer quels équipements électriques existants présentent des risques excessifs et à recommander la manière de les traiter; et à établir un groupe de travail afin d'assurer la coopération et l'échange de renseignements entre les agences. En outre, il exige que le secrétaire de l'Énergie, en consultation avec les responsables des autres agences concernées, publie les règles et règlements conformément au décret 13920 dans un délai de 150 jours, ou avant le 28 septembre 2020.

En réponse, le département de l'Énergie (DOE) a présenté une demande d'information (DI) en juillet 2020 afin de mieux « comprendre les pratiques actuelles de l'industrie énergétique pour déterminer et atténuer les vulnérabilités dans la chaîne d'approvisionnement des composants du [SPEV][165] » [traduction]. La DI posait une série de questions relatives à la propriété, au contrôle et à l'influence des étrangers, ainsi qu'aux questions de cybersécurité et de gestion des risques liés aux fournisseurs et à la chaîne d'approvisionnement, en ce qui concerne les transformateurs, les équipements de puissance réactive, les

---

[159] Bien que la FERC ait expressément déclaré qu'elle reconnaîtrait des « droits acquis » aux AI qui d'auto-certifient ou qui font une demande de statut d'AI avant le 1er septembre, elle n'a pas abordé expressément les effets du redressement.

[160] Cir DC, dossier nos 20-1487 et 20-1500.

[161] 50 USC §1701 et suiv.

[162] 50 USC §1601 et suiv.

[163] *Securing the United States Bulk-Power System*, No d'ordonnance 13920, 85 Fed Reg 26595 (4 mai 2020).

[164] *Ibid* au pp 26,595-96. Le décret 13920 définit le « système d'énergie en bloc » comme signifiant « (i) les installations et les systèmes de contrôle nécessaires à l'exploitation d'un réseau interconnecté de transport d'énergie électrique (ou toute partie de celui-ci); et (ii) l'énergie électrique provenant des installations de production nécessaires pour maintenir la fiabilité du transport » [traduction]. La définition inclut les lignes de transport de 69 000 volts (69 kV) ou plus, mais n'inclut pas les installations de distribution locales. « Équipement électrique du système de production d'énergie en bloc » signifie « les salles de contrôle ou les centrales électriques, y compris les réacteurs, les condensateurs, les transformateurs de sous-station, les condensateurs de couplage de courant, les grandes génératrices, les génératrices de secours, les régulateurs de tension de sous-station, l'équipement de condensateur shunt, les reconjoncteur automatiques de circuit, les transformateurs d'instrument, les transformateurs de tension de capacité de couplage, les relais de protection, l'équipement de mesure, les disjoncteurs haute tension, les turbines de production, les systèmes de contrôle industriels, les systèmes de contrôle décentralisés et les systèmes de sécurité instrumentés » [traduction].

[165] Department of Energy, *Securing the United States Bulk Power System*, Request for information, 85 Fed Reg 41023 (8 juillet 2020).

disjoncteurs et la production — y compris le matériel et l'électronique — comme première étape d'un « processus progressif[166] ». Le DOE a également demandé des renseignements sur les coûts de mise en conformité prévus pour l'ensemble des équipements du décret 13920.

Le DOE a accepté les commentaires en réponse à la DI jusqu'au 24 août 2020[167]. Près de 100 commentaires provenant, entre autres, de services publics d'électricité traditionnels, de fabricants et de vendeurs, d'associations commerciales et d'autres groupes industriels ont été recueillis. À ce jour, cependant, le DOE n'a ni publié de règlement ni proposé de réglementation.

Malgré l'absence d'activité de réglementation, le secrétaire du DOE, Dan Brouillette, a rendu le 17 décembre 2020[168] le Prohibition Order Securing Critical Defense Facilities (décret d'interdiction assurant les installations critiques pour la défense), conformément à l'autorisation accordée par le décret 13920. Ce décret d'interdiction stipule que le DOE « a des raisons de croire que le gouvernement de la République populaire de Chine […] est équipée pour saper et prévoit activement de saper le SPEV », et interdit donc toute « acquisition, importation, transfert ou installation ultérieure » de ces équipements et composantes[169] par tout « service public responsable » qui possède ou exploite des « infrastructures électriques critiques pour la défense[170] » [traduction].

XII. CONCLUSION

Le secteur de l'énergie aux États-Unis est en train de subir un changement fondamental alors que les participants de l'industrie et les décideurs politiques des États et du gouvernement fédéral cherchent à équilibrer les considérations environnementales et climatiques et le besoin de ressources énergétiques fiables et à prix raisonnable. Les nombreux développements réglementaires dont il est question dans le présent rapport montrent que ces changements se poursuivent à un rythme soutenu et qu'ils se sont peut-être même accélérés au cours des 18 derniers mois. Alors que l'administration Trump prenait de l'élan sur diverses politiques énergétiques à mi-parcours, de nombreux États ont promulgué leurs propres mesures, parfois en soutien — et d'autres fois en contradiction — avec les initiatives fédérales. Ces initiatives parfois contradictoires entre le fédéral et les États ont créé un environnement réglementaire compliqué et difficile, avec divers risques et possibilités. ■

---

[166] *Ibid* à 41024.

[167] Department of Energy, *Securing the United States Bulk Power System*, Extension of public comment period, 85 Fed Reg 44061 (21 juillet 2020).

[168] Department of Energy, *Prohibition Order Securing Critical Defense Facilities*, Prohibition Order, 86 Fed Reg 533 (6 janvier 2021).

[169] *Ibid*.

[170] *Ibid* à la p 534. Les infrastructures électriques critiques pour la défense sont définies au paragraphe 215A(a)(4) de la FPA (16 U.S.C. §824o-1) comme toute infrastructure électrique située dans l'un des 48 États contigus ou dans le district de Columbia qui (i) dessert une installation désignée par le secrétaire de l'Énergie comme (A) critique pour la défense des États-Unis et (B) vulnérable à une interruption de l'approvisionnement en énergie électrique fournie à cette installation par un fournisseur externe, mais qui (ii) n'est pas détenue ou exploitée par le propriétaire ou l'exploitant de l'installation désignée dans la clause (i) [traduction].

ALLÈGEMENT DES FORMALITÉS ADMINISTRATIVES EN ALBERTA : UNE COMMISSION, UN COMITÉ ET DES RECOMMANDATIONS

Moin A. Yahya[*]

En 2019, le gouvernement nouvellement élu de l'Alberta a annoncé la création d'un poste de ministre associé de l'allègement des formalités administratives et l'adoption du *Red Tape Reduction Act* de l'Alberta. En réaction, l'Alberta Utilities Commission (AUC ou « la Commission ») a pris l'initiative de nommer un comité indépendant, appelé AUC Procedures and Processes Review Committee (comité d'examen des procédures et des processus, ou « le Comité »). Celui-ci visait à « examiner les processus et procédures de règlement des requêtes de hausse tarifaire de la Commission et formuler des recommandations au président de l'AUC… sur la façon dont certaines étapes des processus et des procédures peuvent être rendues plus efficaces ou éliminées complètement[1] » [traduction].

Trois membres ont été nommés au Comité, et ceux-ci possèdent tous une grande expérience du domaine de la réglementation : C. Kemm Yates, c.r., une figure de proue du milieu de la réglementation; David J. Mullan, professeur de droit émérite de Queen's University et l'un des plus grands experts en droit administratif du Canada; et Rowland J. Harrison, c.r., également ancien professeur de droit et ancien membre de longue date très respecté de l'Office national de l'énergie (maintenant appelé la Régie de l'énergie du Canada). Le Comité a été formé le 8 mai 2020 et a achevé ses travaux le 14 août 2020 en publiant un rapport de 136 pages[2]. Peu après la publication de ce rapport, l'AUC a annoncé qu'elle se conformerait à toutes les recommandations qui y étaient énoncées[3].

---

[*] Professeur de droit à la University of Alberta et ancien membre de l'Alberta Utilities Commission (AUC). Les opinions exprimées dans le présent article sont des réflexions théoriques personnelles et ne visent pas à refléter les points de vue actuels ou passés de l'AUC au sujet d'instances ou de décisions actuelles ou passées. Ces opinions ne visent pas non plus à dénigrer l'une ou l'autre des parties mentionnées dans le présent article, mais sont plutôt formulées à des fins de démonstration.

[1] Alberta Utilities Commission, « Bulletin 2020-17 » (8 mai 2020), en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/News/2020/Bulletin%202020-17.pdf>.

[2] C. Kemm Yates, David J. Mullan et Rowland J. Harrison, « Report of the AUC Procedures and Processes Review Committee » (14 août 2020), en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/Shared%20Documents/2020-10-22-AUCReviewCommitteeReport.pdf>.

[3] Une recommandation qui n'a pas été formulée dans le Rapport a néanmoins été adoptée par l'AUC. Voir Alberta Utilities Commission, « Announcement » (22 octobre 2020), en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/News/2020/2020-10-22-Announcement.pdf>.

Dans le présent article, je vous donnerai un aperçu des recommandations du Comité et formulerai quelques commentaires à ce sujet. Le lecteur peut consulter le rapport du Comité s'il veut obtenir des détails sur le processus de consultation auprès des différents intervenants ainsi que sur le mandat du Comité.

LES RECOMMANDATIONS

Le Comité a formulé 30 recommandations distinctes réparties en 18 grandes catégories. Les recommandations sont présentées en détail dans son rapport. L'idée maîtresse derrière ces recommandations est que l'AUC devrait jouer un rôle actif dans le cadre des audiences tarifaires, mais en faisant preuve d'efficacité et d'équité. Le Comité a formulé une série de recommandations qui tiennent compte des commentaires des intervenants et qui reposent sur une analyse juridique solide.

La première catégorie de recommandations, qui donne le ton aux autres recommandations, appelle à une gestion de l'instance proactive et affirmée[4]. Plus précisément, le Comité a recommandé que l'AUC s'affirme en ce qui concerne la portée et le calendrier du processus. Le Comité a également recommandé que l'AUC publie une liste des questions à traiter dans le cadre de l'instance, un calendrier préliminaire et un cadre expliquant aux parties la façon de s'appuyer sur les questions et les processus énoncés. Enfin, bien que le Comité n'ait pas recommandé un ensemble strict de délais prescrits par la loi à imposer à l'AUC pour rendre une décision dans le cadre d'une instance, la Commission, en plus d'accepter toutes les autres recommandations, a déclaré qu'elle définirait des délais à ce sujet et les respecterait.

La Comité a ensuite proposé une catégorie de recommandations liées aux instances. Ces recommandations portent, par exemple, sur la manière de traiter les documents confidentiels dans le cadre d'une instance. Une autre recommandation veut que toutes les audiences soient menées par écrit, sous réserve que les participants démontrent la nécessité d'une audience orale. Les questions abordées lors de l'audience doivent être déterminées à l'avance dans le cadre de l'établissement de la portée de cette dernière et selon le calendrier établi au début de l'instance, comme je l'ai mentionné précédemment.

En ce qui concerne les interrogatoires ou les demandes de renseignement, le Comité a formulé de nombreuses recommandations. Celles-ci visaient principalement à limiter la portée et la quantité des renseignements demandés. À titre d'exemples, certaines recommandations avaient trait à l'établissement : d'un calendrier pour assurer le dépôt en temps voulu des interrogatoires écrits et des réponses à ceux-ci; d'une pratique normalisée pour le traitement des requêtes liées aux interrogatoires; d'une exigence selon laquelle les renseignements demandés doivent être justifiés. En outre, il devrait y avoir une présomption d'une seule série d'interrogatoires, en particulier lorsqu'on peut recourir à un contre-interrogatoire oral pour déceler toute autre ambiguïté découlant des réponses écrites.

Les contre-interrogatoires ont également fait l'objet de plusieurs recommandations. Les contre-interrogatoires excessifs doivent être découragés. Les contre-interrogatoires devraient se limiter à des preuves précises ainsi qu'aux questions que l'AUC doit trancher dans son jugement dans le cadre de l'instance. Il faut également décourager le recours à des avis non spécialisés en limitant les coûts que les services publics et les intervenants peuvent recouvrer. Le contre-interrogatoire devrait être axé sur la réduction du fardeau réglementaire et l'exécution du mandat de l'AUC.

En ce qui concerne la présentation de la plaidoirie finale, le Comité a recommandé que l'AUC adopte un processus efficace de plaidoirie orale après la clôture du dossier de l'audience. L'étendue de la plaidoirie finale serait déterminée à l'avance par l'AUC en définissant un ensemble de sujets sur lesquels portera la plaidoirie ainsi que des limites de temps.

Quant à l'AUC elle-même, le Comité a recommandé que les décisions soient rédigées selon un modèle axé sur les questions à l'étude. Les membres et le personnel de

[4] Par souci de simplicité, j'ai résumé les recommandations sans utiliser de guillemets. Certains de mes propos sont donc tirés directement du rapport du Comité. Le lecteur doit supposer que la source est ce rapport, que celui-ci soit paraphrasé ou directement cité.

l'AUC devraient recevoir une formation sur la rédaction de décisions selon ce modèle. Les membres de l'AUC devraient également recevoir une formation périodique sur leur rôle en tant que membres d'un tribunal quasi judiciaire, ainsi qu'une formation sur les exigences et responsabilités de base sur le plan légal en matière de gestion des cas. Les membres de l'AUC devraient tenir des réunions plénières pour discuter des questions génériques soulevées au cours des audiences.

Le Comité a également formulé quelques recommandations à propos des intervenants, des coûts, et de la mise en œuvre de ses recommandations au moyen des règles de l'AUC. Les lecteurs qui veulent connaître les détails à ce sujet devraient consulter le rapport du Comité. Celui-ci est rédigé clairement et est convaincant. Plutôt que d'énoncer les différentes recommandations du Comité et de les analyser une à une, je donnerai, dans la section suivante, un aperçu des raisons pour lesquelles le travail du Comité était rendu nécessaire et vous ferai part de quelques réflexions sur la meilleure façon d'adopter ses recommandations.

COMMENTAIRES

Le Comité a été créé en réaction à l'intervention du gouvernement provincial dans le cadre de son initiative d'allègement des formalités administratives. Les recommandations sont très judicieuses et vont dans le sens de cette initiative gouvernementale. Les recommandations découlent à la fois des commentaires des intervenants et d'une analyse minutieuse des directives juridiques qui régissent la conduite de l'AUC. En tant qu'ancien membre de la Commission, je félicite le Comité d'avoir réalisé ce travail rigoureux malgré des délais très courts. La valeur de ces recommandations doit être considérée non seulement pour ce que celles-ci demandent à l'AUC, mais aussi, d'une certaine manière, pour ce qu'elles suggèrent à tous les participants au processus d'établissement des tarifs. La lecture des demandes et des recommandations du Comité m'a rappelé plusieurs des choses qui me préoccupaient lorsque j'étais à l'AUC. En effet, le personnel, d'autres membres de l'AUC et d'autres intervenants se sont déjà penchés sur des éléments visés par de nombreuses recommandations; toutefois, le défi consiste toujours à savoir comment mettre celles-ci en œuvre.

Les recommandations codifient efficacement les pratiques exemplaires dont les intervenants et l'AUC ont pu convenir en principe dans le passé, mais qu'ils ont pu avoir du mal à mettre en œuvre au cas par cas. Après tout, il est facile d'affirmer dès le départ que l'on s'engage à suivre un processus efficace, mais si cela signifie, par exemple, la perte de possibilité de contre-interroger oralement un témoin adverse, cet engagement peut s'affaiblir. Le fait d'avoir un ensemble de règles qui sont le fruit d'une concertation des membres respectés et expérimentés du Comité devrait rassurer tout le monde quant à la mise en œuvre des recommandations.

Il y a toujours une tension entre une instance rapide et efficace et l'équité, surtout pour ce qui est des règles procédurales. L'instance efficace la plus connue est celle qui a été plaidée dans l'affaire fondamentale *Northwestern Utilities Ltd. v Edmonton*[5]. Ce cas est souvent cité pour les trois principes d'un rendement raisonnable pour les services publics, à savoir qu'une « entreprise aura droit à un rendement sur le capital investi dans son entreprise (qui sera net pour l'entreprise) aussi important que celui qu'elle recevrait si elle investissait le même montant dans d'autres titres possédant une attractivité, une stabilité et une certitude égales à celles de l'entreprise[6] » [traduction]. Le précédent conseil de l'AUC avait autorisé Northwestern Utilities à réaliser un certain taux de rendement. Plus tard, comme les taux d'intérêt avaient chuté, le conseil a alors décidé unilatéralement de réduire le taux de rendement autorisé, sans tenir d'audience. La Cour suprême a non seulement autorisé la sentence matérielle en vertu du critère du taux de rendement raisonnable, mais elle n'a pas non plus été préoccupée par l'absence d'audience. En effet, il y a quelques années à peine, le juge Côté (maintenant à la retraite) de la Cour d'appel de l'Alberta a cité l'affaire *Northwestern* au sujet de la proposition selon laquelle « la Commission peut obtenir

[5] *Northwestern Utilities Ltd. v Edmonton (city)*, [1929] RCS 186.

[6] *Ibid* à la p 193.

ses renseignements de la façon qu'elle juge appropriée[7] » [traduction]. L'autorisation d'un taux de rendement raisonnable sans audience serait le nec plus ultra d'une réglementation efficace. Toutefois, cela soulèverait un ensemble de questions d'équité, et pas seulement des questions de procédure.

Après tout, les circonstances économiques peuvent facilement changer, rendant les décisions antérieures peu réalistes ou injustes pour les services publics réglementés. Rappelez-vous le dernier ralentissement économique de 2008. L'AUC avait précédemment établi une formule d'attribution du taux de rendement autorisé. Cette formule était utilisée depuis de nombreuses années avant cette crise financière. À l'époque, l'AUC aurait pu maintenir la formule en vigueur. Ce processus aurait permis de minimiser les coûts d'audience. Néanmoins, les parties ont toutes convenu que la formule n'était pas l'outil réglementaire approprié à ce moment-là. Il en est résulté un processus long et exhaustif, nécessitant des semaines d'audiences orales et des milliers de pages de dossier, qui a abouti à la décision de 2009 sur le coût générique du capital (CGC)[8]. Dans sa décision, l'AUC a déterminé que la formule existante ne permettrait pas de générer des taux de rendement proportionnels aux conditions économiques auxquelles étaient confrontés les services publics. La Commission a alors décidé de mettre de côté la formule habituelle et a abouti à une conclusion ponctuelle au sujet du taux de rendement. Deux ans plus tard, l'AUC s'est de nouveau penchée sur la question du CGC. Cette fois, pour éviter le long processus de l'audience de 2009 sur le CGC, l'AUC a décidé d'incorporer le dossier de 2009 à l'audience de 2011[9]. Heureusement, l'incorporation du dossier a été faite à la suggestion des services publics et avec l'approbation des intervenants, ce qui a permis un processus rapide. Peut-être que le processus précédent, conclu seulement deux ans plus tôt, a contribué à cette initiative des parties. Cependant, le passage du temps peut également effacer les souvenirs et les expériences des parties et de leurs avocats. De nouvelles parties ou les avocats peuvent être tentés de profiter de toute la panoplie de protections qui s'offrent en matière d'équité procédurale; c'est-à-dire ce qu'ils perçoivent, sans aucun doute, comme étant la procédure la plus cruciale pour eux. Ainsi, le fait de disposer des recommandations du Comité, à la fois sous la forme d'un rapport et de règles de l'AUC, permet à la Commission de surmonter plus facilement l'approche par défaut des longues audiences qui stagnent.

Alors que ces recommandations sont mises en œuvre, j'encourage également toutes les parties qui ont donné leur avis au Comité ainsi que celles qui participent aux instances de l'AUC à réfléchir à d'autres innovations qui pourraient être facilement adoptées. Dans le prolongement de l'instance relative au CGG de 2011, par exemple, et étant donné que les dossiers de toutes les procédures de l'AUC sont stockés électroniquement et facilement consultables, j'estime que la réintroduction de preuves dans le cadre de chaque instance semble inutile et lourde. Il serait utile que l'AUC mette au point un registre continu de données financières macroéconomiques ainsi que des données sur chaque service public régi par l'AUC. Ainsi, les services publics n'auraient qu'à mettre à jour ou à contester des éléments de données précis du dossier lors de chaque audience.

Pour en revenir aux recommandations du Comité, je répète que celles-ci sont non seulement bénéfiques pour l'AUC, mais aussi pour les parties aux audiences. Nonobstant l'engagement initial de chaque partie à assurer une audience efficace, des pièges font toujours leur apparition, et on est souvent attiré vers eux. Les parties découvrent soudainement un nouvel intérêt pour les preuves présentées et souhaitent les examiner sous toutes leurs facettes. Cela pose un dilemme à l'AUC et à la formation qui présidant l'audience : l'AUC doit-elle permettre davantage de découvertes de preuves ou s'en tenir à son champ d'action et à ses délais initiaux? La bonne vieille tension entre l'efficacité et l'équité fait ainsi de nouveau son apparition.

---

[7] *Calgary (City) v Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2010 ABCA 132 au para 193.

[8] *Re 2009 Generic Cost of Capital* (12 novembre 2009), 2009-216, en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2009/2009-216.pdf>.

[9] *Re 2011 Generic Cost of Capital* (8 décembre 2011), 2011-474 au para 13, en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2011/2011-474.pdf>.

Prenons le cas de l'audience de l'entreprise ATCO Gas en 2011[10]. Un intervenant avait demandé des renseignements à ATCO Gas lors de l'audience de cette dernière sur les tarifs du gaz. ATCO a fourni des réponses que l'intervenant jugeait insuffisantes. Celui-ci a présenté une motion pour obliger ATCO à fournir des renseignements supplémentaires[11]. L'AUC a décidé que certaines des réponses étaient adéquates et d'autres non, et a donc demandé à ATCO d'en fournir d'autres. ATCO a répondu qu'il avait besoin de plus de temps. D'autres échanges entre ATCO Gas, l'intervenant et l'AUC ont donné lieu à une motion d'ATCO Gas visant à supprimer une partie de la preuve de l'intervenant, ce que l'AUC a accepté[12]. L'intervenant a alors demandé une révision et une modification de l'audience, ce que l'AUC a refusé. Lors de la même audience, un autre intervenant a demandé la suspension de l'audience en raison de l'acquisition récente par le groupe ATCO d'une entreprise gazière australienne. L'AUC a rejeté cette demande. À la fin de l'audience, en plus des arguments de fond habituels concernant le taux de rendement raisonnable, des arguments supplémentaires d'équité procédurale ont été présentés. Certains d'entre eux concernaient même le rôle de l'avocat de l'AUC et sa partialité dans la façon dont il avait interrogé les témoins d'ATCO Gas.

Je mentionne ces exemples non pas pour dénigrer les parties ou leurs avocats, mais pour souligner que ce qui peut débuter par une simple audience tarifaire avec un ensemble prédéterminé de questions peut se transformer en une audience complexe amenant l'AUC à trancher des questions de droit administratif nuancées, comme le rôle des avocats. Il n'y a pas de réponses simples à ces questions. Peu importe si l'on cherche dans les affaires ou les traités des professeurs de droit administratif, les réponses ne sautent pas aux yeux des membres de l'AUC ou de leurs avocats. Et c'est là qu'intervient la réponse par défaut qui consiste à privilégier l'équité procédurale, généralement au détriment de l'efficacité du processus.

Cette recherche excessive d'équité est peut-être une conséquence des répercussions d'un incident d'espionnage désormais tristement célèbre[13]. À cette époque, les personnes nommées peu après cet incident ont eu le sentiment qu'aucune revendication pour iniquité procédurale n'était trop insignifiante pour être rejetée. L'arrêt *Stores Block* de la Cour suprême du Canada et son corollaire, la Cour d'appel de l'Alberta, ont semblé donner l'impression que l'AUC était l'organisme préféré des cours d'appel pour procéder à un examen minutieux tant sur le fond que sur la procédure[14]. Toutefois, il se peut que nous ayons péché par excès, ce qui a amené le Comité a formulé ses recommandations.

En effet, le nombre d'appels des décisions de l'AUC pour des questions d'équité procédurale pourrait servir d'indicateur du niveau d'équité dont fait preuve la Commission. Une recherche sur les récents appels des décisions de l'AUC devant la Cour d'appel de l'Alberta révèle une forte concentration d'appels axés sur des résultats concrets, par opposition à ceux portant sur les procédures adoptées par l'AUC. À l'aide de CanLII, j'ai cherché des cas sur lesquels s'est penchée l'AUC, et j'ai limité ma recherche aux mots clés « *procedural fairness* » (équité procédurale) et « *bias* » (partialité). J'ai trouvé 55 cas au cours des 12 dernières années, dont 11 seulement font mention de l'équité ou de la partialité de la procédure, soit environ 20 % des cas. Presque aucune de ces revendications d'iniquité n'a obtenu gain de cause.

Pour éviter que le lecteur ne se demande pas si les recommandations du Comité pourraient entraîner un plus grand nombre d'appels pour des raisons d'équité, ce qui pourrait être le cas (mais cela entraînerait également des infirmations en appel), le Comité a procédé à une analyse juridique de ses recommandations. Je félicite le Comité d'avoir procédé à cette

---

[10] *Re ATCO Gas 2011-2012 General Rate Application Phase I* (5 décembre 2011), 2011-450, en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2011/2011-450.pdf>.

[11] *Ibid* aux para 24–32 (section 2.1.1).

[12] *Ibid* aux para 37–40 (section 2.1.3).

[13] On peut facilement faire une recherche en ligne sur cette histoire, mais on peut en trouver un résumé dans *Lavesta Area Group Inc. v Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2012 ABCA 84.

[14] Ces affaires sont toutes décrites en détail dans *Re Utility Asset Disposition* (26 novembre 2013), 2013-417, en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2013/2013-417.pdf>.

analyse juridique rigoureuse, qui conduit fortement à penser que l'AUC peut mettre en œuvre les recommandations sans crainte de cassation de décisions pour des raisons d'équité procédurale.

La décision de l'AUC dans la plainte de Milner Power concernant la méthodologie de perte en ligne de l'exploitant indépendant de réseau est un exemple marquant de l'utilisation de l'équité procédurale comme l'un des principaux motifs d'appel[15]. Je dois préciser que l'affaire ne portait pas sur la tarification, mais qu'elle est tout de même instructive. La Cour d'appel a refusé d'autoriser l'appel de la décision de l'AUC dans une série de décisions rendues par le juge O'Ferrall, dont l'une portait sur la question de l'équité procédurale[16]. Le juge O'Ferrall a estimé que l'AUC n'avait pas refusé aux parties leur droit à l'équité procédurale. L'affaire a duré 14 ans entre le moment où la plainte de Milner a été déposée pour la première fois auprès de l'AUC en 2005 et celui où le jugement final de la Cour d'appel a été rendu. Tout au long de ces années, de nombreux appels ont été intercalés devant la Cour d'appel, une audience devant l'AUC ayant donné lieu à une décision partagée[17]. Celle-ci a été suivie d'une motion de révision et de modification, qui a été accordée, puis d'une série de décisions de l'AUC qui ont abouti en un refus en trois parties de l'autorisation d'appel par la Cour d'appel[18]. En effet, si la Cour d'appel avait tranché en faveur des parties appelantes, l'instance au sujet de la perte en ligne de l'exploitant indépendant de réseau aurait rivalisé avec Jarndyce et Jarndyce sur le plan des complications et de la durée.

Ce que l'on peut maintenant oublier, c'est que cette longue saga a débuté par le rejet de la plainte de Milner concernant la règle de la perte en ligne de l'exploitant indépendant de réseau sans la tenue d'une d'audience, parce que le précédent conseil de l'AUC avait jugé que cette plainte était « frivole et vexatoire[19] » [traduction]. Cette décision a été invalidée par la Cour d'appel, puis renvoyée à l'AUC pour que celle-ci tienne une audience sur le bien-fondé de la plainte de Milner[20]. On ne peut s'empêcher de se demander où en seraient toutes les parties aujourd'hui si l'audience avait été tenue de manière accélérée selon les recommandations du Comité ? Que le précédent conseil ait donné raison ou non à Milner, la Cour d'appel aurait probablement confirmé la décision comme étant raisonnable et serait arrivée à la même conclusion que le juge O'Ferrall. La différence aurait pu résider dans les 12 années de litiges et de décisions en appel qui s'en sont suivis. La leçon que doivent en tirer toutes les parties est le fait qu'un processus qui concilie efficacité et équité aide toutes les parties touchées à long terme.

La nature techniquement complexe de la règle de la perte en ligne de l'exploitant indépendant de réseau peut également expliquer pourquoi la procédure a traîné en longueur. Cela soulève la question plus générale à savoir si le climat d'affrontement propre aux instances de l'AUC est la meilleure façon de trancher ces questions. Il y a eu de nombreuses discussions pendant que j'étais à l'AUC au sujet de tables rondes et d'autres solutions de rechange aux audiences. De même, on avait discuté d'idées telles que la présentation simultanée des preuves des témoins experts (connu sous le nom de « *hot-tubbing* ») afin que l'audience soit plus consensuelle, au moins pour ce qui est des preuves techniques. L'AUC pourrait examiner ces idées pour compléter les recommandations du Comité, surtout si les audiences techniques continuent d'être longues et compliquées.

---

[15] *Re Milner Power Inc. Complaints regarding the ISO Transmission Loss Factor Rule and Loss Factor Methodology* (20 janvier 2015), 790-D02-2015, en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2015/790-D02-2015.pdf>.

[16] *Milner Power Inc v Alberta Utilities Commission*, 2019 ABCA 127. Les instances devant la Cour d'appel sont les suivantes : *Capital Power Corporation v Alberta Utilities Commission*, 2018 ABCA 437 [*Capital Power Corp*], *Milner Power Inc v Alberta Utilities Commission*, 2019 ABCA 127, *ENMAX Energy Corporation v Alberta Utilities Commission*, 2019 ABCA 222.

[17] *Re Complaint by Milner Power Inc. Regarding the ISO Transmission Loss Factor Rule and Loss Factor Methodology* (16 avril 2012), 2012-104, en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2012/2012-104.pdf>.

[18] Le déroulement de l'instance et ses décisions sont bien résumés dans : *Capital Power Corp*, *supra* note 16.

[19] *Re Milner Power Inc. Complaint Against the Proposed AESO Line Loss Rule* (30 décembre 2015), 2005-150, en ligne (pdf) : *AUC* <www.auc.ab.ca/regulatory_documents/ProceedingDocuments/2005/2005-150.pdf>.

[20] *Milner Power Inc. v Alberta (Energy and Utilities Board)*, 2010 ABCA 236.

Dans l'ensemble, la mise en œuvre de ces recommandations, en particulier sous la recommandation générale d'une gestion de cas plus affirmée, devrait être bien accueillie par tous. L'AUC et son personnel disposent maintenant d'orientations écrites dans le rapport du Comité (et codifiées, espérons-le, dans les règles de l'AUC), qui tient compte des commentaires et des réactions des intervenants. Les parties liées au processus, qu'il s'agisse des services publics ou des intervenants, disposent également désormais d'un document de référence pour les guider et leur rappeler que le processus doit être plus rapide.

Je me souviens que l'ancien président de l'AUC, feu Willie Grieve, c.r., avait l'habitude de toujours pointer du doigt l'énoncé de mission de l'AUC[21], qu'il avait aidé à élaborer et qu'il avait accroché sur tous les murs des bureaux de la Commission. Chaque fois qu'il y avait une discussion interne concernant un processus ou un résultat, M. Grieve montrait du doigt le mur et lisait une phrase pertinente, comme « l'Alberta Utilities Commission est un chef de file de confiance qui offre des solutions réglementaires novatrices et efficaces pour l'Alberta » [traduction]. Le rapport du Comité s'inscrit bien dans la mission de l'AUC et devrait également se trouver sur le mur de façon emblématique pour que toute personne puisse le consulter dans le cadre de ses fonctions à l'AUC. ■

[21] Alberta Utilities Commission, « Mission Statement » (dernière consultation le 21 janvier 2020), en ligne : <www.auc.ab.ca/pages/mission-statement.aspx>.

L'AFFAIRE DE L'AÉROPORT D'HEATHROW RÉEXAMINÉE

*Melanie Gillis et James MacDuff**

INTRODUCTION DU DIRECTEUR DE RÉDACTION

Le dernier numéro de la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie comprenait un article[1] sur la décision de la cour d'appel d'Angleterre et du pays de Galles dans l'affaire *R (Friends of the Earth) v Secretary of State for Transport and others*[2]. La décision comprenait un examen détaillé de la manière dont la législation sur le changement climatique peut freiner les grands projets d'infrastructure.

Dans l'affaire de l'aéroport d'Heathrow, la cour d'appel a estimé que, comme le secrétaire d'État n'avait pas tenu compte des engagements pris par le Royaume-Uni dans le cadre de l'Accord de Paris[3] avant d'approuver la politique qui ouvrirait la voie à la construction d'une troisième piste à l'aéroport d'Heathrow, cette approbation était viciée. Plus précisément, la cour d'appel a estimé que la *Planning Act*[4] obligeait le secrétaire d'État à tenir compte des politiques gouvernementales en matière de changement climatique, et que l'Accord de Paris entrait dans le cadre de ces « politiques gouvernementales ».

Peu après la parution de cet article, la cour suprême du Royaume-Uni a rendu une décision unanime autorisant l'appel de la décision dans l'affaire de l'aéroport d'Heathrow[5]. Les rédacteurs en chef de la Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie ont estimé qu'un commentaire sur cette dernière décision intéresserait les lecteurs.

L'APPEL DEVANT LA COUR SUPRÊME DU ROYAUME-UNI

Il est important de noter que cet appel a été présenté non pas par le secrétaire d'État, mais par la société propriétaire de l'aéroport d'Heathrow, qui avait déjà investi des fonds importants dans le projet lorsque la cour d'appel a rendu sa décision.

La cour suprême du Royaume-Uni a complètement renversé la décision de la cour d'appel sur plusieurs points essentiels. En effet, la cour suprême a jugé que l'Accord de Paris ne bénéficiait *pas* du statut de « politique gouvernementale » tel que ce terme est utilisé dans la *Planning Act*. La cour suprême a estimé qu'une interprétation libérale du terme « politique gouvernementale » dans le cadre de la *Planning Act* créerait un « piège à ours » pour le gouvernement. La cour suprême a préféré adopter une interprétation plus étroite de l'expression « politique gouvernementale », qu'elle a limitée à des déclarations de politiques écrites formulées soigneusement,

* James MacDuff est associé chez McInnes Cooper. Il est membre du groupe de l'énergie et des ressources naturelles de ce cabinet et sa pratique est axée sur les questions de droit corporatif et réglementaire.

Melanie Gillis est avocate chez McInnes Cooper. Elle exerce de plus en plus dans le domaine des litiges des secteurs du commerce, de la construction, de l'environnement et de l'énergie.

[1] Melanie Gillis et James MacDuff, « Le climat et la construction croisent le fer : comment la législation sur les émissions nettes nulles pourrait être instrumentalisée pour faire obstacle à des projets d'infrastructure à émissions élevées », (2020) 8:4 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 23.

[2] [2020] EWCA Civ 214.

[3] *L'accord de Paris*, 22 avril 2016, RT Can 2016 nº 9 (entré en vigueur : 4 novembre 2016) [Accord de Paris].

[4] *Planning Act* (R-U), 2008, c 29, art 5(8).

[5] *R (on the application of Friends of the Earth Ltd and others) v Heathrow Airport Ltd.*, [2020] UKSC 52.

puis approuvées par les ministères concernés à l'échelle gouvernementale. Plus précisément, la cour suprême a déclaré ce qui suit :

> 105… Pour que le paragraphe soit appliqué de manière sensée, il faut donner à l'expression un sens relativement étroit afin que les politiques pertinentes puissent être facilement déterminées. Sinon, les fonctionnaires devront fouiller dans le Hansard et les déclarations de presse pour voir si un ministre a dit quelque chose qui pourrait être qualifiée de « politique ». Le Parlement ne peut pas avoir eu l'intention de créer un tel piège à ours pour les ministres en leur demandant de prendre en compte toute déclaration ministérielle qui pourrait, en langage courant, être décrite comme une déclaration de politique relative au domaine concerné[6]. [traduction]

La Cour suprême a également conclu que les traités internationaux qui ont été ratifiés mais non enchâssés dans la législation britannique ne sont pas contraignants au niveau national, et que cette ratification est un acte qui n'a d'impact que sur le plan international :

> 108… Le fait que le Royaume-Uni ait ratifié l'Accord de Paris n'est pas en soi une déclaration de politique gouvernementale au sens voulu. La ratification est un acte sur le plan international. Elle donne lieu à des obligations du Royaume-Uni en matière de droit international qui perdurent, qu'un gouvernement particulier reste ou non en fonction et qui, en tant qu'obligations conventionnelles, "ne font pas partie de la législation britannique et ne donnent lieu à aucun droit ou à aucune obligation en droit interne…"[7] [traduction]

La Cour suprême a également fait preuve d'une grande déférence à l'égard de l'évaluation des différentes considérations par le Secrétaire d'État, conformément à l'autorité qui lui est conférée par la *Planning Act*, et l'a jugée raisonnable :

> 155… Il n'était pas déraisonnable de décider de ne pas s'aventurer dans l'évaluation des émissions post-2050 par référence à des politiques futures qui n'avaient pas encore été formulées. Il était rationnel pour lui de supposer que les futures politiques relatives à la période post-2050, y compris les nouveaux objectifs d'émissions, pourraient être appliquées dans le cadre du processus et des mécanismes d'[ordonnance d'autorisation de développement] tels que la tarification du carbone, les améliorations de la conception des avions, les améliorations de l'efficacité opérationnelle et la limitation de la croissance de la demande[8]. [traduction]

Il est clair que la décision de la cour suprême dans l'affaire de l'aéroport d'Heathrow correspondait à un retour retentissant à une approche beaucoup plus conservatrice et déférente, dont la décision de la cour d'appel dans l'affaire de l'aéroport d'Heathrow semblait s'être éloignée (mais seulement brièvement).

Bien que les remous occasionnés par les frictions qui existent entre les engagements internationaux en matière de changement climatique et la politique nationale aient été momentanément atténués par la décision de la cour suprême, il demeure que ces deux décisions contradictoires prises *unanimement* par deux tribunaux supérieurs témoignent du tumulte que ce sujet provoque actuellement dans la common law. Ces décisions devraient également faire ressortir le risque que cette incertitude juridique soutenue représente pour les promoteurs de grands projets d'infrastructure en cette ère de législation axée sur la « carboneutralité ». ■

[6] *Ibid* au para 105.

[7] *Ibid* au para 108.

[8] *Ibid* au para 155.

UNE REVUE DE LA LITTÉRATURE SUR L'INDÉPENDANCE DE LA RÉGLEMENTATION DANS LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES DU CANADA : LES ORIGINES, LA JUSTIFICATION ET LES CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES, IAN T. D. THOMSON, ÉNERGIE POSITIVE, UNIVERSITÉ D'OTTAWA, NOVEMBRE 2020

Rowland J. Harrison, c.r.

Le but de l'initiative Énergie positive de l'Université d'Ottawa est d'« utilise[r] son pouvoir de mobilisation pour réunir des chercheurs universitaires et des décideurs de haut niveau de l'industrie, des gouvernements, des communautés autochtones, des communautés locales et d'organisations environnementales pour déterminer comment renforcer la confiance du public dans la prise de décisions en matière d'énergie[1] ». Les travaux de cet important projet ont été publiés périodiquement dans des numéros antérieurs de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, commençant en décembre 2017 avec un article par Michael Cleland et Monica Gattinger, « Système en crise : la prise de décisions en matière d'énergie au Canada et la réforme éclairée nécessaire[2] ».

---

[1] Énergie positive, « À propos d'Énergie positive » (dernière consultation le 18 janvier 2021), en ligne : <www.uottawa.ca/energie-positive/energie-positive-en-bref>.

[2] Michael Cleland et Monica Gattinger, « Système en crise : la prise de décisions en matière d'énergie au Canada et la réforme éclairée nécessaire » (2017) 5:4 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 13; Voir aussi Michael Cleland et Monica Gattinger, « L'avenir énergétique du Canada à l'ère des changements climatiques : Confiance du public et fondements institutionnels à l'égard du changement » (2019) 7:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie 19.

L'un des projets actuels d'Énergie positive vise à « explorer la relation entre les organismes de réglementation et les autres intervenants dans les processus de prise de décisions en matière d'énergie » [traduction], sous le titre « Policymakers, Regulators and Courts – Who Decides What, When and How? » (Décideurs, organismes de réglementation et tribunaux – Qui décide quoi, quand et comment?) Le projet fait partie de l'examen plus vaste par Énergie positive « des rôles et des responsabilités des décideurs dans le système de prise de décisions du Canada en matière d'énergie[3] » [traduction]. Un document de travail présentant des constatations et des idées initiales a été publié en décembre 2020[4].

Dans le cadre de ses recherche pour ce projet, Énergie positive a publié un document d'information très utile, *Une revue de la littérature sur l'indépendance de la réglementation dans les systèmes énergétiques du Canada : les origines, la justification et les caractéristiques principales* (*revue de littérature*)[5].

Après avoir commencé, pertinemment, avec une discussion sur la « justification de l'indépendance », la *revue de littérature* fait un survol des « moments clés de l'histoire de l'indépendance de la réglementation au Canada » [traduction], remontant jusqu'à la délégation des fonctions de réglementation au Comité des chemins de fer du Conseil privé en 1851, « le premier tribunal administratif et clairement non indépendant du Canada[6] » [traduction]. Le Comité des chemins de fer avait rejeté le modèle américain de réglementation indépendante. Toutefois, des problèmes concernant la capacité d'un sous-comité de cabinet à effectuer le travail (manque de connaissances sur la question, vulnérabilité politique aux influences extérieures, composition toujours changeante, etc.) a ultimement mené aux recommandations de la Commission royale McLean et à l'établissement en 1903 du premier organisme de réglementation fédéral, la Commission des chemins de fer, au titre de la *Railway Act*[7].

La *revue de littérature* retrace la prolifération des organismes de réglementation au Canada du début au milieu du XXe siècle et, par la suite, le prolongement de leurs rôles, « autrefois nouveaux et restreints », à des rôles qui « affectent et influencent de plus en plus les vies des Canadiens…[8] » [traduction]. Alors que dans le passé « la controverse politique menait à une plus grande indépendance des organismes de réglementation par rapport au processus politique », plus récemment « la controverse entourant un organisme de réglementation a mené à une confiance réduite dans la prise de décisions réglementaires et à une indépendance réglementaire amenuisée pour les organismes et les tribunaux[9] » [traduction]. La *revue de littérature* cite l'Office national de l'énergie, la Commission de l'énergie de l'Ontario et l'Alberta Energy Regulator à tire d'exemples.

L'avenir énergétique du Canada est en transition. Comme Énergie positive l'a observé : « Définir clairement et renforcer les rôles et les responsabilités entre et parmi les autorités publiques est l'un des facteurs les plus essentiels mais trop peu étudiés qui façonnent l'avenir énergétique du Canada à l'ère des changements climatiques[10] » [traduction]. Comprendre comment ces rôles et responsabilités ont évolué à ce jour devrait assurer un fondement solide pour tracer la voie à suivre. *Une revue de la littérature sur l'indépendance de la réglementation dans les systèmes énergétiques du Canada : les origines, la justification et les caractéristiques principales* est une contribution utile qui permettra de relever ce défi. ■

---

[3] Michael Cleland, Ian T.D. Thomson et Monica Gattinger, « Policymakers, Regulators and Courts - Who Decides What, When and How? The Evolution of Regulatory Independence, Discussion Paper » (décembre 2020) à la p 4, en ligne (pdf) : *Énergie positive* <www.uottawa.ca/positive-energy/sites/www.uottawa.ca.positive-energy/files/policymakers_regulators_and_courts_-_who_decides_what_when_and_how_final.pdf>.

[4] *Ibid*.

[5] Ian T.D. Thomson, « A Literature Review on Regulatory Independence in Canada's Energy Systems: Origins, Rationale and Key Features » (novembre 2020), en ligne (pdf) : *Énergie positive* <www.uottawa.ca/positive-energy/sites/www.uottawa.ca.positive-energy/files/a_literature_review_on_regulatory_independence_in_canadas_energy_systems_final.pdf>.

[6] *Ibid* à la p 8.

[7] *Ibid* à la p 10.

[8] *Ibid* à la p 11.

[9] *Ibid* à la p 19.

[10] *Ibid* à la p 5.

THE NEW MAP: ENERGY, CLIMATE, AND THE CLASH OF NATIONS[1]

*Kenneth A. Barry**

INTRODUCTION

Cela fait neuf ans que Daniel Yergin a publié *The Quest*, un examen panoramique de l'industrie de l'énergie — son évolution, ses hauts et ses bas, et comment elle propulse les ambitions économiques et les fortunes géopolitiques de gouvernements[2]. Bien que ce livre soit suffisamment récent pour englober des événements notables du XXIe siècle tels que les premières phases de la révolution américaine du schiste et le mouvement des économies développées visant à réduire les hydrocarbures dans le bouquet énergétique, le monde continue de tourner et de nouveaux événements continuent de remodeler l'industrie de l'énergie et les relations internationales. La revue de Yergin, *The New Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations*, est un grand tour d'horizon actualisé de l'ensemble des politiques énergétiques de la planète et des objectifs géopolitiques (ou des inquiétudes) des nations[3]. Ce tome d'environ 425 pages dramatise la manière dont les nations établies et émergentes se bousculent pour se tailler une place de choix sur le plan régional ou mondial, en recentrant leur dépendance sur les ressources énergétiques conventionnelles (que ce soit pour la consommation ou l'exportation), et en tentant de trouver un juste équilibre entre la nécessité de lutter contre le changement climatique et la demande de carburants fiables et abordables.

Les recherches approfondies de Yergin, associées à sa prose lucide et peu compliquée et à son talent de conteur, rendent ses livres fascinants tant pour les professionnels de l'énergie que pour les profanes. Les quarante-six chapitres de *The New Map* peuvent être lus comme des profils autonomes sur les points chauds et les problèmes mondiaux, mais ils ont des points communs. Les chapitres sont généralement introduits par une anecdote qui capture un moment charnière dans le développement économique ou géopolitique d'une nation, avec une attention particulière pour les personnalités dynamiques en son centre. En outre, Yergin adopte comme métaphore organisatrice la création et la révision de cartes se reproduisant à travers l'histoire — des cartes montrant les frontières nationales ainsi que la domination sur les mers et les îles (les troubles liés au contrôle de la mer de Chine méridionale figurent en bonne place dans une section). Souvent, l'auteur ferme un chapitre par un « restez à l'écoute » qui attire le lecteur vers l'épisode suivant. Pourtant, malgré ses compétences en tant que commentateur chevronné, lauréat du prix Pulitzer et ayant plusieurs livres à son

---

[1] Une version antérieure de cette revue a paru dans l'*Energy Law Journal*, une publication de l'Energy Bar Association (Washington, D.C.); voir Kenneth A. Barry, « The New Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations » (2020) 41:2 Energy LJ 375, en ligne (pdf): <www.eba-net.org/assets/1/6/41.2_Issue_Cover_to_Cover.pdf>.

* Kenneth A. Barry a déjà été avocat en chef en matière d'énergie pour Reynolds Metals Co. à Richmond, Ve, et a occupé le poste d'avocat du secteur de la réglementation de l'énergie au cabinet de Washington D.C. d'Hunton Andrews Kurth. Il a aussi été un collaborateur régulier pour deux publications nationales sur le droit du secteur de l'énergie.

[2] Daniel Yergin, *The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World*, New York, NY, Penguin Press, 2011.

[3] Daniel Yergin, *The New Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations*, New York, NY, Penguin Press, 2020; Pour une balado par le Columbia Center on Global Energy Policy interviewant Yergin sur *The New Map*, voir « The New Map: Energy, Climate, and the Clash of Nations » (21 septembre 2020), en ligne (balado) : *Columbia University* <www.energypolicy.columbia.edu/new-map-energy-climate-and-clash-nations>.

actif[4], Yergin s'abstient systématiquement de toute narration intrusive. L'absence notable du mot « je » dans ce volume ajoute à son aura d'objectivité et d'autorité.

HISTOIRE, ANCIENNE ET MODERNE

The New Map raconte, de façon très détaillée, comment l'époque de l'exploration médiévale et les guerres, traités et éruptions terroristes qui ont suivi, ainsi que les diverses campagnes menées par les pays pour étendre leur sphère d'influence, ont redessiné les frontières littérales ou repoussé les barrières en forgeant des « voies » économiques, comme la Chine actuelle s'est efforcée de le faire en Asie du Sud-Est et en Asie centrale. Dans ses chapitres sur le Moyen-Orient, Yergin nous raconte comment l'Empire ottoman, vieux de plusieurs siècles, a été découpé en un puzzle d'États-nations par les vainqueurs de la Première Guerre mondiale. Les redessinateurs de la carte principale — la Grande-Bretagne et la France — ont été motivés par le fait qu'ils se sont rendu compte que la mécanisation de la guerre signifiait que l'accès au pétrole serait désormais crucial. Pourtant, ils ont dû apaiser l'insistance de Woodrow Wilson pour que l'autonomie nationale remplace la construction d'un empire colonial. Le résultat fut un hybride, ou plutôt un enchevêtrement de lignes arbitrairement tracées, avec une autorité de supervision intérimaire attribuée à la Grande-Bretagne ou à la France. Avec le temps, le nationalisme arabe laïque ou l'intégrisme islamique a fait s'effilocher ces liens avec l'Europe.

La diversité des personnages de ces drames est éblouissante. Dans un chapitre, nous rencontrons Lawrence d'Arabie qui cherche à promouvoir le leadership arabe contre les Turcs sur les champs de bataille du désert ainsi que Chaim Weizmann, le chimiste britannique et pionnier du sionisme, qui traque le charismatique prince Faisal pour lui vendre (sans grand succès) l'idée d'une patrie juive en Palestine. Un peu plus tard, nous apprenons comment un homme d'affaires américain entreprenant a révolutionné le commerce mondial dans les années 1950 en inventant le transport par conteneurs.

Yergin a déjà fait la chronique des cycles vertigineux d'expansion et de ralentissement de l'industrie pétrolière et de leurs impacts géopolitiques. Son dernier livre relate les interactions complexes, notamment la croissance du pétrole de schiste américain au cours des six dernières années, le ralentissement du moteur économique chinois et les antagonismes croissants entre l'Iran chiite et ses voisins sunnites du Moyen-Orient, qui ont conduit à une guerre des prix ruineuse en 2015–2018. Puis, quelques années seulement après que la Russie et l'Arabie saoudite aient trouvé une solution, la pandémie de coronavirus de 2020 a frappé les économies mondiales, la demande a chuté, le fragile consensus entre les nations de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et la Russie s'est effondré, et c'était à nouveau chacun pour soi.

De cette façon, à travers la toile tentaculaire de *The New Map*, le lecteur en apprend beaucoup sur l'histoire tumultueuse des nations clés jusqu'à nos jours. Le point de vue de Yergin opère généralement (mais pas toujours) à travers le prisme de l'énergie pour soutenir les économies nationales et les ambitions géopolitiques dans un monde qui se rétrécit et qui semble plus antagoniste. Comme le récit est divisé en autant de sections distinctes, il est impossible de faire un résumé du contenu de *The New Map* sous forme de vignettes. Et si le livre peut être décrit comme une succession d'histoires abrégées, vaguement cousues ensemble — simplement parce que l'histoire et les défis particuliers de tant de pays sont couverts — ce n'est pas une critique. Il s'agit plutôt d'un hommage à l'habileté de Yergin à faire la chronique du contexte et de l'état actuel des choses dans de nombreux endroits, en rafraîchissant et en approfondissant la compréhension des lecteurs des événements dont ils ne se souviennent peut-être que vaguement à partir de titres lus il n'y a pas si longtemps. Ceux qui souhaitent en savoir plus sur une région ou une question particulière trouveront des notes de fin de chapitre détaillées dans *The New Map*, avec de nombreuses citations de livres et d'articles dont Yergin s'est inspiré.

[4] Yergin a reçu le Prix Pulitzer Prize pour *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, & Power*, New York, NY, Free Press, 1990.

UN ÉCHANTILLONNAGE GLOBAL

Quelques courts extraits peuvent donner un aperçu de l'approche et du matériel de Yergin :

- Comment l'offensive de l'EIIS a remis en question la carte du Moyen-Orient après la guerre. Yergin décrit la souche extrémiste du fondamentalisme qui a conduit à la fondation de l'État islamique en Iraq et en Syrie (EIIS), et résume comment son objectif d'établir un « califat » sans frontières au Moyen-Orient par le biais d'une campagne militaire impitoyable a fait basculer une région déjà rongée par les tensions ethniques : « L'EIIS a déclenché une nouvelle crise pour une région qui avait été secouée par des turbulences pendant un siècle, découlant de la guerre et de l'effondrement d'un empire, de la concurrence des grandes puissances, du nationalisme arabe, de ferveur religieuse, d'un choc idéologique, d'ambitions dynastiques, de rêves impériaux, de l'intervention américaine, d'un État juif et de la concurrence pour le pétrole. Tout cela allait se dérouler dans une région critique pour l'énergie mondiale – et donc pour l'économie mondiale – mais aussi à un moment où l'affrontement entre l'Arabie saoudite et l'Iran était devenu central pour l'avenir de la région[5] » [traduction].

- La vision grandiose « Une ceinture, une route » de la Chine. La Chine, selon *The New Map*, a mis au point un plan (« Une ceinture, une route ») pour relier une grande partie du globe, en utilisant ses ressources financières et son poids commercial pour construire de nouvelles voies commerciales et recruter une participation multinationale, dans le but de concentrer son influence. Yergin dit : « Le programme relierait la Chine à toute l''Eurasie' – les continents européen et asiatique étant considérés comme une seule et même entité – par le biais d'infrastructures, de l'énergie, d'investissements, des communications, de la politique et de la culture… La Chine serait le moteur du développement, le partenaire de choix, le principal financier, le promoteur et le grand stratège[6] » [traduction]. De plus, souligne Yergin, la volonté de la Chine de s'engager avec des économies de moindre envergure et de les aider à se développer ne serait pas assortie de conditions gênantes : Avec la Chine aux commandes, il n'y aurait pas d'intentions cachées de « changement de régime », pas de soutien aux « révolutions de couleur », pas d'appui aux militants de la cause des droits de l'homme. La Chine reconnaîtrait et respecterait plutôt la « souveraineté absolue[7] ».

- Comment l'Iran a étendu ses tentacules profondément en Iraq. Le livre explique en détail comment, au lendemain de la deuxième guerre du Golfe qui a déposé Saddam Hussein, une fois que les forces américaines se sont largement retirées, l'Iran a saisi l'occasion d'influencer profondément l'Iraq et de l'utiliser comme un couloir pour soutenir ses représentants en Syrie et au Liban. Yergin observe : « Dans l'ensemble, l'Iran a pénétré à fond dans la structure politique et sécuritaire iraquienne, avec [le général Quassem] Soleimani[8] comme orchestrateur de tout cela. En 2019, sept cents câbles des services de renseignements iraniens ont fourni des preuves granulaires du réseau dense d'agents et d'espions, facilité par les pots-de-vin et l'intimidation. Comme l'a dit un Iranien, 'Nous avons un bon nombre d'alliés parmi les dirigeants iraquiens en qui nous pouvons avoir une confiance aveugle'[9] » [traduction].

---

[5] Yergin, *supra* note 3 à la p 194.

[6] *Ibid* à la p 178.

[7] *Ibid* à la p 182.

[8] Le général Soleimani, raconte le livre, a été le moteur principal de la Force Qods de l'Iran, qui a été utilisée pour fomenter des attaques militaires au-delà de ses propres frontières. Le livre relate également la mort de Soleimani au début de l'année 2020 aux mains d'un drone américain, alors que le général s'éloignait de l'aéroport de Bagdad. (Voir *Ibid* à la p 289).

[9] Yergin, *supra* note 3 à la p 233.

- Comment la croissance du pétrole de schiste américain a amorti le marché du pétrole contre les chocs de prix. Yergin décrit l'attaque de septembre 2019 par drones et par missiles sur des installations pétrolières saoudiennes, largement présumés provenir de l'Iran (malgré le déni de responsabilité de ce pays). Alors que dans les décennies passées, une telle crise aurait provoqué une flambée des prix sur les marchés internationaux du pétrole, cette fois-ci, il n'y a pas eu de telle réaction, observe-t-il, en partie parce que les Saoudiens avaient un important stock de pétrole pour pallier l'interruption de la production actuelle, mais aussi en raison de la nouvelle importance du pétrole de schiste américain : « Ce qui a également fait la différence, c'est le rééquilibrage du marché mondial du pétrole par la montée continue du pétrole américain. Car, il s'est avéré que le schiste n'a pas seulement reconfiguré le marché mondial du pétrole. Il a également reconfiguré la psychologie du marché mondial, en apportant un nouveau sentiment de sécurité[10] » [traduction].

CE QUE RÉSERVE L'AVENIR

Les 100 dernières pages du livre (une série de chapitres collectivement appelés « Feuille de route ») examinent l'avenir du secteur de l'énergie et ses ramifications sociétales. Le mot d'ordre est « transition », alors que Yergin évalue le potentiel de solutions de rechange plus écologiques pour remplacer les combustibles conventionnels.

Le transport étant depuis longtemps une chasse gardée du pétrole, Yergin commence cette section par un examen des origines et des progrès récents des voitures électriques (VE). La vignette d'introduction concerne un déjeuner-rencontre qu'Elon Musk a pris en 2003 avec deux ingénieurs, dont le but manifeste était de susciter l'intérêt de Musk pour les *avions* électriques. Lorsque Musk a rejeté l'idée de façon péremptoire, la conversation s'est tournée vers les VE. Musk s'est alors montré enthousiaste et n'a pas tardé à faire un chèque aux ingénieurs pour financer le démarrage d'une entreprise, en grande partie grâce à leur enthousiasme commun pour la réalisation de ce rêve. Yergin rapporte que les premières voitures américaines étaient en fait électriques et qu'Edison était suffisamment enthousiaste pour investir dans cette idée. Mais la chaîne de montage d'Henry Ford, ainsi que les progrès réalisés dans le domaine des moteurs à combustion interne, tels que le remplacement des anciennes manivelles par des démarreurs électriques, ont permis à la voiture à essence de prendre de l'avance.

L'idée des voitures électriques a été relancée dans les années 1990, raconte Yergin, alors que les autorités réglementaires californiennes faisaient pression sur les constructeurs automobiles pour qu'ils améliorent le rendement énergétique de leur parc. General Motors (GM) a dépensé un milliard de dollars pour concevoir un produit qui est entré sur le marché en 1996 — sans succès, comme il s'est avéré. C'est à Musk et à ses ingénieurs visionnaires, à commencer par la Roadster en 2006 et la Model S en 2012, qu'il incombait de faire bouger les choses avec des produits qui font tourner les têtes et qui sont amusants à conduire — ce qui a choqué l'industrie, qui ne croyait pas qu'une jeune entreprise obscure pouvait surpasser les grands constructeurs. Yergin passe ensuite en revue les efforts déployés par les entreprises établies, dont GM, pour percer avec leurs propres modèles de VE, et décrit les progrès impressionnants réalisés en Chine — aujourd'hui le plus grand marché automobile du monde, bien que le plus exposé au smog — pour produire des VE de pointe destinés à la consommation intérieure et à l'exportation[11].

Jamais un simple meneur de claque, Yergin souligne que les succès techniques et commerciaux des VE à ce jour, tant aux États-Unis qu'outre-mer, doivent beaucoup aux mandats gouvernementaux, aux généreuses subventions, aux crédits d'impôt et aux privilèges routiers spéciaux accordés aux conducteurs de VE. Par exemple, nous apprenons que (1) les permis de conduire dans les plus grandes villes chinoises sont délivrés gratuitement aux propriétaires de VE mais sont

[10] *Ibid* à la p 288.

[11] *Ibid* aux pp 341–42 (Yergin note que la Chine considère le secteur des VE comme un « nouvel enjeu » dans lequel elle peut être compétitive sur le plan international (contrairement au secteur automobile traditionnel), ajoutant que près d'un million de VE y ont été vendus en 2019).

attribués avec parcimonie par tirage au sort aux personnes qui ne possèdent pas de VE; et (2) la Norvège, qui a le taux de pénétration de VE le plus élevé de tous les pays (40 %), propulse les ventes de VE grâce à des subventions presque irrésistibles (que le pays peut très bien se permettre) et à des privilèges de file de circulation. Yergin se demande quand les VE — qui ne représentent encore que 3 % des ventes mondiales — deviendront courants, et si la transition nécessitera encore plus de mandats réglementaires et d'importantes subventions (que les pays sortant de la pandémie peuvent difficilement se permettre) pour stimuler leur fabrication et leur vente. Il existe en outre des obstacles importants, note-t-il, en ce qui concerne les coûts de fabrication des batteries et de chaîne d'approvisionnement, ainsi que la disponibilité et la rapidité des bornes de recharge.

La « gamme des prévisions [d'adoption des VE] peut être très large », conclut Yergin, et « les gouvernements auront certainement un impact prépondérant, voire décisif[12] » [traduction]. Dans une discussion ultérieure, ses perspectives à long terme sont présentées de cette manière : « Le pétrole n'est plus le roi incontesté du transport automobile. Mais pendant un certain temps encore, son règne s'étendra assez largement dans le domaine des transports[13] » [traduction].

Dans les derniers chapitres de *The New Map*, l'auteur se penche plus précisément sur l'état du débat sur le changement climatique, la situation des énergies renouvelables, l'évolution de la composition des combustibles et ce qu'il appelle « l'avenir perturbé ». Yergin fournit un résumé compact de la phase préparatoire à l'Accord de Paris sur le climat, sa conclusion en décembre 2015, ce qu'il implique et n'implique pas, et comment un président nouvellement élu, M. Trump, a dénoncé la participation américaine au début de son mandat, amorçant ainsi le long processus de retrait[14]. Néanmoins, soutient Yergin, l'Accord de Paris sur le climat a déplacé le débat de la question de savoir si l'activité humaine réchauffe la planète et de combien, vers une posture plus proactive : que sont les nations (et leurs entreprises citoyennes) prêtes à faire à ce sujet.

Yergin souligne également comment le déclenchement d'alarmes sur le changement climatique s'est déplacé vers le monde de la finance et de l'investissement : « C'est Mark Carney, le gouverneur de la Banque d'Angleterre de l'époque, qui a donné le coup de klaxon », appelant à une « réaffectation radicale des investissements des entreprises énergétiques traditionnelles » vers une « décarbonisation des économies[15] » [traduction]. Cependant, l'auteur rend également compte du « repli » contre les programmes de désinvestissement, en citant le commentaire de Bill Gates selon lequel un tel plaidoyer « a probablement réduit d'environ zéro tonne les émissions » [traduction] et en ajoutant lui-même : « La demande des consommateurs [pour les carburants conventionnels] doit encore être satisfaite[16] » [traduction]. La campagne de désinvestissement a également germé sur les campus universitaires, les gestionnaires des fonds de dotation de Yale et de Harvard étant assiégés[17]. En ce qui concerne la stratégie de certains activistes visant à rebaptiser les combustibles fossiles comme étant, à l'instar du tabac, des produits « dangereux et créant une dépendance », Yergin fait remarquer de façon acerbe que « la différence, bien sûr, c'est que le tabac est une habitude, tandis que le pétrole et le gaz sont des catalyseurs de la vie moderne[18] » [traduction].

Dans son tour d'horizon des récentes déclarations et mesures de l'Union européenne (UE) pour parvenir à un bouquet énergétique beaucoup plus vert, Yergin qualifie la proposition de l'UE de marche forcée vers la « carboneutralité » en 2050 de « stupéfiante : rien de moins que de remodeler l'activité économique, de diriger les investissements et de reconstruire l'économie européenne » de manière à « agréger le

[12] *Ibid* à la p 346.

[13] *Ibid* à la p 371.

[14] *Ibid* à la p 382

[15] *Ibid* à aux pp 384–85.

[16] *Ibid* à la p 386.

[17] *Ibid.*

[18] *Ibid* à la p 387.

pouvoir à la Commission européenne » en « réglementant les entreprises et en allouant des capitaux[19] » [traduction]. Même si Yergin ne va pas jusqu'à déclarer un tel objectif irréalisable, il fournit quelques estimations de coûts et qualifie l'ensemble du projet d'« intimidant ».

Dans son chapitre « Paysage des énergies renouvelables » [traduction], Yergin souligne l'énorme pression exercée par la Chine pour dominer la fabrication mondiale d'équipements solaires tout en devenant le plus grand consommateur de panneaux solaires au monde — représentant la moitié du marché mondial en 2017[20]. Tout en faisant le compte rendu de la croissance considérable de la capacité solaire et éolienne aux États-Unis et dans le monde jusqu'en 2020, Yergin avertit que les facteurs de *disponibilité* sont bien en deçà de la capacité annoncée (en moyenne environ 20 % pour le solaire, 25 % pour l'éolien, bien que plus importants pour les installations plus récentes et l'éolien en mer). Après avoir évoqué les défis d'équilibrage que pose aux gestionnaires de réseaux la production intermittente et décentralisée en quantité croissante, il propose cette estimation prudente : « … En ce moment, à tout le moins, le solaire et l'éolien ne peuvent pas faire cavalier seul. Ils ont besoin de partenaires. La production au gaz naturel est un partenaire flexible pour le solaire et l'éolien. Le gaz est plus faible en carbone et en émissions (avec le contrôle du méthane) et la production de gaz peut être augmentée et réduite pour assurer un équilibre contre les fluctuations de l'éolien et du solaire[21] » [traduction].

Le regard de *The New Map* sur l'avenir comprend également un court chapitre sur les « technologies de pointe »[22][traduction]. En ce qui concerne la capture du carbone, Yergin souligne que, bien que certains militants environnementaux la rejettent parce qu'ils pensent que la société devrait renoncer à toutes les activités humaines émettrices de carbone, la « gestion à grande échelle » du carbone est « d'une importance capitale » et le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat des Nations Unies — l'un des organismes les plus influents qui conduisent le mouvement de décarbonisation — « accorde un rôle important à la capture du carbone, tout comme l'Agence internationale de l'énergie[23] » [traduction].

L'auteur fait également un détour par le monde moins développé, en examinant la « pauvreté énergétique » à laquelle sont confrontées trois milliards de personnes (40 % de la population mondiale) qui souffrent souvent de la « pollution intérieure » causée par la dépendance aux combustibles de cuisson primitifs[24]. Ce chapitre se concentre sur l'Inde — qui sera bientôt le pays le plus peuplé du monde — qui dépend fortement du charbon et du pétrole pour son énergie commerciale[25]. Dans l'intérêt de la santé publique, le gouvernement tente de « mettre en place une économie basée sur le gaz », y compris le propane et le GNL. Le plan consiste à utiliser le gaz pour diversifier et décarboniser progressivement le mélange de types de production, ainsi qu'à remplacer le diesel dans le secteur des transports par du gaz naturel comprimé[26]. Ainsi, selon Yergin, l'expression « transition énergétique » a une signification différente dans le monde en développement.

Dans une discussion approfondie sur l'avenir des grandes entreprises pétrolières et gazières (« Le mélange changeant » [traduction]), Yergin souligne que (1) toute baisse de la demande de pétrole au cours des 30 prochaines années sera tout au plus progressive, car l'utilisation croissante dans les pays en développement compense les économies et les changements de combustibles prévus dans le monde développé,

---

[19] *Ibid* à la p 389.

[20] *Ibid* à la p 396.

[21] *Ibid* à la p 402.

[22] Yergin souligne que lui et l'ancien secrétaire du ministère de l'Énergie Ernest Moniz ont fait équipe sur une nouvelle étude, *Advancing the Landscape of Clean Energy Innovation*, parrainée par la Fondation Gates et la Breakthrough Energy Coalition. Cette étude répertorie quelque vingt-trois technologies à fort potentiel.

[23] Yergin, *supra* note 3 à la p 404.

[24] *Ibid* à la p 407.

[25] *Ibid* à la p 408.

[26] *Ibid* à la p 410.

et (2) la demande en gaz naturel, y compris le GNL, reste en mode de croissance[27]. En outre, ces entreprises accélèrent leurs efforts de recherche et de développement de technologies offrant des solutions de rechange renouvelables au pétrole et au gaz ainsi que la capture du carbone, certaines adoptant même leurs propres objectifs de « carboneutralité »[28].

CONCLUSION

Alors que peu de critiques sont enclins à proclamer qu'un livre est « sans défaut » et qu'aucun livre ne peut être tout pour tout le monde, *The New Map* se rapproche de ces idéaux[29]. Sa portée remarquable explore les nombreuses facettes d'un sujet complexe d'une manière accessible qui devrait satisfaire à la fois l'appétit d'un professionnel de l'énergie pour des faits, des statistiques et des graphiques à jour, et l'intérêt d'un généraliste pour les perspectives historiques et les thèmes généraux. Yergin propose aux praticiens et aux décideurs politiques du secteur de l'énergie un traité complet, bien indexé et bien noté, qui est stimulant à lire, mais qui peut aussi servir d'ouvrage de référence. Il évite soigneusement les polémiques qui accablent certains textes sur l'énergie, la géopolitique et leur intersection; lorsque l'auteur donne une opinion, elle est raisonnée et nuancée — et non didactique. Il garde le lecteur conscient des nombreuses éventualités, incertitudes et défis qui compliquent les prédictions.

Bref, Yergin a de nouveau offert à son public un livre opportun et de grande portée qui, avec beaucoup de patience et de sagesse, explique l'importance de l'énergie, son fonctionnement et la façon dont le monde continuera de tourner autour d'elle. ■

---

[27] *Ibid* à aux pp 417–18.

[28] *Ibid* à la p 419.

[29] Le livre comprend quelques cartes, qui sont essentielles pour comprendre un certain nombre de chapitres, mais parfois le lecteur souhaiterait en avoir quelques unes de plus – ou des renvois aux pages avec des cartes pertinentes. Dans de rares cas, il semble que le mauvais mot soit utilisé, ou que des phrases consécutives commencent par « mais », un petit contretemps stylistique.