PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 6, NUMÉRO 1 2018

RÉDACTEURS EN CHEF

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

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

COLLABORATEURS 2017

M. Tom Adams, Bsc, MES, Consultant en énergie, Tom Adams Energy

Mme Mariko Geronimo Aydin, BS, MA, Associée senior, The Brattle Group, Cambridge

M. Nigel Bankes, BA, MA, LLM, Professeur, Président du Natural Resources Law, University of Calgary

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

Mme Jessica-Ann Buchta, BIB, MBA, JD, Avocate, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

M. David Bursey, BA LLB, Associé, Bennett Jones, Vancouver

M. Michael Cleland, BA, MPL, cadre supérieur, University of Ottawa Collaboratory on Energy Research and Policy

M. Sean Conway, BA, MA, Conseiller en politiques publiques, Gowling WLG, Toronto

M. Tyson Dyck, BA, LLB, JSM, Associé, Torys LLP, Toronto

M. Amir Eftekharpour, Stagiaire, Torys LLP, Toronto

Dr. Ahmad Faruqui, BA, MA, PhD, Directeur, The Brattle Group, San Francisco

Dr. Stewart Fast, BSc, MA, PhD, Associé de recherche senior, Positive Energy, Ottawa

M. Robert S. Fleishman, BA, JD, Avocat-conseil en litige, Morrison Foerster, USA

M. Michael Fortier, BA, MES, LLB, Partner, Torys LLP, Toronto

M. Ludovic Fraser, LLB, MBA, LLM, Conseiller juridique, CWP Energy, Montreal

Dr. Monica Gattinger, BComm, MA, PhD, Directrice, Institut de recherché sur la science, la société et la politique publique, Université d'Ottawa

Dr. Walter Graf, BS, BSE, MS, PhD, Associé, The Brattle Group, Cambridge

M. Willie Grieve, c.r., BA, JD, Président, Alberta Utilities Commission

M. Peter Gurnahm, BA, LLB, Membre, Nova Scotia Utility and Review Board

M. Bob Heggie, Directeur général, Alberta Utilities Commission

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

Mme Kimberly J. Howard, BA, LLB, MA, Avocate, McCarthy Tétrault, Calgary

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

Mme Michelle S. Jones, BSoc Sc, LLB, Avocate, Lawson Lundell LLP, Vancouver

M. Dennis Mahony, BA, LLB, Associé, Torys LLP, Toronto

M. Peter Miles, Économiste à la retraite

Mme Caitlin Milne, BSc, BA, Stagiaire, Torys LLP, Toronto

M. William A. Mogel, BA, LLB, Associé, Mogel & Sweet LLP, Washington DC

Mme Caitlin Morin, BA, BCL, LLB, Avocate, Torys LLP, Toronto

M. David J. Mullan, LLM, Professeur émérite, Faculty of Law, Queens University

M. Gordon N. Nettleton, BComm, LLB, Associé, McCarthy Tetrault, Calgary

Dr. Dwight Newman, BA, LLB, BCL, M Phil, PhD, Professeur, Canada Research Chair in Indigenous Rights, in Constitutional and International Law, University of Saskatchewan

M. Johannes P. Pfeifenberger, MS, MA, Directeur, The Brattle Group, Cambridge

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

M. Henry Ren, BSc, JD, Avocat, Torys LLP, Toronto

Mme Molly Reynolds, LLB, Avocate senior, Torys LLP, Toronto

M. Erik Richer La Flèche, BCL, LLB, Associé, Stikeman Elliott

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

M. Chris Sanderson, c.r., BA, LLB, Conseiller senior, Lawson Lundell LLP, Vancouver

Dr. Sanem Sergici, BS, PhD, Directrice, The Brattle Group, Cambridge

Mme Katie Slipp, BComm, LLB, Associée, Blakes, Calgary

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

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

Mme Charlotte Teal, Stagiaire, Bennett Jones, Vancouver

M. John Vellone, BA Sc, LLB, MBA, Associé, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

M. Adam White, BA, PDG, Powerconsumer Inc

Dr. Moin A. Yahya, BA, MA, JD, PhD, Professeur adjoint, Faculty of Law, University of Alberta

Dr. Adonis Yatchew, BA, MA, PhD, Professeur, Departement d'économie, University of Toronto

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

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

M. Ryan Zahara, BA, LLB, Associé, Blakes, Calgary

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 règlementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de règlementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés règlementées et des intervenants. 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 règlementées et dont la contribution à cette publication exprimera leurs points de vue indépendants à l'égard de ces enjeux.

POLITIQUE RÉDACTIONELLE

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

Les rédacteurs administratifs travailleront avec l'ACG pour déterminer des thèmes et des sujets pour chaque point d'intérêt, rédigeront des textes éditoriaux, sélectionneront des collaborateurs et réviseront leurs articles pour s'assurer de l'uniformité du style et de la qualité.

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 rédacteurs administratifs à écrire des articles sur des thèmes particuliers ou peuvent proposer leur collaboration de leur propre initiative. De temps à autre, d'autres personnes peuvent également être invitées à rédiger des articles. 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. Les rédacteurs administratifs se réservent la responsabilité de sélectionner les sujets à publier.

Le contenu de fond des articles individuels est à l'unique responsabilité des collaborateurs.

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.

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Rétrospective 2017 : Le secteur de l'énergie au Canada..... 9
Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

ARTICLES

Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la règlementation de l'énergie en 2017..... 21
David J. Mullan

Qui décide? Équilibrer et combler les intérêts locaux, autochtones et sociétaux plus vastes dans la prise de décisions en matière d'énergie au Canada 41
Dr. Stewart Fast

COMMENTAIRES DE CAS

L'Alberta Energy Regulator a révisé les exigences d'admissibilité pour obtenir et détenir des permis et des approbations en matière d'énergie 53
Katie Slipp et Ryan Zahara

Que réserve l'avenir à la Commission de l'énergie de l'Ontario?..... 59
David Stevens

Le premier appel d'énergie propre de l'Alberta attient des prix records..... 63
Bob Heggie

RECENSION

The Grid: The Fraying Wires Between Americans and our Energy Future 67
Sean Conway

The Electric Battery: Charging Forward to a Low-Carbon Future..... 73
William A. Mogel

CHRONIQUES RÉGULIÈRES

La position de Washington..... 77
Robert S. Fleishman

ÉDITORIAL

Rétrospective 2017 : Le secteur de l'énergie au Canada

Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser
Rédacteurs en chef

Chaque année, lorsque nous rédigeons la rétrospective, nous sommes étonnés de la mesure dans laquelle le secteur est devenu complexe, pour constater en fin de compte que l'année suivante supplante l'année précédente. Cette année, le sud de la frontière nous a aidé puisque le nouveau président a apporté un changement radical, notamment un programme énergétique. Mais, il s'est avéré que les Américains disposent d'un système incroyable de contrôle. Aucune des menaces ne s'est concrétisée, mais l'année ne fait que commencer.

En fin de compte, au pays, les choses ne sont pas aussi banales qu'on le croit. L'Ontario a pris le taureau par les cornes et a réduit le prix de l'électricité de 25 %, plaçant une dette contractée sur les épaules d'un service public règlementé appartenant à la province pour qu'elle n'apparaisse pas dans les comptes provinciaux.

Le premier titre de la rétrospective de l'année dernière était : « Fini les retards avec les pipelines ». En fin de compte, nous avions tort. Un autre titre était : « Les énergies renouvelables poursuivent leur croissance ». Nous avions raison.

En fait, cette dernière année, la province de l'Alberta a montré comment acheter des énergies renouvelables de manière efficace et rentable. En Ontario, on est sidéré de savoir que le coût de l'énergie éolienne est probablement quatre fois celui du coût en Alberta. Tout un chef de file.

Mais, comme nous l'avons dit, il s'agit de marchés complexes. La rétrospective de cette année décrit la manière dont trois provinces canadiennes peuvent simultanément accumuler des dettes incroyables avec la construction de barrages pour offrir de l'électricité à bon marché à leurs citoyens.

Un autre titre de la rétrospective de l'année dernière, « Stockage et production intégrée », demeure un sujet important. En fait, l'intégration de nouvelles technologies aux marchés énergétiques canadiens représente maintenant l'enjeu le plus important pour les organismes de règlementation du secteur de l'énergie du Canada. Il s'agit d'une efficacité importante dans un monde où les prix sont élevés et où les options s'amenuisent.

Dans ce monde, il n'est pas surprenant qu'une réforme règlementaire soit proclamée de tous bords tant par les organismes de règlementation de l'énergie que par les gouvernements qui les nomment. Il sera intéressant de voir comment les choses évolueront en 2018. L'Office national de l'énergie a été le premier organisme à faire l'objet d'un examen, ce qui a mené à deux nouveaux organismes. L'un est un organisme politique, l'autre est un organisme indépendant chargé de tenir des audiences. Ce fut ensuite au tour de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Le Comité d'experts sur la modernisation responsable de l'examen de la CEO n'a pas encore commencé ses travaux. Il rendra compte à la fin de 2018.

Avant de passer à la rétrospective, nous devrions prendre un moment pour examiner le parcours du *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* jusqu'à son cinquième anniversaire et remercier quelques personnes très importantes.

Les cinq premières années ont été intéressantes. Cette revue a été lancée par l'Association canadienne du gaz, et le coût a été élevé. Certains croyaient qu'elle servirait simplement de forme de lobbying pour le secteur gazier. Ça

n'a pas été le cas. En fin de compte, elle s'est avérée nettement indépendante.

Certains croyaient que personne ne souhaiterait rédiger d'articles. Ça n'a pas été le cas non plus. Au cours des cinq années, nous sommes devenus dépendants d'un groupe très fiable de collaborateurs. Deux d'entre eux sont toujours présentés dans cette édition annuelle de fin d'année. Il s'agit de David Mullan, professeur émérite à l'Université Queen's, et de Robert Fleishman, avocat principal chez Morrison & Foerster LLP à Washington.

L'article annuel de Mullan porte sur le gagne-pain des organismes de règlementation de l'énergie — l'évolution du droit administratif. Lorsque cela vient de l'avocat le plus important en droit administratif au pays, nous devrions être particulièrement reconnaissants. Et nous le sommes.

Le rapport annuel *La position de Washington* de Robert Fleishman offre un éclairage intéressant sur le droit de l'énergie en évolution aux États-Unis. La longue carrière de Bob à titre de rédacteur de l'Energy Law Journal à Washington a fourni de nombreux conseils utiles pour le démarrage au Canada.

Nous remercions tous nos collaborateurs, et nous espérons que vous poursuivrez votre bon travail. Nous remercions également Tim Egan, président de l'Association canadienne du gaz, et Mike Cleland, ancien président de l'Association, qui a eu l'idée au départ. Nous remercions également l'Association canadienne de l'électricité et son président, Anthony Haines, qui s'est joint ultérieurement à cette initiative et y a injecté un peu d'argent. Nous dresserons un bilan lorsque nous franchirons 10 ans.

Enfin, nous tenons à remercier tout particulièrement tous nos stagiaires de la Faculté de droit de l'Université d'Ottawa. La *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* (ERQ) est unique. Il s'agit de la seule revue sur le secteur de l'énergie publiée en français et en anglais. Nos stagiaires doivent donc déployer de grands efforts. Nous vous remercions tous de votre aide au cours des cinq dernières années. Nous avons appris beaucoup plus de vous que vous avez appris de nous.

Retour des retards avec les pipelines

Chaque année, nous commençons la rétrospective avec un examen de la situation en construction de pipelines. Il ne fait aucun doute qu'il s'agit d'une question règlementaire principale dans les marchés de l'énergie au Canada. Il est utile de savoir où ils en sont à la fin de l'année. L'année dernière, nous avons déclaré que les retards avec les pipelines étaient terminés. En fin de compte, nous avions tort.

Les retards avec les pipelines sont revenus en force. En fait, nous pourrions soutenir que le problème n'a jamais été aussi grave. On frise la crise constitutionnelle.

Le coût de ces retards demeure réel. En 2014, nous avons cité le défunt premier ministre de l'Alberta, Jim Prentice, qui expliquait que le manque d'accès aux pipelines coûte 6 milliards de dollars par année aux gouvernements fédéral et de l'Alberta. Cette année, l'Institut C.D. Howe a renchéri et estime que l'engorgement pipelinier enlève cinq dollars des profits de chaque baril de pétrole produit dans l'Ouest canadien. Frank McKenna, président suppléant de la Banque Toronto-Dominion s'est récemment prononcé dans le débat. Il a expliqué que l'écart entre les prix de référence américains et le prix du pétrole brut lourd *Western Canadian Select* est maintenant de 11 $ le baril, une baisse comparativement au prix de 40 $ le baril en décembre 2013, mais le coût demeure important. Selon M. McKenna, cet écart de prix a coûté au Canada 117 milliards de dollars au cours des sept dernières années.

Au bout du compte, il s'agit d'un triste constat sur le processus règlementaire canadien. Certains avancent l'absence d'une initiative fédérale pour l'établissement de directives claires pour les projets nationaux traversant les frontières provinciales.

Nous pouvons commencer avec la plus grande tragédie — l'oléoduc Énergie Est de TransCanada. Il s'agit d'un exemple frappant de mauvaise gestion règlementaire. TransCanada a d'abord annoncé, en avril 2013, le projet de 15,7 milliards de dollars pour construire un oléoduc de 4 500 km de l'Alberta jusqu'à la côte Est. Le concept s'appuyait sur le fait que les raffineries de la côte Est du Canada dépendant des importations pour 80 % de leurs besoins. Le pétrole brut de l'Alberta pourrait remplacer le pétrole brut étranger — une idée intéressante.

Le premier revers important a été observé en août 2016 lorsque l'ONE a suspendu les audiences jusqu'à ce que l'Office statue sur les requêtes exigeant que trois membres du comité démissionnent en raison de leur partialité

parce qu'ils avaient rencontré l'ancien premier ministre du Québec. En septembre, l'ONE a remplacé les trois membres du comité par un nouveau comité qui a rejeté toutes les décisions du comité précédent, dont toutes les étapes du processus d'audience et les échéances associées.

Puis, en août 2017, l'ONE a rendu une décision indiquant qu'il prévoirait une vaste discussion sur les émissions de gaz à effet de serre dans le cadre des nouvelles audiences, dont une décision qu'il tiendrait compte, pour la première fois, de l'incidence sur l'intérêt public des émissions de carbone en amont et en aval provenant d'une production et d'une consommation accrues de pétrole découlant du projet. C'était suffisant pour TransCanada. En octobre 2017, l'entreprise a annoncé qu'elle n'allait plus de l'avant.

Avant de poursuivre avec d'autres mauvaises nouvelles, voici une bonne nouvelle pour TransCanada. Comme on l'a déclaré l'année dernière, le président Trump avait approuvé le pipeline Keystone XL après que le président Obama l'ait rejeté, ce qui a entraîné des revendications de tous genres au titre de l'ALENA et des contestations constitutionnelles. Mais, elles ont été abandonnées lorsque le président Trump est entré en scène.

Alors que l'année 2017 tirait à sa fin, de bonnes nouvelles sont arrivées de Calgary. TransCanada a obtenu un engagement de 500 000 barils par jour pendant 20 ans après avoir procédé à un appel de soumissions bloquant environ 60 % de la capacité de 830 000 barils par jour. Le PDG de TransCanada, Russ Girling, a remercié le président Donald Trump de son appui continu à l'égard du projet ainsi que pour les démarches d'autres commanditaire américains, et le gouvernement de l'Alberta. Ce dernier est entré en scène pour fournir 50 000 barils par jour au projet à partir des redevances qu'il reçoit sous forme de barils de pétrole. Le porte-parole de la première ministre a affirmé que « c'est bon pour le projet, c'est bon pour le secteur et c'est bon pour notre différentiel ».

L'année dernière, il semblait que le projet de pipeline TransMountain de la société Kinder Morgan allait de l'avant. Le 16 décembre 2013, la société Kinder Morgan avait déposé sa demande d'autorisation du projet de 5,4 milliards de dollars doublant le pipeline existant entre Edmonton, en Alberta, et Burnaby, en Colombie-Britannique. Le projet visait à accroître la capacité de 300 000 barils par jour à 890 000 barils par jour. Le terminal marin Westridge serait agrandi afin d'accroître de 5 à 34 par mois le nombre de navires-citernes fréquentant Burrard Inlet. Il ne s'agissait pas d'une petite augmentation de la capacité.

Pendant un certain temps, la société Kinder Morgan s'était heurtée à une vive opposition du maire de Burnaby et de ses alliés, mais avait généralement obtenu l'appui de l'ONE et des tribunaux. Cependant, on a observé un changement des évènements en 2017. Un nouveau gouvernement a été élu en Colombie-Britannique, et le nouveau ministre de l'Environnement a annoncé que les dirigeants de la province examinaient l'élaboration de nouveaux règlements qui empêcheraient probablement les entreprises d'expédier le bitume. Les dirigeants de la province ont expliqué que des nouveaux règlements étaient nécessaires pour qu'on ait le temps d'entreprendre des études et d'instaurer des normes appropriées pour tous les plans d'intervention en cas de déversement.

Il en a résulté une guerre ouverte entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, où les dirigeants de l'Alberta ont affirmé qu'ils n'importeraient plus de vins de la Colombie-Britannique ou n'achèteraient plus d'électricité du site C (barrage) de la Colombie-Britannique. Leurs homologues de la Colombie-Britannique ont répondu en expliquant qu'ils expédieraient leurs vins en Asie, là où l'Alberta veut envoyer son pétrole brut.

Le premier ministre du Canada est intervenu en disant que le pipeline serait construit. Le premier ministre a tenté de rassurer les Britanno-Colombiens en expliquant que le pipeline de la société Kinder Morgan ne représente pas un danger pour la côte de la Colombie-Britannique en raison des milliards de dollars que le gouvernement fédéral a investis dans son Plan de protection des océans. La guerre de mots se poursuivra, mais cette fois, le gouvernement fédéral semble déterminé à règlementer les projets nationaux. À suivre.

Marchés en changement

L'année dernière, nous avons déclaré que le Canada perdrait bientôt son client principal pour les exportations de pétrole brut et de gaz naturel. Ce client, les États-Unis, sera bientôt autosuffisant en énergie compte tenu de l'augmentation importante de la production de gaz et de pétrole des formations de schiste. Entre

2010 et 2015, la production de pétrole brut à partir des régions avec des formations de schiste aux É.-U. a augmenté de 72 %, et la production de gaz a augmenté de 28 %.

Cette année, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que les importations de pétrole brut des États-Unis atteindront des niveaux presque négligeables d'ici 2040. Actuellement, les États-Unis consomment 99 % des exportations de pétrole brut du Canada, ce qui totalise près de 3,76 millions de barils par jour selon l'AIE. C'est la raison pour laquelle la société Kinder Morgan est si importante. Sans accès à la mer et aux marchés asiatiques, le secteur pétrolier du Canada disparaîtra.

Un autre changement important a une forte incidence sur les marchés énergétiques canadiens. Il s'agit de l'attente qu'une production d'énergie renouvelable remplace largement la production de pétrole brut et de gaz. C'est la raison pour laquelle la Royal Dutch Shell a annoncé en mars 2017 qu'elle vendait la majeure partie de ses actifs en sables bitumineux canadiens pour environ 7,25 milliards de dollars. L'entreprise a conclu que le secteur de l'énergie est en voie de changer de manière radicale, ce qui pourrait transformer l'exploitation des sables bitumineux en passif. Shell a conclu que la demande mondiale de pétrole pourrait atteindre un sommet en dix ans, entraîné par des solutions de remplacement de plus en plus compétitives aux combustibles fossiles, tels que l'énergie solaire et l'énergie éolienne ainsi que les voitures électriques.

Des prix plus bas pour l'énergie et des batteries solaires et éoliennes sont une chose. Mais le plus important, soutient Shell, ce sont les restrictions plus sévères du gouvernement sur les émissions de gaz à effet de serre. Comme nous le mentionnons plus loin dans la présente rétrospective, ces objectifs relatifs à l'énergie renouvelable augmentent dans presque chaque pays du monde. Sauf aux États-Unis. Mais, même là, c'est vraiment seulement à l'échelle fédérale, dans les organismes contrôlés par le président Trump. Ailleurs, en particulier dans les grands États tels que la Californie, les États américains mènent la marche mondiale.

Le développement d'énergie renouvelable se poursuit

Les énergies renouvelables continuent de croître partout en Amérique du Nord. Pour la première fois, les États-Unis tirent 10 % de son énergie de l'énergie renouvelable. En Ontario, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) estime que le commerce de gros de l'énergie éolienne et solaire combinée fournit près de 7 % des besoins d'approvisionnement de l'Ontario. Les ressources renouvelables représentent maintenant 35 % de la capacité d'énergie des réseaux en Ontario, avec environ 14 000 MW.

Ces tendances se poursuivront pour deux raisons. D'abord, toutes les prévisions indiquent que la chute des prix se poursuivra entre 2015 et 2025. Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables, le coût de production de l'énergie éolienne terrestre chutera encore de 26 %, mais le coût de production d'énergie éolienne en mer diminuera de 35 %, et les coûts des fermes solaires photovoltaïques baisseront de 57 %.

Parallèlement, on s'attend à ce que les cibles relatives à l'énergie renouvelable augmentent. Certaines sont déjà audacieuses. Les normes d'énergie propre de la Californie et de New York exigent que 50 % de l'électricité de New York provienne de sources renouvelables d'ici 2030. En Alberta, ce pourcentage est de 30 % d'ici 2030, et au Québec, il est de 61 % d'ici 2030.

À la fin de 2017, l'Ontario a discrètement mis fin à son programme de TRG. Ce programme a été lancé en 2006. Plus de 4 200 MW d'énergie éolienne et solaire ont été achetés dans le cadre de marchés de 20 ans au cours de la première ronde du programme, à des prix finalement très élevés. Les prix ont par la suite été réduits, et dans les versions ultérieures du programme de TRG, des marchés de seulement 750 MW ont été attribués.

Les marchés conclus pour l'approvisionnement dans le cadre du programme de TRG de l'Ontario sont passés de 13 MW en mars 2010 à 4 661 MW à la fin de 2017. Des 4 661 MW, un peu plus de 3 000 MW étaient en énergie éolienne, et 1 659 MW étaient en énergie solaire. Le coût des marchés n'est pas accessible.

Aujourd'hui, une production additionnelle n'est guère nécessaire. La consommation d'énergie baisse en Ontario a baissé chaque année, à une exception près, depuis 2008. Elle se situe maintenant aux niveaux de 1997.

Au moment où l'Ontario quittait le marché, l'Alberta est entrée en faisant des vagues. Au moment où l'année tirait à sa fin, les retombées ont découlé du premier appel

d'offres concurrentielles de l'Alberta. Cet appel d'offres fait partie de l'initiative du Nouveau parti démocratique de l'Alberta, qui a suivi son élection en mai 2015 dans le cadre du plan de lutte contre les changements climatiques axé sur le leadership. Ce plan comprenait une taxe sur le carbone à l'échelle de l'économie, l'élimination progressive de la production d'électricité thermique au charbon, les sources renouvelables accrues, une efficacité énergétique accrue et une utilisation accrue de ressources énergétiques distribuées.

Toutes les personnes concernées ont été agréablement surprises des résultats de l'appel d'offres. Quatre projets de production d'énergie éolienne ont été choisis, pour un total de 596 MW à des prix variant entre 30,90 $ à 43,30 $ le MWh et à un prix moyen pondéré de 37,00 $ le MWh. Ces prix record étaient si attrayants que l'Alberta Electricity System Operator (AESO) a décidé d'acheter 196 MW additionnels en sus de sa cible de 400 MW. Les soumissionnaires retenus comprenaient Capital Power pour 201 MW, EDP Renewables Canada pour 248 MW et Enel Green Power Canada pour 146 MW.

Le prix réalisé de 31 $ le MWh était bien inférieur au dernier approvisionnement de l'Ontario en mars 2016, qui avait entraîné un prix réalisé de 85 $ le MWh pour 300 MW en énergie éolienne. En fin de compte, l'appel d'offres concurrentielles fonctionne.

Dépassement des coûts de construction

Tout le monde sait que bâtir une infrastructure énergétique au Canada peut être difficile. Récemment, TransCanada a renoncé au projet Énergie Est après des années de retards et d'opposition. Comme nous l'avons mentionné plus haut, la goutte qui a fait déborder le vase a été la décision de l'Office national de l'énergie de tenir compte du coût des émissions de carbone pour autoriser ou non un projet. Un nouveau critère inattendu était trop pour TransCanada.

La décision de TransCanada a été prise seulement quelques jours après la décision de la Cour d'appel fédérale ordonnant au gouvernement fédéral de renégocier les conditions où le pipeline TransMountain traverse une réserve des Premières nations en Colombie-Britannique, ce qui a soulevé de nouvelles questions sur le sort du plan de la société Kinder Morgan Inc. approuvé par le gouvernement fédéral pour l'expansion du pipeline. En fin de compte, les défis en matière de règlementation ne sont pas terminés lorsqu'un permis de construction est accordé. Partout au pays, les projets hydroélectriques de grande envergure sont confrontés à des délais importants et à un dépassement des coûts.

Du côté de l'Atlantique, la Nova Scotia Utility and Review Board (NSUARB) est confrontée aux problèmes de la centrale électrique de Muskrat Falls et des conséquences pour la ligne de transport Maritime Link. Du côté du Pacifique, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) est aux prises avec la construction du barrage (site C) par BC Hydro. Au centre du pays, la Commission des services publics du Manitoba est confrontée à un problème similaire d'autorisation de milliards de dollars nécessaires pour terminer la centrale électrique de Keeyask.

Nous pouvons commencer à l'ouest et nous déplacer vers l'est.

Le site C est un projet de plusieurs milliards de dollars visant à construire un barrage hydroélectrique et une centrale électrique sur la rivière de la Paix, près de Nelson, en Colombie-Britannique. Le projet a obtenu les approbations environnementales provinciales et fédérales en octobre 2014, et la construction a commencé à l'été de 2015. Lorsqu'elle sera terminée, l'installation de 8,3 milliards de dollars fournira une capacité maximale d'environ 1 145 MW, soit suffisamment d'énergie pour desservir 450 000 foyers par année.

La situation politique du site C a changé au cours de la campagne électorale provinciale en mai 2017, lorsque le NPD a promis, s'il était élu, de faire examiner le projet du site C par la BC Utilities Commission. Après avoir pris les rênes du gouvernement provincial, le nouveau premier ministre a tenu la promesse du NPD et a pris un décret en conseil demandant que la BC Utilities Commission ouvre une enquête sur certains aspects du projet du site C.

Le 1er novembre 2017, la BC Utilities Commission a publié son rapport final sur le projet du site C de BC Hydro, à la suite d'une étude de trois mois. Le rapport ne présentait aucune recommandation sur l'exécution du projet, mais on y prévenait que le coût du projet serait plus élevé que prévu. Dans le rapport, on expliquait également que les avantages du projet du site C pourraient

être obtenus dans le cadre d'autres projets de production d'énergie renouvelable, à un coût inférieur. Cependant, on expliquait que des coûts importants seraient associés à l'abandon. On a conclu que l'interruption du processus de construction présenterait des coûts importants pour les contribuables en plus d'une incertitude accrue.

Finalement, le gouvernement de la Colombie-Britannique a décidé de procéder à la construction du barrage (site C) en sachant parfaitement que l'exécution du projet coûterait près de 1,7 milliard de dollars de plus que ce qui avait été proposé au départ. Il était également très peu probable qu'on respecte la date d'entrée en service du projet de 2024. Le gouvernement de la Colombie-Britannique prévoit maintenant un coût total de 10 milliards de dollars et la mise de côté de 700 millions de dollars supplémentaires pour couvrir les dépassements de coûts. Dans le rapport, on a conclu que l'annulation du projet entraînerait inévitablement des débours de 4 millions de dollars de la part de BC Hydro ou du ministre des Finances, ce qui, explique-t-on dans le rapport, entraînerait immédiatement une augmentation du tarif de 12 %.

Cela nous amène au Manitoba où la Commission des services publics du Manitoba est aux prises avec le projet Keeyask, une centrale électrique de 695 MW située à 725 km au nord de Winnipeg sur le fleuve Nelson. Le coût du projet avait d'abord été estimé à 6,5 milliards de dollars, et son entrée en service était prévue en novembre 2019. Son coût est maintenant estimé à 8,7 milliards de dollars. Le projet est une coentreprise entre Manitoba Hydro et quatre Premières nations du Manitoba.

Des dépassements de coûts ont été relevés dans le cadre d'un examen indépendant mené par la Commission du Manitoba, qui a suivi une demande de Manitoba Hydro pour une augmentation du tarif de 7,9 %. À l'heure actuelle, le projet se poursuit tel que prévu.

Transportons-nous maintenant à Terre-Neuve-et-Labrador et à la centrale de 824 MW de Muskrat Falls, dont la mise en exploitation est prévue en 2020. Il s'agit de la première phase du projet du cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador, qui aura finalement une capacité de 3000 MW pouvant fournir 16,7 TWh d'électricité par année.

Jusqu'ici, on prévoit un dépassement des coûts de 50 %. Les coûts sont passés de 7,4 milliards de dollars à 12,7 milliards de dollars. On observe également des retards importants dans l'exécution du projet. La construction de la centrale de Muskrat Falls a commencé en 2013, et elle devait durer de 4 à 5 ans. La première production d'énergie du barrage et de la centrale hydroélectrique devrait maintenant être reportée en 2020.

Le projet, d'abord annoncé en novembre 2010, s'appuie sur une entente de 6,2 milliards de dollars entre la société Nalcor Energy, à Terre-Neuve-et-Labrador, et l'entreprise Emera située à Halifax. Conformément à cette entente, la société Nalcor concevra et construira la centrale hydroélectrique à Muskrat Falls et une ligne de transport, appelée Lien Labrador, qui s'étendra de Muskrat Falls jusqu'à la presqu'île Avalon.

Emera construira le raccordement électrique appelé Lien maritime entre Terre-Neuve-et-Labrador et Cap-Breton, et investira dans le Lien Labrador. Emera construira, au coût de 1,2 milliard de dollars, un raccordement électrique sous-marin de 500 MW entre Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse, qui lui appartiendra. Ce raccordement, appelé Lien maritime, rendra possible l'exportation future d'électricité aux provinces maritimes et aux États-Unis.

Vers la fin de 2017, le premier ministre de Terre-Neuve-et-Labrador, Dwight Ball, a formé un comité d'enquête sur Muskrat Falls, qui devait être dirigée par le juge Richard Leblanc de la Cour suprême. Il examinera les questions entourant l'autorisation du projet, notamment si les prévisions et les hypothèses de la société Nalcor étaient raisonnables. Il examinera également la réalisation du projet par la société Nalcor et la raison pour laquelle la Commission des services publics a été exemptée d'un examen complet. Le comité d'enquête commencera ses travaux en janvier 2018, et il présentera un rapport final le 31 décembre 2019.

La centrale hydroélectrique de Muskrat Falls devrait fonctionner à pleine puissance en 2020. Actuellement, diverses parties critiquent le cadre de référence de la Commission, qu'elles jugent trop restreint. Des propositions sur cette question doivent être présentées le 15 février.

Ces trois projets hydroélectriques ont très peu de choses en commun, sauf une chose — ils sont trop importants pour sombrer.

La règlementation du carbone

À compter de cette année, chaque province canadienne devra instaurer la tarification du

carbone — qu'il s'agisse d'une taxe sur le carbone ou d'un système de plafonnement et d'échange. Les provinces qui ne se conforment pas seront assujetties à un filet de sécurité du gouvernement fédéral en matière de taxe sur le carbone. À l'exception de la province de la Saskatchewan, toutes les provinces et tous les territoires du Canada ont déclaré qu'ils instaureraient une certaine forme de tarification du carbone. La Colombie-Britannique et l'Alberta ont instauré des taxes sur le carbone, et l'Ontario et le Québec ont opté pour des systèmes de plafonnement et d'échange avec la Californie, par l'intermédiaire de la Western Climate Initiative (WCI).

Vers la fin de l'année, le gouvernement libéral à Ottawa a présenté un projet de loi sur la taxe sur le carbone, qui décrit le filet de sécurité en matière de tarification du carbone, lequel s'appliquera aux provinces qui ne disposent pas de leur propre imposition ou qui en disposent d'une qui ne respecte pas les normes fédérales. Ottawa fixera l'imposition à 10 $ la tonne cette année, et l'augmentera annuellement par tranche de 10 $ jusqu'à ce qu'elle atteigne 50 $ la tonne en 2022. À ce moment, la taxe haussera les prix du carburant d'environ 0,11 $ le litre.

Les initiatives fédérales arrivent à un moment où les gouvernements en place en Ontario et en Alberta affronteront bientôt des élections, ce qui cause une controverse dans les deux provinces puisque les gouvernements en place s'opposent à des adversaires ayant un point de vue différent sur la tarification du carbone.

La première année de taxation du carbone de l'Ontario a rapporté près de 2 milliards de dollars aux enchères trimestrielles. Le système de l'Ontario, lancé en 2017, vise à réduire les gaz à effet de serre en limitant la quantité de pollution que peuvent émettre les entreprises de certains secteurs. Si elles dépassent ces limites, elles doivent acheter des quotas aux enchères trimestrielles ou auprès d'autres entreprises qui sont arrivées en deçà de leurs limites. La limite diminue de 4 % chaque année, et ce, jusqu'en 2020. Avec la diminution progressive, le gouvernement espère que les entreprises seront davantage incitées à réduire leurs émissions.

Au début de 2018, la province de l'Ontario s'est jointe au marché du carbone du Québec et de la Californie, appelé WCI, ce qui a soulevé une autre préoccupation. On prétend que les recettes découlant de l'enchère seront inférieures parce qu'il en coûtera moins cher aux entreprises de l'Ontario d'acheter des quotas auprès du Québec et de la Californie. Selon le commissaire à l'environnement et le vérificateur général de l'Ontario, les émissions de gaz à effet de serre ne seront donc pas réduites en Ontario.

Ce débat porte notamment sur la question de l'argent que rapporte le programme. Actuellement, le gouvernement de l'Ontario explique qu'il dirige ces recettes vers les projets écologiques, notamment des améliorations de l'efficacité énergétique dans les hôpitaux, des thermostats intelligents pour les propriétaires et des pistes cyclables pour réduire encore plus les émissions de gaz à effet de serre. Les deux partis d'opposition en Ontario remettent cela en question; ils soutiennent que l'argent n'est pas utilisé à cette fin.

Le prix du carbone aux enchères de 2017 en Ontario était d'environ 18 $ la tonne. D'ici 2022, le gouvernement s'attend à ce qu'il atteigne près de 20 $, bien que certains croient qu'il pourrait être plus élevé. Avec la taxe sur le carbone du gouvernement fédéral, le prix serait de 50 $ la tonne d'ici 2022.

En 2007, l'Alberta a introduit une règlementation sur les émissions de carbone, qui fixe des limites sur les gaz à effet de serre pour les installations industrielles. En vertu de cette règlementation, on perçoit 15 $ par tonne de dioxyde de carbone pour les émissions dépassant la limite. En novembre 2015, le nouveau gouvernement néo-démocrate en Alberta a instauré une taxe ciblée agressive de 20 $ la tonne en 2017, atteignant 30 $ la tonne en 2018.

En 2008, la Colombie-Britannique a instauré la première taxe élargie sur le carbone en Amérique du Nord. La taxe était d'abord fixée à 10 $ la tonne, et elle a atteint 30 $, où elle demeure depuis 2012. L'argent récolté par le gouvernement provincial a été utilisé pour réduire d'autres taxes. Ainsi, on dit que les taxes n'ont aucune incidence sur les recettes. Le gouvernement néo-démocrate récemment assermenté en Colombie-Britannique a présenté son premier budget provincial en septembre 2017, et il a annoncé de nouvelles modifications à la taxe sur le carbone de la Colombie-Britainnique. À compter du 1er avril 2018, la taxe sur le carbone augmentera de 5 $ la tonne jusqu'à ce qu'elle atteigne la taxe fédérale ciblée sur le carbone de

50 $ le 1er avril 2021, un an avant l'échéance de 2022 d'Ottawa. La taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique est actuellement fixée à 30 $ la tonne.

Québec a lancé un programme de plafonnement et d'échange en 2013 et s'est joint à la Californie dans un marché du carbone, qui permet au secteur au Québec et en Californie d'acheter et de vendre des quotas d'émissions délivrés par la province ou l'État. Le prix minimum de ces quotas en 2017 était de 13,56 $ la tonne, et il augmente chaque année. Le gouvernement de l'Ontario s'est joint au marché du carbone entre le Québec et la Californie au début de 2018.

Production locale et stockage

Ce sujet a été présenté dans la rétrospective de l'année dernière. Il serait peut-être utile de faire le point.

Une mise en contexte pourrait également être utile. La production intégrée peut signifier la production appartenant aux clients, la production appartenant au service public ou la production par un tiers. Le critère important est qu'il s'agit de production locale. Il s'agit d'une production située près du consommateur, ce qui signifie des économies de coûts non seulement pour le consommateur, mais également pour les distributeurs et les transporteurs. C'est la raison pour laquelle la production locale est favorisée dans bon nombre de provinces et territoires.

On peut avoir recours à différentes technologies dans la production locale. C'est l'énergie solaire qui a ouvert le bal. Ce fut ensuite la cogénération de chaleur et d'électricité (CCE). Maintenant, l'attention est surtout tournée vers le stockage. Beaucoup croient que le stockage est la solution miracle. L'émission de carbone est faible, les prix sont de plus en plus attirants, la polyvalence est remarquable, et elle peut être installée presque n'importe où. En outre, elle présente de faibles coûts énergétiques en dehors des heures de pointe.

Une chose comprise de tous les organismes de règlementation de l'énergie est que le coût des systèmes d'électricité est guidé par les coûts en période de pointe. Nous construisons des systèmes utilisés seulement 10 % du temps ou moins. La solution à cela est le stockage. C'est la raison pour laquelle, partout en Amérique du Nord, on se préoccupe de savoir comment obtenir plus de stockage. Quels sont les obstacles à l'entrée? Qui devrait le fournir, et de quelle manière devrions-nous fixer le prix?

La production locale progresse à grande vitesse. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de l'Ontario a déclaré qu'à la fin de 2017, la production intégrée représentait 3 800 MW dans les réseaux de distribution locale en Ontario. Il s'agit d'une hausse de 25 % par rapport à l'année précédente. C'est beaucoup.

Dans une certaine mesure, cette croissance rapide a été stimulée par les subventions de la SIERE, en particulier les programmes d'économies d'énergie (*Save on Energy*) et d'accélérateur industriel (*Industrial Accelerator*), qui offraient des subventions importantes à ceux qui installaient une production locale. Il s'agissait souvent de la CCE. Selon la SIERE, 69 installations de cogénération sont mises en place en Ontario, avec une capacité totale de 131 MW. Le total des subventions versées par la SIERE a été de 121 millions de dollars. Un marché est conclu pour 36 autres systèmes, avec une capacité estimée à 46 MW. Les subventions versées seront d'environ 42 millions de dollars.

En Ontario, les clients industriels ont une autre motivation pour mettre en place des installations de cogénération. Ils peuvent réduire leur exposition aux factures de rajustement mondial. Ils peuvent réduire leur facture d'électricité de plus de 50 %. Les services publics de l'Ontario ont également un incitatif pour mettre en place des installations de cogénération. Ces installations de cogénération aident les services publics de l'Ontario à respecter les engagements à l'égard de la conservation et de la gestion de la demande (CGD) de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), mais la CCE ne sera plus admissible aux mesures incitatives après le 1er juillet 2018. La production locale peut réduire grandement les coûts d'un service public en ce qui concerne l'investissement en capital différé. Les organismes de règlementation de l'énergie aiment la production locale pour la même raison. Le report des dépenses en capital peut réduire les tarifs.

L'année dernière, nous rapportions que la FERC à Washington avait pris les devants lorsqu'elle a émis un avis d'ébauche de règles pour réduire les obstacles au stockage d'énergie et aux ressources énergétiques distribuées (RED). La FERC a ordonné à six exploitants de systèmes régionaux aux É.-U. de préparer des rapports sur leur progrès à l'égard de l'aménagement de sites de stockage. Presque que tous les États américains

disposent maintenant d'un programme favorisant l'aménagement de sites de stockage de l'énergie. L'État le plus ambitieux est sans aucun doute la Californie.

Au Canada, la SIERE de l'Ontario prend les devants en appuyant plus de 10 projets. Le service public de l'Ontario en tête est Toronto Hydro avec 7 projets dont la construction est presque terminée ou qui sont déjà en service. Toronto Hydro construit actuellement un accumulateur de 10 MW afin de fournir une alimentation de secours au train léger sur rail Eglinton de Metrolink, qui entrera en service en 2021. Toronto Hydro travaille également avec Hydrostor pour mettre à l'essai le premier système sous-marin de stockage d'énergie dans de l'air comprimé au monde, dans le lac Ontario, près de l'île de Toronto.

Toronto Hydro travaille avec l'Université Ryerson et la SIERE afin d'élaborer des systèmes normalisés de stockage d'énergie sur poteau pour des utilisations dans les quartiers. Ce système de stockage d'énergie est unique parce qu'il n'a pas d'empreinte. Il est raccordé aux poteaux de service existants. Si ce système est mis en place, il pourrait être une solution aux recharges pour véhicules électriques ou aux problèmes de qualité énergétique sur plus de 175 000 poteaux de la ville.

Un plus petit distributeur, Festival Hydro, à Stratford, en Ontario, vient tout juste d'installer l'accumulateur le plus important au Canada, qui fournir une capacité de stockage de 8,8 MW. Cela représente une capacité énergétique de 40,8 MWh, une quantité suffisante pour alimenter plus de 10 000 foyers pendant une heure. La SIERE appuie également ce projet. Festival Hydro espère que cela réduira considérablement les investissements coûteux en matière d'infrastructure au cours des prochaines années.

On peut s'attendre à ce que les organismes de règlementation s'attaquent aux obstacles à l'entrée au stockage. Le marché du stockage d'énergie des États-Unis à lui seul devrait décupler pour atteindre 3,2 milliards de dollars américains entre 2016 et 2022. Le coût du stockage commence également à chuter. Selon un rapport récent de McKinsey, les coûts moyens d'un bloc-pile sont passés de 1 000 $ US le kilowattheure en 2010 à moins de 230 $ US le kilowattheure en 2016.

ers la fin de 2017, la société d'exploitation du réseau de l'Ontario, la SIERE et l'organisme de règlementation de l'énergie de l'Ontario, la CEO ont fait ressortir l'importance des ressources énergétiques distribuées, en particulier le stockage d'énergie. En décembre, le nouveau président de la SIERE de l'Ontario a déclaré dans l'un de ses premiers discours :

- Les RED doivent être entièrement intégrées aux sociétés d'exploitation des réseaux, à la planification, aux marchés, à la règlementation et aux mesures incitatives axées sur les politiques. Les sociétés de distribution locale dans les collectivités partout dans la province ont dit souhaiter choisir les ressources distribuées comme solution de remplacement aux fils électriques traditionnels.

- Un autre secteur prioritaire est la création d'un terrain égal où les RED peuvent faire concurrence de manière efficace, juste et neutre sur le plan technologique avec les infrastructures de transport et de distribution et les centrales électriques centralisées pour fournir des services d'électricité.

En moins d'une semaine, ces propos ont été repris par la Commission de l'énergie de l'Ontario lorsqu'elle a publié son plan stratégique 2017-2022. Lorsqu'elle a cerné les obstacles règlementaires à venir, la Commission a déclaré :

- La transformation du secteur crée-t-elle de nouveaux services publics qui doivent être évalués et rémunérés en conséquence?

- Quel rôle les services publics en place jouent-ils dans le marché émergent pour les ressources énergétiques distribuées et les services connexes?

L'encre était à peine sèche sur le plan stratégique de la CEO que le ministre de l'Énergie de l'Ontario nommait un président pour un nouveau comité d'experts sur la modernisation. Le Comité d'experts est investi d'un vaste mandat, notamment la manière dont la CEO peut continuer de protéger les clients tout en appuyant l'innovation et les nouvelles technologies, et la manière dont elle doit être

structurée et dotée en personnel. Le Comité d'experts rendra compte au gouvernement d'ici la fin de 2018.

Quelle que soit la technologie, la production locale changera le secteur. Le potentiel d'économies de coûts est énorme dans un secteur tendu sur le plan politique en raison des prix élevés.

Un enjeu qui ressortira au Canada l'année prochaine, comme ce fut le cas aux États-Unis, est le rôle de la facturation nette. La production locale signifie qu'il existe une grande capacité de production dispersée dans la province. À tout moment, une grande partie peut être inactive. C'est dans l'intérêt de tous de garantir que la capacité excédentaire ne soit pas gaspillée. L'excédent d'énergie devrait être transporté à un endroit où elle a une valeur positive. La facturation nette peut être un pas dans cette direction. En juillet 2017, la CEO a apporté des modifications à ses règlements sur la facturation nette. D'autres modifications sont attendues, et des règles provisoires ont été envoyées pour obtenir des commentaires.

Progrès relatifs au gaz naturel

En 2017, des progrès importants ont été réalisés dans le secteur du gaz naturel.

En novembre 2017, Enbridge Gas Distribution Inc. et Union Gas Limited, appartenant maintenant à un propriétaire unique avec l'acquisition de Spectra par Enbridge à la fin de 2016, ont déposé une requête auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario pour se fusionner et former une seule société de distribution de gaz naturel à compter du 1er janvier 2019. Le distributeur fusionné desservirait plus de 3,5 millions de clients en Ontario — et les recettes combinées des deux distributeurs sont d'environ 31 milliards de dollars. Dans la requête, Enbridge et Union ont déclaré que leurs clients n'assumeraient pas les coûts liés à la fusion. Ils ont également soutenu que si la Commission de l'énergie de l'Ontario approuve la fusion, les clients recevront un bénéfice total de 410 millions de dollars sur une période de dix ans.

Les tarifs qu'Enbridge et Union facturent actuellement aux clients sont fixés à partir de deux cadres distincts qui arrivent à échéance à la fin de 2018. La Commission de l'énergie de l'Ontario reverrait habituellement les coûts de chacun des services publics de gaz naturel et établirait de nouveaux tarifs à compter de 2019. Dans une requête distincte, Enbridge et Union ont demandé à la Commission de l'énergie de l'Ontario de reporter son examen complet de leurs coûts pour 10 ans, et ils ont proposé une nouvelle méthodologie pour fixer les tarifs entre 2019 et 2028.

Pendant un certain temps, il a semblé que l'Ontario pourrait avoir le monopole des services de gaz naturel dans la province. Cependant, EPCOR, un service public appartenant à la ville d'Edmonton, est entré sur le marché ontarien en 2017 en achetant tous les actifs de Natural Resource Gas Limited (NRG), à Aylmer, pour 21 millions de dollars.

NRG a 8 000 clients. La CEO a approuvé l'acquisition en août 2017 en appliquant le critère d'absence de préjudice, que la Commission utilise dans les fusions dans le secteur de l'électricité. La Commission a également adopté la pratique, dans le secteur de l'électricité, de ne pas autoriser le demandeur à récupérer les primes du prix d'achat auprès des contribuables. EPCOR a payé 21 millions de dollars pour des actifs d'une valeur comptable nette d'un peu plus de 14 millions de dollars.

En 2017, la bataille s'est également poursuivie entre EPCOR et Union à l'égard de trois franchises de gaz naturel dans le comté de South Bruce. En mars 2005, trois municipalités ont demandé des propositions de parties souhaitant fournir du gaz aux municipalités. Des entreprises ont présenté une proposition, et les municipalités ont choisi EPCOR. Puis, EPCOR a déposé une requête auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario pour faire approuver les ententes de franchise accordées par les municipalités en novembre 2016.

Des objections de Union à l'égard de la nature du processus d'adjudication ont mené la Commission à suspendre ces requêtes et à tenir une audience générale afin d'établir la manière dont les appels d'offres pour des franchises de gaz naturel en Ontario devraient être gérés. La Commission a rendu sa décision dans l'audience générale en novembre 2016. Depuis, elle examine diverses propositions d'EPCOR et d'Union. La première ordonnance de procédure dans ce processus a été rendue en janvier 2017, et ce qui semble être la dernière ordonnance de procédure a été rendu en février 2018. Les réponses doivent être déposées le 2 mars 2018.

Une décision finale est prévue au printemps.

Une autre décision importante dans le secteur du gaz naturel en 2017 a été rendue sur la côte Ouest. Cette décision était l'une des premières décisions règlementaires touchant le gaz naturel renouvelable qui, dans un monde de coût du carbone, attire beaucoup l'attention.

En août 2015, FortisBC, qui fournit des services de gaz naturel dans différentes régions de la Colombie-Britannique, a présenté une requête à la BC Utilities Commission pour demander l'autorisation de modifier le régime des prix du gaz naturel renouvelable (GNR) dans la province. Le GNR est du gaz naturel acheminé par gazoduc produit à partir de déchets organiques décomposés provenant de fermes, d'eaux usées, de biogaz et de déchets organiques municipaux.

La procédure règlementaire a commencé en septembre 2015 et s'est poursuivie jusqu'en mai 2017. En août 2017, BC Utilities Commission a approuvé la nouvelle structure de prix où une partie des coûts marginaux du GNR est absorbée par le contribuable et une partie est absorbée par le marché volontaire de GNR. La Commission a convenu que la seule manière de maintenir et de mettre en valeur le gaz naturel renouvelable est de répartir le coût des primes additionnelles pour le GNR entre le taux de base général et les marchés volontaires. La Commission a rappelé que le programme de GNR favorise les objectifs énergétiques de la Colombie-Britannique, notamment la réduction des émissions de GES, le développement des technologies novatrices, l'incitation à passer à une énergie à faibles émissions de carbone et la réduction de la biomasse de déchets. ■

ÉVOLUTION DU DROIT ADMINISTRATIF PERTINENT AU DROIT ET À LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE EN 2017

*David J. Mullan**

Introduction

Cette année, l'enquête sur les faits marquants dans l'évolution du droit administratif pertinent au droit et à la règlementation de l'énergie comptait bon nombre de candidats, plusieurs découlant du processus règlementaire lui-même. Compte tenu de cette corne d'abondance, j'ai choisi quatre sujets qui, à mon avis, susciteront l'intérêt des intervenants dans ce domaine : les droits de participation aux démarches règlementaires en fonction de la qualité pour agir dans l'intérêt public; le rôle des responsables de la règlementation dans l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les peuples autochtones lorsque leurs droits et leurs revendications sont en jeu; un retour sur une question abordée l'an dernier, les principes régissant l'octroi d'autorisation pour les questions de droit et de compétence, y compris cette fois la portée du concept de « compétence » dans ce contexte; et la pertinence de l'analyse relative à la norme de contrôle pour les demandes de contrôle judiciaire concernant les obligations fiduciares de la Couronne envers les peuples autochtones et la mise en œuvre de traités entre les gouvernements canadiens et les peuples autochtones. A été omise de cette enquête, nullement en raison d'un manque d'importance mais plutôt pour des raisons d'espace et compte tenu de la nature principalement constitutionnelle des questions soulevées, la mesure dans laquelle les gouvernements provinciaux et les administrations municipales peuvent exercer un pouvoir règlementaire à l'égard d'éléments de litige relevant de la compétence constitutionnelle fédérale, notamment, mais non exclusivement, les pipelines interprovinciaux.

Droits de participation

Le droit règlementaire contemporain en matière d'énergie soulève fréquemment des questions de droit de participation et de qualité pour participer. Quelles personnes devraient être autorisées à prendre part aux audiences règlementaires? Quelles personnes peuvent en appeler du résultat de ces instances? Quelles personnes ont qualité pour exiger un contrôle judiciaire des décisions règlementaires? À qui devrait-on accorder le statut d'intervenant devant les tribunaux en cas d'appels prévus par la loi et de demandes de contrôle judiciaire[1]? Dans bon nombre de situations, la réponse à ces questions dépendra de l'interprétation d'une norme prévue par la loi ou d'une formule comme « directement touché ». La participation peut également reposer sur l'exercice d'un pouvoir discrétionnaire particulier par un organisme de règlementation ou un tribunal et

* Professeur émérite, faculté de droit, Queen's University. Le présent article a largement bénéficié d'échanges avec Keith Bergner, Chris Sanderson, Nigel Bankes, le juge David Stratas et l'ex-juge John Evans, mais son contenu relève entièrement de la responsabilité de l'auteur.

1 À cet égard, la demande de « dernière minute » du gouvernement de la Colombie-Britannique nouvellement élu pour le statut d'intervenant dans les demandes de contrôle judiciaire de divers éléments de la décision Trans Mountain Pipeline a donné lieu à la décision la plus intéressante concernant l'intervention rendue dans un contexte de règlementation de l'énergie en 2017. Voir *Tsleil-Waututh Nation v Canada*, 2017 CF 174.

sur les contraintes juridiques liées à l'exercice de ce pouvoir discrétionnaire. À d'autres occasions, surtout dans le contexte d'appels prévus par la loi devant les tribunaux ou de demandes de contrôle judiciaire, la norme pertinente sera celle établie par le droit commun et dépendra de la conception de la loi tant de qualité pour agir dans un intérêt et l'intérêt public que des facteurs se rapportant à chacun d'eux. Certaines de ces questions ont été abordées dans mon enquête de 2014[2].

Le 19 janvier 2018, la Cour suprême du Canada a rendu une décision sur une autre question de participation : le droit d'un citoyen de déposer une plainte auprès d'un organisme de règlementation alléguant le manquement de la part d'un acteur du marché d'adhérer à ses obligations légales. Bien que cette affaire n'ait pas nécessité l'intervention d'un organisme de règlementation de l'énergie mais plutôt de l'Office des transports du Canada, le résultat et les conditions du jugement rendu majoritairement auront des répercussions sur les organismes de règlementation de l'énergie qui ont compétence à l'égard de plaintes comme l'Alberta Utilities Commission, en vertu de l'article 26 de l'*Electric Utilities Act*[3], laquelle confère à la Commission le droit de se saisir de plaintes par « toute personne » concernant la conduite de l'exploitant du réseau électrique de l'Alberta, l'Alberta Electric System Operator (AESO).

L'affaire *Delta Air Lines c. Lukács*[4] est survenue suite à la plainte d'un militant bien connu des droits des passagers, Gábor Lukács, à l'effet que les politiques et les pratiques de Delta concernant le transport de personnes obèses était « discriminatoires » aux termes d'une disposition du *Règlement sur les transports aériens*[5]. Il a déposé cette plainte au titre des articles 37 et 67.1(2) de la *Loi sur les transports au Canada*[6]. Le premier confère à l'Office le pouvoir d'entendre et de trancher des plaintes relativement à l'omission d'observer les dispositions de lois administrées par l'Office alors que le deuxième est plus défini et prévoit « une plainte… **par toute personne** [c'est nous qui soulignons] » pour la suspension ou le rejet par l'Office de conditions de transport qui sont « déraisonnables ou indûment discriminatoires ». À cet effet, Lukács s'est servi d'un énoncé de politique de Delta contenu dans un courriel en réponse à une personne qui s'était plainte auprès de Delta d'avoir eu à s'asseoir à côté d'un passager censément obèse.

L'Office[7] se questionnait à savoir si Lukács avait qualité pour porter plainte et a traité cet élément comme une question préliminaire. Ce faisant, il a d'abord rejeté l'argument selon lequel, en tant qu'homme se décrivant lui-même comme une personne de « taille imposante », Lukács avait un intérêt personnel suffisant au titre des principes de qualité pour agir[8]. Il s'est ensuite demandé s'il y avait qualité pour agir dans l'intérêt public en se reportant aux trois critères adoptés par la Cour suprême aux fins de contestations judiciaires invoquées pour contester la validité constitutionnelle de la loi. Comme l'a déclaré l'Office initialement[9], cela exige une évaluation de trois facteurs :

1. La question de l'invalidité de la loi en question se pose-t-elle sérieusement?

2. La partie qui demande la qualité pour agir dans l'intérêt public est-elle touchée par la loi, ou a-t-elle, à titre de citoyen, un intérêt véritable quant à la validité de la loi?

3. Y a-t-il une autre manière raisonnable et efficace de soumettre la question à la Cour?

La réponse de l'Office se résume comme suit :

> 74. Même en se penchant sur les trois facteurs cumulativement, et à la lumière des objectifs qu'ils visent, il reste qu'à l'égard du

2 David Mullan, « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la règlementation de l'énergie en 2014 » (2015) 3:1 ERQ 17, aux pp 17-24.
3 *Electric Utilities Act*, SA 2003, c E-51, art 26.
4 *Delta Air Lines Inc c Lukács*, 2018 CSC 2.
5 *Règlement sur les transports au Canada,* DORS/88-58, art 111.
6 *Loi sur les transports au Canada*, CS 1996, c 10, art 37, 67.1(2), qui permet les appels sur une question de droit ou de compétence avec l'autorisation d'un juge de la Cour d'appel fédérale. (Je reviens sur la portée de cette disposition dans la section de la présente enquête sur les demandes d'autorisation d'en appeler.)
7 *Gábor Lukács c Delta Air Lines* (25 novembre 2014), 425-C-A-2014, au para 2.
8 *Ibid* au para 64.
9 *Ibid* au para 68.

> deuxième facteur, la contestation par M. Lukács ne concerne pas la constitutionnalité d'une loi, ni la non-constitutionnalité d'une mesure administrative[10]. Compte tenu du fait que la Cour suprême a déjà établi que la deuxième étape du critère pour reconnaître la qualité pour agir dans l'intérêt public ne va pas au-delà des cas dans lesquels la constitutionnalité d'une loi ou la **non-constitutionnalité** d'une mesure administrative est contestée, il existe une lacune fondamentale dans les présentations de M. Lukács [c'est nous qui soulignons].

Lukács en a appelé de cette décision devant la Cour d'appel fédérale en vertu de l'article 41 de la *Loi sur les transports au Canada*[11]. Bien qu'il ait concédé la question de la qualité pour agir dans son intérêt personnel, il a soutenu que l'Office avait erré en appliquant les principes de la qualité pour agir dans l'intérêt public dans les instances judiciaires aux dispositions de la *Loi à l'égard de plaintes.* Quoi qu'il en soit, il s'est également élevé contre la restriction de la qualité pour agir dans l'intérêt public dans les situations où la constitutionnalité de la loi ou de mesures administratives était en cause. Son appel a été accueilli au premier motif. La Cour d'appel fédérale[12] a conclu que, même si l'Office avait effectivement compétence en ce qui concerne les plaintes, il avait erré dans l'application du droit commun en matière de qualité pour agir dans ce contexte. Par conséquent, l'appel a été accueilli et la cause renvoyée à l'Office afin qu'il décide « pour d'autres motifs que la qualité pour agir[13] » s'il permettra l'instruction de la plainte. Bien qu'il ne se soit pas prononcé officiellement sur le deuxième motif, le juge d'appel de Montigny, qui a rendu le jugement de la Cour, s'est dit d'avis que les normes relatives à la qualité pour agir dans l'intérêt public élaborées dans le contexte judiciaire relativement aux contestations de la validité constitutionnelle de la législation ou de décisions « n'ont aucune incidence sur un mécanisme de plainte conçu dans le but de compléter un régime règlementaire[14] ».

Delta a obtenu l'autorisation d'en appeler devant la Cour suprême, qui par une majorité de 6-3[15] dans un jugement rendu par la juge en chef McLachlin, a rejeté l'appel sur le fond mais modifié le décret de remise de façon à ne pas restreindre l'adaptation raisonnable par l'Office des « critères des tribunaux civils concernant la qualité pour agir en tenant compte de son système législatif[16] ».

La majorité a fourni deux motifs pour rejeter l'appel sur le fond. Premièrement, bien que la norme d'examen constituait le caractère raisonnable fondé sur la retenue, l'Office ne pouvait pas accepter raisonnablement qu'un plaignant puisse prétendre avoir la qualité pour agir dans l'intérêt public pour ensuite adopter un critère de qualité pour agir dans l'intérêt public qui ne pourrait jamais être satisfait compte tenu de l'utilisation par l'Office de l'exigence voulant qu'il se limiterait aux situations où la « constitutionnalité de la loi ou l'illégalité d'une mesure administrative » était en jeu. Dans un tel régime, seuls ceux qui sont personnellement touchés par la politique ou le comportement pourraient déposer une plainte. Cette position n'était pas « justifiable, transparente ni intelligible[17] ». Elle n'entrait pas « dans la tranche de résultats possibles et acceptables[18] ». Cela voulait dire

---

10 Notez qu'il s'agissait d'une extension du critère établi initialement dans la décision de l'Office. La caractérisation initiale du deuxième critère ne comprenait pas l'invalidité constitutionnelle de mesures ou de décisions administratives. En effet, même dans le nouvel énoncé, les termes de la deuxième catégorie ne reflètent pas l'extension de 1986 de la qualité pour agir dans l'intérêt public pour une contestation de la validité de mesures administratives dans le contexte du droit administratif ainsi que pour des motifs constitutionnels : *Finlay c Canada (Ministre des Finances)*, [1986] 2 RCS 607. Toutefois, aux para 70-71, l'Office indique effectivement qu'il était au courant de cette extension.

11 *Supra* note 6, art 41.

12 *Lukács c Canada (Office des transports)*, 2016 CF 220, 408 DLR (4th) 760.

13 *Ibid* au para 32.

14 *Ibid* au para 31.

15 Les trois juges de l'Ontario siégeant à la Cour ont tous exprimé une opinion dissidente : la juge Abella a rendu le jugement dans lequel les juges Moldaver et Karakatsanis ont donné leur assentiment.

16 *Supra* note 4 au para 30.

17 *Ibid* au para 12.

18 *Ibid* au para 13. J'ai de la difficulté à voir cela comme une entrave à l'exercice du pouvoir discrétionnaire, bien qu'en pratique, cela ait peu d'importance dans ce contexte. L'Office semblait déterminer quel critère juridique il croyait être tenu d'observer. Il ne se voyait pas comme ayant un pouvoir discrétionnaire quant au critère à appliquer et au choix de la façon de formuler le critère, ce qui relève traditionnellement du domaine de l'entrave à l'exercice du pouvoir discrétionnaire.

que l'Office avait « déraisonnablement entravé l'exercice de son pouvoir discrétionnaire[19] ». Deuxièmement, la décision de l'Office constituait une interprétation déraisonnable de la loi pertinente comme l'a révélé un examen des objectifs du régime législatif. Nonobstant l'étendue du pouvoir discrétionnaire implicite de l'Office quant à l'acceptation de plaintes, il était déraisonnable d'éliminer de fait la possibilité de toute forme de qualité pour agir dans l'intérêt public, limitant une fois de plus l'utilisation du mécanisme législatif aux personnes visées par la loi.

On peut difficilement être en désaccord avec ces aspects du jugement majoritaire. En effet, il est étrange que l'Office reconnaisse la possibilité d'avoir la qualité pour agir dans l'intérêt public pour ensuite appliquer un critère qui se limite à la reconnaissance de la qualité pour agir dans l'intérêt public dans le contexte d'instances judiciaires normales où la constitutionnalité de la loi ou de mesures administratives est en jeu. Néanmoins, la majorité a également vu juste en modifiant le décret de remise afin de permettre à l'Office d'élaborer ses propres règles en matière de qualité pour agir relativement aux personnes qui peuvent déposer des plaintes. Bien sûr, on pourrait faire valoir (comme semble l'avoir fait Lukács[20]) que l'expression « toute personne » utilisée dans la *Loi* au paragraphe 67.2(1) devrait être prise au sens propre et exiger de l'Office qu'elle accepte les plaintes de toute provenance. Toutefois, l'article 37, la disposition-cadre ou plus générique, et le pouvoir discrétionnaire qu'il confère relativement aux plaintes (« peut ») permettant à l'Office d'élaborer ses propres règles en matière de qualité pour agir constitueraient une lecture tout aussi, sinon bien plus plausible du texte législatif. Quant à savoir si l'Office adopte des règles en matière de qualité d'agir ou d'autres restrictions protectrices, cela relève en grande partie du pouvoir discrétionnaire de l'Office, comme le déclare la juge en chef McLachlin dans l'avant-dernier paragraphe du jugement majoritaire :

> Il n'appartient pas à la Cour de dire à l'Office laquelle de ces méthodes est préférable. La déférence requiert que nous laissions l'Office décider luimême comment exercer son pouvoir discrétionnaire, pourvu qu'il le fasse de manière raisonnable[21].

Comment la minorité en est-elle arrivée à une position contraire? La juge Abella, qui a rendu le jugement de la minorité, offre une justification plus exhaustive du devoir de réserve dans le choix de l'Office des règles et des politiques de protection. Toutefois, en aucun cas elle ne mentionne que cela permettrait l'adoption d'un seuil de qualité pour agir que les plaideurs de l'intérêt public ne peuvent pas franchir. Elle s'emploie plutôt à réfuter l'argument selon lequel l'expression « toute personne » du paragraphe 67.2(1) devrait être prise au sens propre et à faire valoir le droit de l'Office d'adopter et d'appliquer « ses propres règles en matière de qualité pour agir [qui] peuvent être **similaires** à celles utilisées par les tribunaux [c'est nous qui soulignons][22]. » Toutefois, cela ne contredit ou ne mine pas la position de la majorité. En effet, elle poursuit avec ce qui semble être une reconnaissance que, même en vertu des principes reconnus du devoir réserve et du caractère raisonnable, l'Office ne pouvait pas adopter un régime de qualité pour agir qui de fait écartait la possibilité de porter plainte pour des motifs d'intérêt public :

> [63] Le test appliqué par l'Office a, dans les faits, privé M. Lukács de la possibilité de prouver qu'il avait la capacité pour agir dans l'intérêt public dans cette affaire. Mais, à mon avis, cela ne règle pas la question.

C'est à ce point-ci que la vraie différence entre la majorité et la minorité survient. La juge Abella fait mention d'autres motifs (certains liés à la qualité pour agir[23]) pour lesquels l'Office aurait pu rejeter ou refuser d'entendre cette plainte. Par conséquent, peu importe les raisons sur lesquelles l'Office s'est fondé pour refuser la qualité pour agir, le résultat était raisonnable, ce qui soulève l'épineuse question de la mesure dans laquelle une cour de révision peut refuser un contrôle judiciaire

19 Voir p. ex. la décision de l'Office, *supra* note 8 au para 49.
20 *Supra* note 4 au para 31.
21 *Ibid* au para 43.
22 *Ibid* aux para 63-64.
23 David Dyzenhaus, « The Politics of Deference: Judicial Review and Democracy » dans Michael Taggart, éd, *The Province of Administrative Law*, Oxford, Hart Publishing, 1997, 279 à la p 286.

ou rejeter un appel au motif d'un résultat qui est raisonnable même si les raisons du décideur ne le sont pas. Une telle possibilité trouve son origine dans une déclaration de David Dyzenhaus dans un chapitre de livre[24] cautionné dans l'affaire faisant autorité *Dunsmuir c. Nouveau-Brunswick*[25]. Plus particulièrement, il y a l'avertissement que, dans l'exécution d'un examen du caractère raisonnable, le tribunal doit tenir compte des raisons fournies **et** du résultat[26], ainsi que des raisons qui « pouvaient être fournies à l'appui d'une décision[27] ». Dans son jugement, la juge en chef McLachlin a reconnu le cautionnement préalable de la Cour du fait, du moins dans certains cas, d'aller au-delà des raisons contenues dans la décision du tribunal ou de l'organisme[28]. Toutefois, elle s'est dite préoccupée quant au moment, s'il y a lieu, où cela pouvait justifier la décision d'un tribunal d'excuser des raisons manifestement déraisonnables et de maintenir la décision.

La juge en chef McLachlin a répondu à la juge Abella qu'une telle adjonction n'est pas autorisée lorsqu'elle a pour effet de supplanter les raisons du décideur[29]. Il ne revenait pas à la Cour de remplacer les raisons fournies par le décideur par ses propres raisons. Le fait d'ignorer les raisons précises fournies en faveur de contrôles fondés sur la construction propre à la Cour du caractère raisonnable du résultat aurait pour effet d'ignorer la directive de *Dunsmuir* de tenir compte des raisons **et** du résultat. De façon plus générale, ce serait comme si la Cour assumait le rôle du décideur d'une façon qui ne tient pas compte de sa responsabilité première dans l'élaboration des fondements sur lesquels il exerce ses pouvoirs discrétionnaires. Même lorsque le décideur rend une décision déraisonnable, ce décideur, et non la Cour à titre de substitut, doit tout de même assumer son rôle, soit d'exercer son mandat et de décider si le même résultat peut être justifié par différentes raisons. En effet, de justifier le résultat dans un cas comme celui-ci sur des normes élaborées par la cour de ce que devraient être des critères pertinents de la qualité pour agir priverait l'Office de son pouvoir discrétionnaire de formuler un critère approprié et raisonnable de la qualité pour agir. C'est pourquoi le devoir de réserve constituait la disposition appropriée.

En rendant cette décision, la juge en chef McLachlin a pris soin de noter qu'elle ne constituait pas une désapprobation totale de la pratique d'adjonction par les cours de révision des raisons fournies par l'organisme dans le but de procéder à un contrôle judiciaire plus éclairé ou même de confirmer une décision au motif qu'elle était raisonnable malgré l'absence complète de raisons. Toutefois, on peut en déduire du jugement que, même s'il n'y avait pas d'adjonction des raisons fournies par l'organisme, les occasions pour procéder à une telle adjonction devraient être rares et ne survenir que dans des circonstances exceptionnelles. Plus particulièrement, Paul Daly, dans son blogue sur *Lukács*[30], soutient que les tribunaux devraient faire preuve d'une grande prudence dans leurs efforts pour élaborer ou substituer des raisons et ainsi justifier le rejet d'un contrôle judiciaire ou refuser de renvoyer une cause pour des motifs « d'efficacité et d'administration économique[31] ». De tels exercices risquent toujours d'éroder les principes de retenue judiciaire à la source, une source dont la prémisse est que l'organisme, et non le tribunal, est le décideur désigné par la loi.

Qu'est-ce que d'autres organismes de règlementation, surtout en matière d'énergie, peuvent donc tirer de *Lukács*?

1. Lorsqu'un organisme administratif a un pouvoir discrétionnaire pour ce qui est non seulement d'accepter des plaintes mais aussi de définir les droits de participation de façon plus

24 *Dunsmuir c Nouveau-Brunswick,* 2008 CSC 9, [2008] 1 RCS 190.
25 *Ibid* au para 47.
26 *Ibid*.
27 *Supra* note 4 aux para 22-28, avec renvoi particulier à *Alberta (Information and Privacy Commissioner) c Alberta Teachers' Association*, 2011 CSC 61, [2011] 3 RCS 654, et *Newfoundland and Labrador Nurses' Union c Terre-Neuve-et-Labrador (Conseil du Trésor)*, 2011 CSC 62, [2011] 3 RCS 708.
28 *Ibid* au para 24.
29 Paul Daly, « Reasons and Reasonableness: Delta Air Lines Inc. v. Lukács, 2018 SCC 2 » (22 janvier 2018), *Administrative Law Matters* (blogue), en ligne : <www.administrativelawmatters.com/blog/2018/01/22/reasons-and-reasonableness-in-administrative-law-delta-air-lines-inc-v-lukacs-2018-scc--2/> [en anglais seulement].
30 *Ibid*. Daly est particulièrement préoccupé par l'idée que le jugement de la juge en chef McLachlin puisse encourager les tribunaux et les organismes à n'offrir que de maigres raisons pour ensuite arguer en faveur d'une adjonction (plutôt qu'une supplantation) en réponse à une demande de contrôle judiciaire ou un appel prévu par la loi. Pour un examen juridique plus approfondi de ce point chaud du droit en matière de contrôle judiciaire, voir le jugement dissident du juge d'appel Stratas dans *Shakov c Canada (Procureur général)*, 2017 CF 250 aux para 103-06.
31 Voir Gabrielle Giroday, « SCC decision helps those who want public interest standing at tribunals » (22 janvier 2018) *Canadian Legal Newswire*, en ligne : <www.canadianlawyermag.com/legalfeeds/> [en anglais seulement].

générale, l'exercice d'un tel pouvoir discrétionnaire devrait donner droit à un devoir de réserve sous la forme de caractère raisonnable plutôt que de contrôle judiciaire d'exactitude intrusive.

2. À moins qu'une disposition législative pertinente (comme celle qui limite l'accès aux personnes « directement touchées ») ne la leur interdise, les organismes de règlementation sont habituellement habilités à élaborer des règles en matière de protection, de qualité pour agir et de participation en fonction de leurs propres exigences et objectifs et structures prévues par la loi.

3. Lorsqu'ils élaborent des règles sur la qualité pour agir et des principes sur la participation, les organismes peuvent examiner les règles élaborées par les tribunaux concernant la qualité pour agir dans l'intérêt privé ou public, les adopter et les adapter selon ce qui conviendra le mieux à leurs mandats individuels.

4. Il y aura exposition à un contrôle judiciaire ou renversement de jugements en appel uniquement lorsque les règles et les principes adoptés ne permettent pas de satisfaire à un critère de caractère raisonnable suffisamment flexible.

5. Toutefois, à moins d'une autorisation législative, un organisme de règlementation est susceptible d'être exposé à un contrôle judiciaire où, dans l'exercice d'un pouvoir discrétionnaire de protection, il peut adopter une règle qui, de prime abord ou en effet, exclut **toute** possibilité de plainte ou d'autres formes de participation au motif de la qualité pour agir dans l'intérêt public.

6. Il n'en demeure pas moins essentiel lorsque les décisions d'accès d'un organisme sont fondées sur des règles existantes, des précédents de l'organisme ou des principes élaborées dans le contexte de l'affaire en particulier que l'organisme fournisse des raisons pour justifier les résultats qui répondent aux normes de justification, de transparence et d'intelligibilité de *Dunsmuir*.

7. Même si les tribunaux font parfois preuve d'indulgence quant à l'omission de fournir des raisons ou à l'insuffisance des raisons, et élaborent leur propre justification de la « décision » de l'organisme, le recours à cette forme de sympathie judiciaire comme moyen pour résister au renvoi d'une cause à un nouvel examen est une stratégie très risquée qui ne fonctionnera sûrement pas lorsque l'exercice de reconstruction va à l'encontre des raisons réellement fournies ou supplante celles-ci.

Toutefois, j'inclurais une mise en garde dans la mesure où la décision a été qualifiée de précédent qui mènera à une qualité élargie pour agir dans l'intérêt public dans des questions de règlementation[32]. Il va sans dire que le jugement majoritaire s'inscrit en faux contre le traitement par l'Office du deuxième volet du critère de qualité pour agir dans l'intérêt public dans les instances judiciaires, non seulement parce que, s'il était appliqué au pied de la lettre, ce deuxième volet ne pourrait jamais être satisfait dans le contexte particulier de *Lukács,* mais aussi parce que l'Office a traité ce deuxième volet comme un butoir. Comme l'a déclaré la majorité, cela ne cadrait pas avec la conception courante, du moins dans le contexte des instances juridiques sur la qualité pour agir dans l'intérêt public comprenant une « approche discrétionnaire flexible[33] » dans laquelle les trois éléments du critère doivent être évalués et soupesés les uns aux autres, mais aussi par rapport à d'autres valeurs concurrentes. Toutefois, il conviendrait de reconnaître que l'accent mis sur une « approche discrétionnaire flexible » faisait partie de la justification de la majorité pour rejeter les conclusions de l'Office de la qualité pour agir dans l'intérêt public au motif que l'Office avait supposément appliqué une norme qui comprenait un point de vue juridiquement erroné de la loi concernant la qualité pour agir dans l'intérêt public. Au deuxième volet du rejet de l'approche de l'Office par la majorité, la juge en chef McLachlin a simplement dit qu'il serait inacceptable pour un organisme comme celui-ci de se doter d'une règle faisant en sorte qu'un

32 *Supra* note 4 au para 18, citant *Canada (Procureur général) c Downtown Eastside Sex Workers United Against Violence Society*, 2012 CSC 45, [2012] 2 RCS 525, au para 1.
33 *Ibid* aux para 19-20.

groupe de défense de l'intérêt public ne puisse **jamais** avoir la capacité de déposer une plainte[34]. Ce qui en revient presque à dire que l'organisme doit adopter un régime qui est généreux ou libéral dans ses règles concernant la qualité pour agir dans l'intérêt public. En d'autres mots, il serait possible pour un organisme d'adopter des règles en matière de qualité pour agir dans l'intérêt public qui sont moins généreuses que ne pourrait l'exiger une « approche discrétionnaire flexible » dans le cas d'un tribunal dans le contexte de contrôles juridiques ou d'instances d'appels prévus par la loi.

Obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les peuples autochtones[35]

a. Introduction

Dans les trois articles d'enquête précédents pour la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, j'ai traité en détail de la participation des organismes de règlementation dans le processus de consultation garanti par la constitution et, s'il y a lieu, d'accommodement des peuples autochtones lorsque leurs droits et leurs revendications sont en jeu dans le processus décisionnel du gouvernement[36]. J'ai porté une attention particulière à deux cas qui, au début de la période d'enquête actuelle, étaient en délibéré à la Cour suprême du Canada. Le 26 juillet 2017, la Cour suprême du Canada a rendu un jugement dans les deux affaires : *Clyde River (Hameau) c. Petroleum Geo-Services*[37] et *Chippewas of the Thames First Nation c. Enbridge Pipelines Inc.*[38] Pris ensemble, ces deux affaires clarifient et règlent différents aspects contestés du rôle des organismes de règlementation de l'énergie aussi bien en qualité de participants dans le processus même de consultation et d'accommodement que d'évaluateurs des efforts de consultation et d'accommodement menés par d'autres. Pour cette raison, il s'agit certainement pour les organismes de règlementation de l'énergie des plus importantes décisions de droit administratif rendues par la Cour suprême, ou par tout autre tribunal, au cours de la période d'enquête.

Les deux ont déjà fait l'objet d'analyses approfondies, dont un important article[39] dans la présente publication rédigé par Dwight Newman ainsi qu'un billet de blogue tout aussi éclairant préparé par Nigel Bankes[40],

---

34 Bien que les deux jugements abordés dans cette enquête contribuent grandement à clarifier le rôle des organismes de règlementation dans le processus de consultation et d'accommodement, il serait insensé de croire que, par conséquent, le nombre de litiges concernant des questions de consultation diminuera nécessairement. La Cour fédérale d'appel a mis en délibéré les demandes de contrôle judiciaire résultant de la décision Trans Mountain Pipeline dans laquelle il existe d'importantes questions quant au contenu de l'obligation de consulter et d'accommoder. Le 15 janvier 2018, la Cour suprême a entendu un appel de la Cour d'appel fédérale dans *Première nation crie Mikisew c Canada (Ministre des Affaires autochtones et du Développement du Nord)*, 2016 CF 311, 405 DLR (4th) 721, dont l'enjeu est la mesure dans laquelle l'obligation de consulter s'applique aux instances judiciaires, ce qui comprend l'introduction et l'adoption d'une loi de base : voir [2017] ACSC no 50 (LQ). De fait, les deux jugements abordés dans l'enquête ne sont pas les seuls dont la Cour suprême a été saisie concernant l'obligation de consulter en 2017. Dans *Ktunaxa Nation c Colombie-Britannique (Forests, Lands and Natural Resources Operations)*, 2017 CSC 54, le but premier de la Cour visait à déterminer si la Première Nation pouvait présenter une demande en vertu du paragraphe 2*a*) de la *Charte* et sa garantie de liberté de religion relativement à l'approbation par le gouvernement de la construction d'une station de ski dans une région d'importance pour les croyances religieuses des membres de la Nation. La Cour a rejeté la demande ainsi qu'une autre demande alléguant que la décision du ministre violait l'obligation de la Couronne de consulter et d'accommoder. Au cours de son examen de l'obligation de consulter et d'accommoder, la Cour inscrivait la question dans le cadre d'un contrôle judiciaire de la décision du ministre à l'effet que la consultation et les mesures d'accommodement avaient été amplement suffisantes et que le projet pouvait donc être approuvé. Ce faisant, la Cour (au para 77) a adopté une norme de retenue judiciaire pour la décision du ministre quant à la suffisance de la consultation. Le critère vise à déterminer « si la décision du ministre, dans son ensemble, était raisonnable ». Le litige se poursuit de plus bel dans les tribunaux inférieurs comme en témoigne le jugement de la Cour divisionnaire de l'Ontario dans *Saugeen First Nation v Ontario (Minister of Natural Resources and Forestry)*, 2017 ONSC 3456, faisant droit à une contestation en fonction d'un manque de consultation et de mesures d'accommodement pour l'octroi d'un permis pour l'implantation d'une carrière sur les terres ancestrales de la Première Nation.

35 *Supra* note 2 aux pp 27-30; David Mullan, « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la règlementation de l'énergie en 2015 » (2016) 4:1 ERQ 19, aux pp 30-34; David Mullan, « Évolution du droit administratif pertinent au droit et à la règlementation de l'énergie 2016 » (2017) 5:1 ERQ 15, aux pp 16-21.

36 *Clyde River (Hameau) c Petroleum Geo-Services,* 2017 CSC 40.

37 *Chippewas of the Thames First Nation c Enbridge Pipelines Inc*, 2017 CSC 41.

38 Dwight Newman, « Changement des attentes relatives à l'obligation de consulter pour les organismes de règlementation du secteur de l'énergie : répercussions plus larges des décisions de la Cour suprême du Canada dans *Premières Nations Chippewas de la Thames* et *Clyde River »* (2017) 5:4 ERQ 21, à la p 21.

39 Nigel Bankes, «*Clyde River* and *Chippewas of the Thames*: Some Clarifications Provided but Some Challenges Remain» (4 août 2017), *ABlawg* (blogue), en ligne : <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2017/08/Blog_NB_Clyde_River_CTFN.pdf> [en anglais seulement]

40 *Supra* note 37 au para 23.

un collaborateur fréquent de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* (ERQ). Compte tenu de la couverture qu'en ont faite ceux-ci et d'autres commentaires, je ne m'aventurerai pas dans un examen de chacune des dimensions de ces deux jugements. Je m'en tiendrai plutôt à une explication de ce qui constituent à mon avis les principaux tenants des deux décisions, pour ensuite commenter brièvement certaines des questions importantes sur la participation des organismes de règlementation dans ce domaine qui n'ont pas encore été réglées de manière définitive ou avec suffisamment de clarté.

b. Transfert de responsabilité de la Couronne pour la tenue de consultations

Dans *Clyde River (Hameau)*, le point de départ initial dans le préambule de la Cour sur les principes juridiques pertinents a été de confirmer la capacité de la Couronne à agir par l'intermédiaire d'un organisme de règlementation ou d'un tribunal afin de s'acquitter de son obligation de consulter les peuples autochtones. Toutefois, le fait de transférer cette responsabilité initiale sur un organisme de règlementation ne dégageait pas la Couronne de l'ensemble de son obligation. Soit de sa propre initiative, soit à la suite de plaintes, la Couronne a l'obligation d'agir en cas de consultations inadéquates dans la tribune règlementaire. Qui plus est, la Couronne a l'obligation d'indiquer clairement aux groupes autochtones touchés qu'elle aura recours à l'organisme de règlementation pour « s'acquitter de son obligation en tout ou en partie[41] ». (Ce que cette obligation exige exactement est une question sur laquelle je reviendrai.)

c. L'exigence relative à la « mesure envisagée par la Couronne »

L'un des seuils exigés pour la revendication d'un droit de consultation est qu'il y ait une « mesure envisagée par la Couronne[42] », ce qui a soulevé la question de savoir où, le cas échéant, situer la « mesure envisagée par la Couronne » dans le contexte d'une demande du secteur privé auprès d'un organisme de règlementation qui pourrait compromettre les droits ou les revendications de peuples autochtones. Comment la Couronne s'est-elle engagée dans un tel processus? Le dilemme se résume très bien dans l'assertion selon laquelle, à ces fins, un organisme de règlementation indépendant exerçant un pouvoir prévu par la loi dans une capacité judiciaire ou quasi judiciaire peut remplacer la Couronne, bien que le résultat de ses procédures puisse avoir des effets néfastes sur les droits et les revendications des Autochtones[43]. Toutefois, la Cour suprême n'a pas été séduite par cet argument de « mesure envisagée par la Couronne ». Bien que l'Office national de l'énergie ne soit, en un sens, ni la Couronne ni le mandataire de la Couronne, les juges Karakatsanis et Brown (qui ont rendu le jugement dans *Clyde River (Hameau)*) ont fait valoir que :

> … en tant qu'organisme créé par la loi à qui incombe la responsabilité visée à [une loi du Parlement], l'ONÉ agit pour le compte de la Couronne lorsqu'il prend une décision définitive à l'égard d'une demande de projet. En termes simples, dès lors que l'on accepte qu'un organisme de règlementation existe pour exercer le pouvoir de nature exécutive que le législateur concerné l'autorise à exercer, toute distinction entre les mesures de cet organisme et celles de la Couronne disparaît rapidement. Dans ce contexte, l'ONÉ est le moyen par lequel la Couronne agit[44].

Dans *Chippewas of the Thames*, les juges Karakatsanis et Brown ont abordé la question plus en profondeur et, de ce fait, l'argument selon lequel le fait de considérer l'ONÉ comme le centre de la « mesure envisagée par la Couronne » compromettrait son indépendance :

> Un tribunal respecte sa compétence

41 Tel qu'il est accepté dans les jugements fondamentaux *Nation haida c Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73, [2004] 3 RCS 511, au para 35 et *Rio Tinto Alcan Inc c Conseil tribal Carrier Sekani*, 2010 CSC 43, [2010] 2 RCS 560, au para 41.

42 Dans ce contexte, le texte faisant habituellement autorité était le jugement du juge Iacobucci pour la Cour dans *Québec (Procureur général) c Canada (Office national de l'énergie)*, [1994] 1 RCS 159. Pour une variante de cet argument, voir Chris W Sanderson, c.r. et Michelle S Jones, « Le recoupement du droit autochtone et du droit administratif : Quand une décision règlementaire constitue-t-elle une 'mesure envisagée de la Couronne'? » (2017) 5:1 ERQ 37.

43 *Supra* note 37 au para 29.

44 *Supra* note 38 au para 34.

> lorsqu'il exerce les fonctions que le législateur lui a attribuées dans une loi, et que ses décisions sont conformes à la loi et à la Constitution. Les organismes de règlementation cumulent bien souvent des fonctions différentes qui se chevauchent sans susciter une crainte raisonnable de partialité[45].

Dans ce contexte, il importe de noter que la Cour s'en remet à une conception plutôt différente de la Couronne qu'elle ne l'a fait pour définir la mesure dans laquelle la Couronne pouvait faire appel à un organisme de règlementation pour s'acquitter de ses obligations. À cet effet, la Couronne et l'organisme de règlementation doivent être traités comme des entités distinctes, bien que la Couronne ait une responsabilité continue quant à la suffisance des efforts de consultation et, le cas échéant, d'accommodement de l'organisme de règlementation.

d. Qu'est-ce qui justifie le recours par la Couronne aux processus d'un organisme de règlementation?

Par la suite, la Cour revient sur la question des circonstances dans lesquelles la Couronne peut avoir recours aux processus d'un organisme de règlementation pour s'acquitter de son obligation de consulter. Ici, le jugement met principalement l'accent sur l'étendue des pouvoirs de procédure et de réparation de l'ONÉ en vertu du régime législatif applicable, pouvoirs qui lui permettent amplement de participer à la consultation et de confirmer des titres découlant de droits et de revendications autochtones. La Cour a également fait mention de l'« expertise institutionnelle »[46] de l'ONÉ dans la tenue de consultations et l'évaluation des impacts environnementaux des propositions. Dans la mesure où l'importance ici est assez différente de celle exigée par la Cour dans l'instruction de *Rio Tinto Alcan Inc. c. Conseil tribal Carrier Sekani*[47], des questions se posent quant à savoir si ce premier précédent a une quelconque incidence sur l'enjeu, et j'aborderai cette question plus loin dans la présente enquête.

e. Évaluation de la suffisance de la consultation et des mesures d'accommodement par l'organisme de règlementation

Dans *Clyde River (Hameau)*, le dernier élément de l'évaluation par la Cour du rôle des organismes de règlementation dans le processus de consultation/d'accommodement portait sur les circonstances dans lesquelles les organismes de règlementation avaient le droit et, de fait, l'obligation d'évaluer les efforts de consultation de la Couronne. En 2010, dans *Carrier Sekani*, la Cour a fait valoir que cette capacité découlait du pouvoir qui est conféré aux organismes et aux tribunaux de traiter des questions de droit résultant de leurs instances. Toutefois, la Cour d'appel fédérale avait déjà tranché en 2009 dans *Première nation dakota de Standing Buffalo c. Enbridge Pipelines Inc.*[48] que cela ne s'appliquait que lorsque, dans une situation comme celle obtenue dans *Carrier Sekani*, la Couronne (BC Hydro dans ce cas) est un proposant ou une partie devant l'organisme de règlementation. De plus, comme le souligne Dwight Newman[49], après la publication du jugement dans *Carrier Sekani*, la Cour suprême du Canada a rejeté une demande d'autorisation d'appel de ce jugement de la Cour d'appel fédérale[50], suggérant que *Standing Buffalo* et *Carrier Sekani* ne seraient peut-être pas incompatibles. Par la suite, dans *Chippewas of the Thames*[51], la Cour d'appel fédérale à la majorité dans un jugement rendu par le même juge[52] a réitéré cette position et, subséquemment, l'Alberta Utilities Commission[53], suivant la Cour d'appel fédérale, a fait valoir qu'elle était aussi dans l'incapacité d'évaluer les efforts de consultation de la Couronne dans une affaire pour laquelle la Couronne n'était pas devant elle à titre de partie.

---

45 *Supra* note 37 au para 33.
46 *Supra* note 42.
47 *Première nation dakota de Standing Buffalo c Enbridge Pipelines Inc,* 2009 CF 308, [2010] 4 RCF 500.
48 *Supra* note 39 aux pp 23-24.
49 [2009] ACSC nº 499 (QL).
50 *Chippewas of the Thames First Nation c Enbridge Pipelines Inc*, 2015 CF 222, [2016] 3 RCF 96.
51 Juge d'appel Ryer.
52 *Fort McMurray West 500-kV Transmission Project, Ruling on jurisdiction to determine the Notices of Questions of Constitutional Law*, AUC Proceeding 21030.
53 Ce faisant, elle a préféré la position du juge Rennie, qui a exprimé sa dissidence sur ce point.

Dans l'une des parties les plus importantes du jugement à l'égard des organismes de règlementation, la Cour suprême a soutenu que dans *Chippewas of the Thames*, la majorité[54] de la Cour d'appel fédérale avait erré en établissant une distinction pour *Carrier Sekani* pour ce seul motif. *Carrier Sekani* avait supplanté le jugement précédent de la Cour d'appel fédérale dans *Standing Buffalo*[55]. Étant donné que le rôle de décideur final de l'ONÉ dans cette affaire était lui-même la « mesure envisagée par la Couronne », l'ONÉ ne pouvait pas ignorer les assertions selon lesquelles la Couronne ne s'était pas acquittée de son obligation de consulter vraisemblablement au moyen de processus externes, des instances devant l'ONÉ ou d'une combinaison des deux. En matière de compétence ou d'autorité, lorsque l'obligation de consulter n'est pas respectée, l'ONÉ est tenu de « suspendre l'approbation de projets[56] ».

Le jugement a poursuivi en prescrivant comment l'ONÉ devrait répondre lorsqu'il y avait contestation pour manque de consultation. Du moins là où une « consultation approfondie » était nécessaire, l'ONÉ devait tenir compte des préoccupations des peuples autochtones dans des raisons écrites démontrant que les plaintes pour consultation insuffisante avaient été prises au sérieux et évaluées. Dans de telles instances, il ne revenait pas à l'ONÉ « d'expliquer comment il avait considéré et traité ces préoccupations[57] ».

f. Le contenu de la consultation et des mesures d'accommodement

En plus d'établir les conditions seuils pour la participation au processus de consultation et d'accommodement par les organismes de règlementation ou du moins ceux participant à la prise de la décision finale, les deux jugements sont importants eu égard à la question de savoir ce qu'implique la consultation. Bien que dans *Clyde River (Hameau)*, la Cour suprême du Canada ait confirmé le jugement de la Cour d'appel fédérale[58] dans sa reconnaissance que l'ONÉ constituait un véhicule approprié pour assumer en tout ou en partie les responsabilités de consultation de la Couronne, la Cour a toutefois fait valoir que l'ONÉ n'avait pas procédé à une consultation adéquate. Inversement, dans *Chippewas of the Thames*, la Cour suprême du Canada a renversé le rejet par la Cour d'appel fédérale de la capacité de l'ONÉ de prendre part à une consultation et d'évaluer la suffisance de la consultation, mais a néanmoins soutenu que l'ONÉ avait mené une consultation adéquate. Qu'est-ce qui a mené à cette différence en termes de résultat final?

Dans *Clyde River (Hameau)*, la Cour s'est d'abord penchée sur l'omission de la Couronne de faire savoir explicitement aux participants qu'elle s'en remettait à l'ONÉ pour assumer ses responsabilités en matière de consultation. Pour ce qui est des instances devant l'ONÉ dans une affaire où il avait été concédé l'existence d'une obligation de « consultation approfondie », la Cour a soutenu qu'il y avait bon nombre d'égards auxquels il y avait eu manquement en ce qui a trait à l'obligation de consulter. Il n'y avait pas eu d'audience, pas d'aide financière aux participants, la réponse aux préoccupations des Autochtones concernant l'impact d'essais séismiques sur leurs droits (sous la forme d'un document partiellement traduit de près de 400 pages) était inaccessible et des raisons liées à l'approbation de la demande qui ne traitaient pas précisément de l'impact de la proposition sur des droits ancestraux précis issus de traités censément menacés.

En revanche, dans *Chippewas of the Thames*, la Cour a soutenu qu'un avis suffisant avait été donné quant à l'intention de la Couronne de s'en remettre aux processus de l'ONÉ pour s'acquitter de son obligation de consulter les groupes autochtones touchés. En réponse à l'allégation que la Couronne (en la personne du ministre des Ressources naturelles) n'avait donné un avis explicite de cette intention qu'une fois l'audience de l'ONÉ terminée, la Cour a répondu qu'il aurait dû être clair pour les groupes autochtones touchés qu'il s'agissait de l'option choisie par la Couronne pour la consultation et, le cas échéant, l'accommodement. Cette présumée connaissance est fondée sur la correspondance préalable avec les représentants gouvernementaux, le fait qu'aucune autre consultation n'ait lieu ni ne soit envisagée,

---

54 *Supra* note 38 aux para 35-37.
55 *Supra* note 37 au para 39.
56 *Supra* note 38 au para 63, citant *Clyde River (Hameau)*, *supra* note 37 au para 41.
57 *Hamlet of Clyde River c TGS-NOPEC Geophysical Company ASA (TGS)*, 2015 CF 179, [2016] 3 RCF 167.
58 Selon la Cour dans *Clyde River (Hameau)*, *supra* note 37 au para 47 et *Chippewas of the Thames*, *supra* note 38 au para 52, il y a eu une audience dans *Chippewas of the Thames*, mais il faut voir le blogue Bankes sur le cas (*supra* note 40) dans lequel un correspondant (réponse en date du 7 septembre 2017) conteste cette caractérisation du processus.

leur participation aux processus de l'ONÉ et le fait qu'ils savaient que l'ONÉ était le décideur final, ce qui rehausse amplement ce que l'on entendait, en ce qui concerne *Clyde River (Hameau)*, par « indiquer clairement » aux groupes autochtones, que la Couronne avait recours aux processus d'un organisme de règlementation pour s'acquitter de son obligation de consulter. Il ne s'agit donc pas nécessairement d'un avis particulier mais plutôt d'une conclusion pouvant découler d'un examen de tous les faits pertinents; quelque chose que les groupes autochtones devraient, du moins à l'occasion, déduire des faits.

Quant à savoir si les processus de l'ONÉ satisfaisaient aux obligations de consultation et d'accommodement de la Couronne, les juges Karakatsanis et Brown ont conclu, même en présumant d'une obligation de « consultation profonde », qu'il y avait des différences suffisantes entre le niveau de participation ici et celui dans *Clyde River (Hameau)*. Parmi ces différences, mentionnons la portée des procédures d'audience de l'ONÉ[59] et l'octroi aux groupes autochtones de droits de participation exhaustifs à ces procédures, l'offre d'aide financière aux participants et les raisons détaillées fournies par l'ONÉ, raisons qui tenaient compte de la pertinence des droits des Autochtones pouvant être touchés par l'inversion de la canalisation 9, ce qui comprenait également des discussions à déterminer s'il y avait eu une consultation suffisante. Pour ce qui est de l'accommodement, la Cour a fait mention d'« un nombre de mesures d'accommodement visant à minimiser les risques et à répondre directement aux préoccupations exprimées par les groupes autochtones[60] », comme la directive de la décision pour une consultation continue à mesure que le projet évoluait.

g. Questions résiduelles

(i) Le rôle de l'intention du législateur dans la détermination de la capacité d'un organisme de règlementation de procéder à une consultation

Tel que mentionné plus tôt, la juge McLachlin, qui a rendu le jugement de la Cour dans *Carrier Sekani*, a adopté la position voulant que la capacité d'un tribunal administratif de procéder à une consultation dépende de l'intention du législateur. Il s'agit d'un pouvoir qui doit être conféré expressément et implicitement mais qui ne doit pas être déduit à partir d'une disposition donnant le pouvoir de trancher toute question de fait et de droit relevant de l'exercice de la compétence du décideur, ce qui n'a pas écarté la question de savoir ce qui constituerait des indicateurs suffisants d'un octroi implicite de ce pouvoir.

À la Cour d'appel fédérale, dans *Clyde River (Hameau)*, la juge d'appel Dawson a tenu compte de toute une gamme de facteurs attestant de l'existence d'un « mandat[61] » pour procéder à une consultation. Ces facteurs comprennent des dispositions législatives enjoignant ou autorisant l'ONÉ à tenir compte des intérêts des peuples autochtones dans l'exercice du pouvoir particulier ayant été octroyé. Fonder une conclusion quant à un octroi implicite de pouvoir sur de telles dispositions ne pose pas de problème. En effet, il est également acceptable de rattacher ces facteurs aux dispositions concernant les pouvoirs de procédure et les capacités de réparation de l'organisme de règlementation. Toutefois, ce qui cause un problème en ce concerne l'établissement d'un octroi législatif implicite du pouvoir de consulter repose dans les pratiques mêmes de consultation d'un organisme de règlementation.

En effet, il est important que, dans *Clyde River (Hameau)*, la Cour, en reconnaissant la capacité de l'ONÉ d'agir au nom de la Couronne dans l'exécution de l'obligation de consulter, n'exprime pas sa conclusion en termes d'intention législative implicite. La Cour pose plutôt la question de savoir si, compte tenu des pouvoirs prévus par la loi et du pouvoir de discrétion et de réparation, l'ONÉ a la capacité de procéder à une consultation en conformité avec les exigences et en réponse aux attentes de cette obligation élaborée en cour et fondée dans la Constitution. En d'autres mots, l'enquête ne vise plus à savoir si la législature a porté sa pensée collective sur la question de la capacité de l'organisme de règlementation de procéder à une consultation, mais devient plutôt une enquête pour déterminer si la participation à une consultation est une alternative appropriée compte tenu de l'environnement de procédure

59 *Supra* note 38 au para 57.
60 *Supra* note 37 au para 65
61 *Supra* note 37 au para 31.

et de réparation dans lequel évolue l'organisme de règlementation. Dans la mesure où cela concerne l'intention du législateur, on y retrouve un sens beaucoup plus généralisé de la législature ayant l'intention de conférer à un organisme de règlementation tous les pouvoirs dont il aurait besoin pour la réalisation de son mandat, à mesure que celui-ci évolue et est soumis à des impératifs constitutionnels.

De mon point de vue, je n'ai aucun problème avec ce mode d'analyse. Lorsque l'application de droits constitutionnels est en jeu, l'établissement d'une intention précise sinon implicite du législateur selon quoi un tribunal a le pouvoir de prendre part à ce processus d'application devient une enquête superflue. L'enquête devrait plutôt être fondée sur une décision judiciaire afin d'offrir les meilleurs moyens possibles de confirmer les droits en question et répondre à la question de savoir si, compte tenu de l'incidence normale de ses pouvoirs prévus par la loi, l'organisme de règlementation pertinent peut légitimement remplir ce rôle. En effet, il pourrait bien s'agir d'une transformation nécessaire étant donne que, comme l'a reconnu la Cour[62], « l'ONÉ et [la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*[63]] sont tous deux antérieurs à la reconnaissance judiciaire de l'obligation de consulter ». Par conséquent, bien qu'un simple pouvoir pour examiner toute question de fait et de droit survenant au cours des procédures de l'organisme de règlementation ne soit peut-être pas suffisant, un contexte dans lequel l'organisme de règlementation dispose des capacités de procédure et de réparation nécessaires pour adapter l'exercice de son mandat afin d'y inclure la consultation et, le cas échéant, l'accommodement, le sera.

(ii) Que nécessite le fait de donner un avis d'intention d'avoir recours aux processus de l'organisme de règlementation?

On peut toutefois se questionner sur la relation entre les critères visant à évaluer la capacité d'un organisme de règlementation de prendre part aux consultations et l'exigence voulant que, lorsque la Couronne souhaite s'en remettre aux processus d'un organisme de règlementation pour s'acquitter en tout ou en partie de son obligation de consulter, « il devrait être indiqué clairement aux groupes autochtones touchés que la Couronne aura recours à ceux-ci[64] ». Nous avons déjà vu que, bien que *Clyde River (Hameau)* pris seul puisse suggérer que cela exige de la Couronne qu'elle exprime cette intention clairement dans chaque cas, dans *Chippewas of the Thames*[65], la Cour a accepté que l'intention puisse être établie à partir de toutes les circonstances pertinentes. Plus particulièrement, une telle intention a été déduit dans ce cas à partir d'une combinaison d'interactions antérieures entre la Couronne et les groupes autochtones touchés relativement au processus d'approbation et à la façon dont l'organisme de règlementation a exercé ses pouvoirs dans l'affaire en question et surtout dans l'étendue de son engagement auprès des groupes autochtones touchés. Pour moi, cela soulève des questions quant à savoir jusqu'où ira cette volonté de présumer une connaissance de la part des groupes autochtones. Y a-t-il des circonstances dans lesquelles il serait approprié simplement à la lecture des pouvoirs de procédure et de réparation de l'organisme de règlementation? Que dire donc des pouvoirs appropriés de procédure et de réparation et d'une pratique antérieure de la Couronne de juger adéquats les efforts de consultation et d'accommodement dans l'exercice de ces pouvoirs pour les besoins de la Couronne? En d'autres mots, si le droit et l'obligation d'un organisme de règlementation de procéder à une consultation peuvent être basés sur les pouvoirs, la capacité et les pratiques de l'organisme de règlementation, ces même facteurs pourraient-ils aussi justifier une déduction à savoir que la Couronne « consent » à ce que l'organisme de règlementation s'acquitte de son obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder?

Dans un esprit un peu différent, la Couronne peut-elle s'acquitter de l'obligation de donner avis au moyen d'un énoncé général à l'effet que, dorénavant, elle aura recours à l'organisme de règlementation en tout ou en partie pour s'acquitter de ses obligations dès que le contexte suscite une telle obligation? Ou, la Couronne ne devrait-elle pas, par excès de prudence, donner avis chaque fois que les circonstances l'exigent? Une autre possibilité serait un énoncé

62 *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, LRC 1985, c O-7.
63 *Supra* note 37 au para 23.
64 *Supra* note 38 aux para 45-46.
65 *Supra* note 37 au para 39.

de la part de l'organisme de règlementation même sur avis à la Couronne (en la personne du ministre responsable) et aux parties indiquant que l'organisme de règlementation agira en présumant que, compte tenu de ses pouvoirs de procédure et de réparation, il a la responsabilité initiale de consulter et, le cas échéant, d'accommoder. Cet avis pourrait être général ou donné chaque fois que les circonstances l'exigent.

(iii) Dans quelle mesure les capacités de l'organisme de règlementation concernant la consultation dépendent-elles du fait qu'il agit à titre de décideur final?

Dans *Clyde River (Hameau)* et *Chippewas of the Thames*, l'ONÉ était le décideur final, ce qui est manifeste dans les deux décisions. Dans *Clyde River (Hameau)*, les juges Karakatsanis et Brown l'ont confirmé tant pour la question de savoir si les fonctions de l'ONÉ représentent les mesures envisagées par la Couronne que pour le rôle de l'ONÉ dans l'exécution en tout ou en partie de l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder[66]. Dans *Chippewas of the Thames*, l'irrévocabilité de la décision de l'ONÉ figurant également en bonne place dans l'assertion de la Cour que l'ONÉ avait la capacité et l'obligation de déterminer s'il y avait eu une consultation adéquate de la Couronne. Ce recours à l'irrévocabilité des processus décisionnels de l'ONÉ soulève de toute évidence la question suivante : Et qu'en est-il lorsque c'est le gouverneur en conseil ou le Cabinet qui est le décideur final? Qu'en est-il du rôle de l'organisme de règlementation, qui doit lui-même consulter et évaluer l'étendue de toute consultation indépendante par la Couronne?

Dans son article de l'ERQ sur les deux jugements[67], Dwight Newman soutient de façon convaincante qu'il n'y a aucune raison pour laquelle la Couronne, en la personne du gouverneur en conseil, ne pourrait pas avoir recours aux processus de l'ONÉ pour assumer, en tout ou en partie, sa responsabilité de consultation même là où l'ONÉ ne tranche pas mais se contente de faire rapport ou de formuler des recommandations. En effet, en pratique, il existe différentes raisons pour lesquelles la totalité ou la majorité de la consultation requise devrait avoir lieu dans un milieu qui, de plus en plus, n'est autre que le lieu de l'exécution des responsabilités de consultation de la Couronne dans le contexte de la règlementation fédérale de l'énergie.

En effet, Newman poursuit en alléguant[68] qu'à la lumière de *Clyde River (Hameau)* et de *Chippewas of the Thames*, le jugement majoritaire de la Cour d'appel fédérale dans *Nation Gitxaala c. Canada*[69] ne devrait plus être considéré comme le droit applicable. En bref, il fait valoir que la majorité, en concluant que le gouverneur en conseil avait manqué à son obligation de consulter relativement à la proposition Northern Gateway, n'avait pas suffisamment reconnu le haut niveau de consultation qui avait eu lieu au niveau de l'ONÉ dans le contexte de la préparation d'un rapport pour le gouverneur en conseil sur la proposition. Il conclut par la suite que les deux plus récents jugements de la Cour suprême :

> … peuvent bien sous-entendre que la mauvaise décision a été prise dans Gitxaala pour des raisons fondamentales lorsqu'elle s'est traduite par l'annulation d'un projet d'infrastructure énergétique d'envergure par deux juges qui ont mis l'accent sur certaines imperfections de la consultation à une étape qui n'aurait pas été nécessaire de toute façon. Les présentes décisions peuvent très bien supposer qu'il existait en réalité un droit juridique pour la construction du Northern Gateway qui a effectivement été enlevé dans le cadre de gestes qui étaient dans les faits illégaux[70].

Devant cette virulente critique du jugement majoritaire de la Cour d'appel fédérale dans *Nation Gitxaala* et des fondements juridiques et factuels sur lesquels elle s'est fondée, il importe de noter que, parmi les prémisses sous-tendant le raisonnement de la majorité,

66 *Supra* note 39 au para 27.
67 *Ibid* au para 28.
68 *Gitxaala Nation v Canada*, 2016 CF 187, [2016] 4 RCF 418.
69 *Supra* note 39 au para 28.
70 *Supra* note 69 au para 240.

on compte ce qui suit :

1. Que le rapport de la commission d'examen conjointe n'a traité que de certains des sujets qu'exigeait la consultation; son mandat ou son ensemble de facteurs pertinents à considérer était plus étroit que celui du gouverneur en conseil[71].

2. Que les deux récents jugements reconnaissaient le droit des peuples autochtones de contester le caractère suffisant de la consultation et des mesures d'accommodement offertes par les organismes de règlementation auxquels la Couronne a eu recours pour s'acquitter de ses obligations constitutionnelles. Bien que cette contestation puisse dans bon nombre d'instances avoir eu lieu dans le contexte d'une demande de contrôle judiciaire ou d'autres instances judiciaires, où la Couronne, en la personne du gouverneur en conseil, doit décider si elle accepte le rapport ou la recommandation de l'organisme de règlementation, le gouverneur en conseil est tenu de répondre à toute préoccupation ou plainte de la part des peuples autochtones.

3. De façon plus générale, lorsque la Couronne (par l'entremise du gouverneur en conseil), en vertu de la législation pertinente, se réserve expressément le droit d'en arriver à ses propres conclusions à propos d'un projet en particulier, quoique dans le contexte du rapport d'un organisme de règlementation, il y a place à une revendication de consultation suffisante de la part des peuples autochtones à ce niveau[72], plus particulièrement lorsque le gouverneur en conseil fait appel à d'autres pour déterminer si ce rapport doit être approuvé[73].

En somme, j'accepte l'argument selon lequel, même lorsqu'il n'est pas le décideur final, l'organisme de règlementation constituera un véhicule approprié pour exécuter du moins une partie la responsabilité de la Couronne à l'égard de la consultation et, le cas échéant, de l'accommodement. Toutefois, dans bon nombre d'instances, les processus de l'organisme de règlementation peuvent ne pas répondre à toutes les exigences de l'obligation de consulter, plus particulièrement lorsque le décideur final a un mandat ou un ensemble de tâches d'évaluation plus élargi que celui de l'organisme de règlementation. Peu importe l'étendue de la consultation réalisée par l'organisme de règlementation, de plus amples interactions avec les groupes autochtones à l'étape de l'approbation seront nécessaires dans une telle situation. Le décideur final prévoira également un forum approprié pour la détermination initiale de toute contestation du caractère suffisant de la consultation et des mesures d'accommodement entrepris par l'organisme de règlementation ainsi qu'une solution appropriée pour remédier à toute lacune.

(iv) Le rôle des proposants

Dans le jugement de fond de *Nation haida c. Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*[74], la juge en chef McLachlin, qui a rendu le jugement de la Cour suprême du Canada, a fait valoir que, bien que la Couronne « puisse déléguer aux proposants de l'industrie[75] » du moins une partie de ses responsabilités en matière de consultation et d'accommodement, les proposants n'ont pas d'obligation de

71 Pour un point de vue plutôt différent des capacités institutionnelles du gouverneur en conseil quoique dans un contexte différent, voir *Première Nation de Prophet River c Canada (Procureur général)*, 2017 CF 17, et, concernant un processus de contrôle ministériel, l'instance parallèle dans *Prophet River First Nation v British Columbia (Minister of the Environment),* 2017 BCCA 58, 94 BCLR (5th) 232; j'ai abordé le premier des deux cas dans l'enquête de l'an passé : *Supra* note 36 aux pp 20-21.

72 Dans *Nation Gitxaala*, la Couronne a invoqué un privilège de non-divulgation en vertu de l'article 39 de la *Loi sur la preuve au Canada,* LRC 1985, c C-5, pour certains renseignements concernant le processus que le gouverneur en conseil a suivi et, plus particulièrement, tout échange avec d'autres au cours de l'examen du rapport de la commission d'examen conjointe. Voir para 319.

73 *Nation haida c Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73, [2004] 3 RCS 511.

74 *Ibid* au para 53.

75 Bien qu'ils puissent être assujettis à la responsabilité civile pour d'autres motifs : *Ibid* aux para 52-56.

consultation ni d'accommodement envers les peuples autochtones[76]. Depuis, les organismes de règlementation ont couramment imposé aux proposants des exigences de consultation approfondie. C'est en effet ce que l'on peut constater dans l'énoncé des faits dans *Nation Gitxaala*[77] ainsi que dans *Clyde River (Hameau)*[78]. Dans ce dernier, l'ONÉ a évalué les activités de consultation du proposant et déterminé qu'elles présentaient « des efforts suffisants pour consulter les groupes autochtones pouvant être touchés et tenir compte des préoccupations soulevées[79] ». Toutefois, la Cour suprême du Canada a soutenu qu'une certaine responsabilité pour l'omission de consulter revenait au proposant :

> Le moins que l'on puisse dire, c'est que le fait de répondre à des questions qui touchent à l'essence des droits issus de traités en cause au moyen d'un amas documentaire pratiquement inaccessible, et ce, des mois après que les questions aient été posées en personne ne constitue pas une véritable consultation[80].

Bien que de nombreuses questions n'aient pas encore été réglées quant à la nature de l'engagement des proposants dans le processus de consultation, à tout le moins cet aspect de *Clyde River (Hameau)* reconnaît implicitement que, lorsqu'un organisme de règlementation assume en tout ou en partie l'obligation de la Couronne de consulter, cette capacité comprend le droit de déployer des proposants dans le cadre du processus de consultation; elle ne se limite pas aux situations où la Couronne elle-même participe directement à la consultation. Toutefois, ce qui en découle est que, lorsque des groupes autochtones soulèvent des questions concernant une consultation dirigée par l'organisme de règlementation et menée par un proposant dans le cadre des obligations de la Couronne, l'organisme de règlementation et, en dernier ressort, la cour à l'examen ont des responsabilités pour traiter les plaintes concernant le caractère suffisant et l'exactitude de ces consultations. L'acceptation sans réserve des assertions de proposants quant au caractère suffisant et à l'exactitude d'une consultation et de rapports ouvrirait la porte à un recours excessif à la bonne foi des participants intéressés.

Demandes d'autorisation d'appel – La pertinence de la norme de contrôle judiciaire

Dans le cadre de demandes d'autorisation d'appel à la Cour d'appel fédérale et à la Cour suprême du Canada, ces dernières fournissent rarement de raisons pour justifier leurs décisions. Par contre, en Colombie-Britannique et en Alberta, les raisons sont souvent fournies, et il y a un organisme de compétence pour déterminer quels sont les critères appropriés à prendre en considération dans le traitement des demandes d'autorisation d'appel. Dans l'enquête de l'an passé[81], j'ai abordé assez longuement dans ce contexte l'étendue, s'il y a lieu, de la pertinence de la norme de contrôle judiciaire à laquelle la cour d'appel fera renvoi pour déterminer le bien-fondé de l'appel. Ce sujet a été abordé en raison d'une divergence manifeste entre les juges de la Cour d'appel de l'Alberta et, plus particulièrement, une déclaration par le juge d'appel McDonald dans *FortisAlberta c. Alberta (Utilities Commission) à l'effet* que toute décision concernant la norme de contrôle judiciaire relevait de la Cour d'appel dans le cadre d'une audience d'appel où une autorisation avait été accordée, et non du juge chargé de l'autorisation[82].

Par la suite, la question s'est rapprochée d'une résolution du moins dans le contexte de l'Alberta en ce qui concerne les appels de droit et de compétence de l'Alberta Utilities Commission (AUC). D'abord, dans *Morin c. Alberta (Utilities Commission)*[83], la juge Rowbotham a semblé clairement confirmer la décision antérieure à l'effet que la norme pertinente de contrôle judiciaire était un facteur à considérer dans la demande du juge chargé de l'appel du critère général visant à déterminer si la demande d'autorisation d'appel soulevait un « cas sérieux et défendable ». Dans un cas où l'un des motifs d'appel était l'omission de donner avis d'une

76 *Supra* note 69 aux para 57-58.
77 *Supra* note 37 au para 15
78 *Ibid*.
79 *Ibid* au para 49.
80 *Supra* note 36 aux pp 29-30.
81 *FortisAlberta Inc v Alberta (Utilities Commission)*, 2014 ABCA 264, au para 26.
82 *Morin v Alberta Utilities Commission*, 2017 ABCA 20.
83 *ATCO Electric Ltd v Alberta (Utilities Commission)* 2017 ABCA 331, au para 11.

demande d'autorisation d'appel pour prolonger les délais prévus dans la législation pertinente, la juge d'appel Rowbotham a beaucoup insisté sur la nature discrétionnaire de cette décision et le droit de l'AUC à la réserve judiciaire concernant de telles décisions discrétionnaires. En effet, elle a poursuivi en soutenant que la décision survivrait clairement à l'examen de retenue judiciaire. Deuxièmement, le juge d'appel McDonald a lui-même apparemment clarifié sa propre position dans *ATCO Electric Ltd. c. Alberta (Utilities Commission)*[84] en incluant une liste de cinq facteurs liés à la détermination de savoir si la demande d'autorisation d'appel soulevait un « point sérieux et défendable », la « norme de contrôle judiciaire qui sera appliquée si l'autorisation d'appel devait être accordée[85] ».

Néanmoins, il est possible que la question n'ait pas encore été réglée définitivement dans la mesure où, dans *Bokenfohr c. Pembina Pipeline Corp.*[86], dont la décision a été rendue au début 2017 avant *Morin* et *ATCO*, le juge d'appel Slatter a semblé adopter un critère de compromis. La question à poser pour le juge Slatter était : Quelle norme de contrôle judiciaire « est susceptible d'être appliquée[87] » par la Cour d'appel si l'autorisation d'appel n'est pas accordée? Toutefois, on peut se demander si cela est, en réalité, en pratique et en fait de plaidoirie, si différent de la position prise dans les deux jugements subséquents, ce qui est mis en évidence par l'énoncé du juge d'appel Slatter plus tard dans son jugement d'une contestation d'équité procédurale fondée sur l'omission d'accorder un ajournement. Dans ce cas, il semblait se prononcer définitivement sur une norme de contrôle judiciaire pour de telles décisions discrétionnaires de procédure :

> La norme de contrôle judiciaire pour le rejet d'un ajournement est très élevée[88].

D'importance plus générale dans ce contexte, il y a la question de savoir ce qui constitue une question « de droit et de compétence » à ces fins, ce qui soulève plusieurs questions comme la justiciabilité à l'appel d'une question qui semble être une question mixte de droit et de fait[89]. Il y a également la question de savoir si, compte tenu de la marginalisation, il n'y a pas élimination de la « compétence[90] » comme concept ou catégorie de contrôle dans la théorie générale du droit canadien en matière de contrôle judiciaire, cette compétence cesse d'être pertinente comme point d'entrée seuil dans un appel pour une « question de droit ou de compétence ».

Pour les appelants, tant dans une demande d'autorisation d'appel sur une question de droit et de compétence qu'en bout de ligne dans une décision rendue pour tout appel, le concept de compétence présente toujours une possibilité séduisante. Selon la croyance populaire, le contrôle judiciaire pour la compétence est réalisé en fonction du bien-fondé, et non de la retenue judiciaire ou du caractère raisonnable. Dans le contexte d'appels limités aux questions de droit et de compétence, la classification d'une question de compétence, comme le confirme la catégorie de contrôle traditionnelle mais rarement invoquée du « fait attributif de compétence », ouvre la porte au contrôle judiciaire de questions de fait et d'un mélange inextricable de droit et de fait, généralement exclus des contrôles judiciaires ou des appels de questions de droit.

Je ne prétends pas avoir une réponse définitive quant à savoir comment ces problèmes pourraient être réglés dans un environnement de désenchantement à l'égard de la terminologie sur la compétence. Toutefois, avant de jeter le bébé avec l'eau du bain, il importe de noter que la compétence n'a pas complètement disparu de la rubrique du droit de contrôle judiciaire canadien depuis *Dunsmuir c. Nouveau-Brunswick*[91]. Il ne faut pas chercher plus loin que *Carrier Sekani*, dont il est fait renvoi

---

84 Voir aussi les renvois dans l'enquête de l'an dernier à d'autres jugements du juge d'appel McDonald semblant accepter l'approche normalisée : *supra* note 36 à la p 30, n 122.
85 *Bokenfohr v Pembina Pipeline Corporation*, 2017 ABCA 40.
86 *Ibid* au para 2.
87 *Ibid* au para 30.
88 Dans de telles instances, la réponse habituelle semble être que le seuil est franchi lorsqu'une question de droit évidente s'en dégage. Voir l'exposé détaillé du juge d'appel Stratas dans *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Emerson Milling Inc*, 2017 CF 79, aux para 20-28.
89 Voir l'exposé du juge Rothstein dans *Alberta Teachers*, *supra* note 28 aux para 33-43, bien que, compte tenu de C*arrier Sekani*, *supra* note 42, l'exposé, au para 33, soit que « [d]epuis *Dunsmuir*, cette Cour n'a relevé aucune véritable question de compétence », peut être assujetti à une restriction.
90 *Supra* note 25.
91 *Supra* notes 42, 47.

plus tôt dans la présente enquête[92]. Dans cette affaire, la juge en chef McLachlin, qui a rendu le jugement de la Cour, a fait valoir sans équivoque que la question du rôle de la Commission dans la consultation était une question de compétence assujettie à un contrôle du bien-fondé[93]. Et, de fait, il est insensé que dans *Carrier Sekani* ou dans les plus récentes décisions abordées dans la présente enquête, les questions de la capacité de l'organisme de règlementation d'assumer en tout ou en partie les responsabilités de consultation et d'accommodement de la Couronne ou d'évaluer la capacité de la Couronne même à assumer celles-ci aient été traitées autrement que selon leur bien-fondé.

Au début de 2017, le juge d'appel Stratas, qui a rendu le jugement de la Cour d'appel fédérale dans *Compagnie des chemins de fer du Canada c. Emerson Milling Inc.*[94], a fait face à ce dilemme dans le contexte même d'un appel sur une question de droit et de compétence découlant de décisions de l'Office des transports au Canada. Dans ce contexte, il a maintenu que la perpétuation législative du concept d'une question de compétence doit être comprise comme impliquant une catégorie d'enjeux qui n'était pas autrement incorporée dans des questions de droit. Elle ajoute « quelque chose qui va bien au-delà de l'expression 'question de droit'[95] ». Toutefois, quel est le contenu de ce « quelque chose »?

La réponse du juge d'appel Stratas à ce casse-tête se trouve dans le domaine de l'équité procédurale et son avis à l'effet que les questions d'équité procédurale avaient traditionnellement été caractérisées comme des questions de compétence plutôt que comme des questions de droit. C'est pourquoi il fait valoir, dans un appel sur des questions de compétence, que l'accès aux tribunaux est prévu pour toutes les questions d'équité procédurale, même celles concernant une décision par un tribunal ou un organisme[96] « dont les faits sont diffus[97] ».

Reste à voir si ce câble de sauvetage pour le concept de compétence sera adopté par d'autres tribunaux et, de façon plus générale, si la Cour suprême poursuivra, malgré *Carrier Sekani*, dans la voie de l'expédition du concept de « compétence » aux oubliettes de l'histoire.

Norme de contrôle judiciaire des décisions ayant une incidence sur les droits et les revendications des peuples autochtones

Dans la section précédente, j'ai noté que, dans *Carrier Sekani*, la Cour suprême avait fait valoir que le bien-fondé était la norme applicable aux questions concernant le rôle des tribunaux dans le processus de consultation et d'accommodement. Toutefois, même dans le jugement de fond dans *Nation haida*[98], la juge en chef McLachlin avait reconnu que, le seul fait que des droits constitutionnels étaient en question ne voulait pas dire qu'il n'y avait pas place à la retenue judiciaire pour des composantes de ce processus décisionnel. Bien que l'existence ou la portée de l'obligation de consulter constituait une question de droit normalement examinée en fonction d'une norme de bien-fondé, dans la mesure où les faits de ces requêtes étaient diffus, une cour de révision devait appliquer une norme de caractère raisonnable d'examen sauf pour les décisions purement de droit ou d'un mélange de questions de fait et de droit à partir desquelles une question juridique se dégageait clairement[99]. Pour ce qui est des questions concernant le processus de consultation, la perfection n'était pas requise; la question était plutôt de savoir si le responsable de l'État avait fait des choix de procédure raisonnables[100]. Dans le même ordre d'idées, si le responsable de l'État a adéquatement cerné les principes juridiques par lesquels il devrait évaluer la validité de la revendication sur laquelle un droit de consultation était fondé ou la gravité de l'incidence sur les droits revendiqués, la cour doit évaluer l'application de ces principes aux faits en fonction d'une norme de caractère raisonnable[101].

92 *Ibid* aux para 30, 67.
93 *Supra* note 89.
94 *Ibid* au para 17.
95 *Ibid* aux para 18-19.
96 *Ibid* au para 19, c'est-à-dire une catégorie d'examen de l'équité procédurale qui n'entrerait peut-être pas dans l'expression « question de droit ».
97 *Supra* note 42 aux para 61-63.
98 *Ibid* au para 61.
99 *Ibid* au para 62.
100 *Ibid* au para 63.
101 *Doré c Barreau du Québec*, 2012 CSC 12, [2012] 1 RCS 395.

À la suite de *Dunsmuir,* mais même avant *Doré c. Barreau du Québec*[102] et sa reconnaissance de l'application des principes de la norme de contrôle du droit administratif dans un contexte où un droit garanti par la *Charte* était en question, la Cour dans *Carrier Sekani* a confirmé[103] et appliqué[104] l'analyse de la norme de contrôle établie dans *Nation haida*. Toutefois, en 2017, il y a eu deux jugements dans lesquels des questions ont été soulevées concernant l'universalité des principes du contrôle judiciaire (et de l'analyse de la norme de contrôle traditionnelle) pour le processus décisionnel et les mesures du gouvernement ayant une incidence sur les droits, les revendications et les intérêts des peuples autochtones. Dans l'ordre chronologique, il s'agit du jugement de la Cour d'appel fédérale dans *Bande indienne de Coldwater c. Canada (Affaires indiennes et du Développement du Nord)*[105] et du jugement de la Cour suprême du Canada dans *First Nation of Nacho Nyak Dun c. Yukon*[106], les deux ayant été abordés dans des blogues par Nigel Bankes.

Bande indienne de Coldwater concernait l'approbation par le ministre de la cession d'une servitude réelle de passage de pipeline sur des portions de dix réserves de Premières Nations en Colombie-Britannique. La Cour d'appel fédérale, dans une décision majoritaire renversant un jugement de la Cour fédérale[107] a fait valoir que l'approbation devrait être cassée et renvoyée au ministre aux fins de réexamen. Le motif pour cette décision était un manquement à l'obligation fiduciale de la Couronne envers la bande des Premières Nations qui avait présenté une demande de contrôle judiciaire. Afin de déterminer s'il y avait eu manquement à l'obligation fiduciaire, la juge d'appel Dawson, qui a rendu le jugement de la majorité, a fait état du cadre dans lequel l'affaire devait être tranchée[108]. Étant donné qu'aucune question de compétence n'avait pas été soulevée sur les faits et que la décision concernait un exercice de pouvoir discrétionnaire dépendant largement des faits qui n'entrait dans aucune des catégories de *Dunsmuir* où le bien-fondé était requis, la décision du ministre pouvait se voir accorder le bénéfice de retenue judiciaire sous la forme d'un examen du caractère raisonnable. Toutefois, la juge d'appel Dawson a reconnu que l'examen du caractère raisonnable dans ce contexte devait tenir compte du fait que ce qui était en jeu était une situation dans laquelle le décideur avait un rapport fiduciaire avec les bandes touchées :

> [I]l importe d'observer que Coldwater, en tant que bénéficiaire d'une obligation fiduciaire, ne peut pas être privé de cet avantage parce que le fiduciaire est un décideur dont les décisions doivent être révisées en vertu des principes énoncés dans Dunsmuir… Par conséquent, les obligations fiduciaires imposées au ministre visent à limiter le pouvoir discrétionnaire du ministre, restreignant ainsi l'étendue des résultats raisonnables[109] [Traduction].

Nigel Bankes[110] se demande donc pourquoi, dans le contexte d'une demande de contrôle judiciaire, l'exercice du pouvoir de discrétion par le ministre devrait avoir le bénéfice d'un examen de retenue judiciaire et de caractère raisonnable lorsque, si l'affaire consiste en une action, il n'y aurait pas eu de cette retenue judiciaire mais plutôt une détermination du bien-fondé à savoir s'il y avait eu un manquement à l'obligation fiduciale. Laissant de côté l'exactitude de la prémisse sur laquelle cette affaire est fondée, une question peut être

102 *Supra* note 42 au para 64. (Et, voir aussi maintenant *Ktunaxa Nation*, *supra* note 35, pour l'application d'une norme de contrôle judiciaire de retenue à une décision ministérielle à l'effet que la consultation avait été suffisante pour justifier de procéder à l'approbation de la construction d'une station de ski exploitée à longueur d'année dans une région d'importance religieuse pour les membres d'une Première Nation.)

103 *Ibid* aux para 88-90.

104 *Bande indienne de Coldwater c Canada (Affaires indienne et du Nord)*, 2017 CF 199.

105 *First Nation of Nacho Nyak Dun c Yukon*, 2017 CSC 58.

106 *Bande indienne Coldwater c Canada (Affaires indiennes et du Nord)*, 2016 CF 595.

107 *Supra* note 105 aux para 42-47.

108 *Ibid* au para 47.

109 Nigel Bankes, « The Intersection of Discretionary Powers, Fiduciary Duties, the Public Interest and the Standard of Review » (3 octobre 2017) à la p 3, ABlawg (blogue), en ligne : <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2017/10/Blog_NB_Coldwater.pdf> [en anglais seulement].

110 Nigel Bankes, « Court Confirms that Good Faith Fulfilment of Modern Treaties is Essential to the Project of Reconciliation » (14 décembre 2017), à la p 1, ABlawg (blogue), en ligne : <http://ca.wp-content/uploads/2017/12/Blog_NB_NachoNyak.pdf> [en anglais seulement].

clairement soulevée à savoir s'il est approprié d'étirer l'analyse traditionnelle du contrôle judiciaire pour y inclure toutes les formes de prise de décisions statutaires. De toute évidence, la juge d'appel Dawson a reconnu le dilemme essentiel, mais on pourrait se demander, de façon rhétorique, si le compromis ou le mélange qu'elle a adopté va assez loin.

First Nation of Nacho Nyak Dun présente un contraste apparent dans l'approche. Les faits sont compliqués, mais pour les besoins du point que je souhaite faire, ils sont résumés de façon concise par Nigel Bankes dans son blogue sur l'affaire :

> La Cour a conclu que le processus d'aménagement du territoire établi par les accords définitifs du Yukon permettait au Yukon de modifier un plan final recommandé (dans le présent cas le plan d'aménagement régional du bassin hydrographique Peel), mais ce pouvoir de modification ne comprenait pas le pouvoir de changer le plan « en profondeur d'une manière qui reviendrait à le rejeter » (au par. 39). Plus particulièrement, le pouvoir de modification du Yukon était limité par la portée des questions qui avaient été soulevées au cours du processus d'aménagement; il n'était pas possible de soulever de nouvelles questions importantes bien qu'il était possible de répondre à ces circonstances changeantes. Par conséquent, l'approbation présumée du plan par le Yukon était invalide (au par. 35) [Traduction][111].

L'affaire a débuté comme une action pour une mesure de redressement déclaratoire. Toutefois, elle a été traitée pour le reste comme une demande de contrôle judiciaire. Par conséquent, à la Cour d'appel du Yukon[112], *Dunsmuir* a été invoqué à l'appui de la proposition à savoir que, puisque les allégations « concern[aient][113] » la construction adéquate d'un document constitutionnel (l'accord cadre définitif incorporé dans l'accord définitif, un traité dont les parties étaient le Canada, le Yukon et les Premières Nations du Yukon), la norme de contrôle était le bien-fondé.

La juge Karakatsanis, qui a rendu le jugement de la Cour suprême, a reconnu que « l'instance se caractériserait mieux comme un contrôle judiciaire de la décision du Yukon d'approuver son plan d'aménagement du territoire[114] », ce qui a une fois de plus fait l'objet d'une critique de la part de Bankes qui a par la suite invoqué plusieurs raisons pour lesquelles des différends concernant la mise en œuvre de traités comme celui-ci ne devraient pas être réglés en « accordant trop d'importance au contrôle judiciaire[115] ». Plus particulièrement, il déclare ce qui suit :

> Je ne suis pas certain que l'approche de contrôle judiciaire concorde avec l'idée d'établir une relation fondée sur le consentement entre les communautés autochtones et l'État. Le but du contrôle judiciaire est d'assurer l'exercice approprié du pouvoir conféré par la loi plutôt que l'entretien de bonne foi de relations fondées sur le consentement [Traduction][116].

Toutefois, il est intéressant de constater que, dans le cadre du contrôle judiciaire et contrairement à la Cour d'appel du Yukon, le jugement s'abstient de toute évaluation directe par renvoi à *Dunsmuir* quant à savoir si la norme de contrôle devrait être le bien-fondé ou le caractère raisonnable. La Cour a plutôt adopté une prescription du contrôle judiciaire dans des contextes qui se situent précisément dans le cadre de la mise en œuvre de traités modernes entre les gouvernements du Canada et des peuples autochtones :

> Dans le cadre d'une révision judiciaire relative à la mise en œuvre des traités modernes, les tribunaux devraient simplement déterminer si la décision contestée est légale, au lieu de

111 *The First Nation of Nacho Nyak Dun v Yukon*, 2015 YKCA 18.
112 *Ibid* au para 112.
113 *Supra* note 106 au para 4. Voir aussi para 32.
114 *Supra* note 112 à la p 2.
115 *Ibid*.
116 *Supra* note 106 au para 4. Voir aussi para 32.

> surveiller étroitement la conduite des parties à chaque étape de leur relation établie par traité[117].

En un sens, bien sûr, cela pourrait être tout simplement perçu comme un autre moyen d'indiquer que la norme de contrôle judiciaire est le bien-fondé sur de pures questions de droit et de caractère raisonnable en ce qui concerne l'observation des exigences de procédure des dispositions de mise en œuvre d'un traité. Par contre, dans la section sur « Le rôle approprié de la Cour dans ces instances[118] », la Cour travaille à l'élaboration d'un cadre pour le rôle de contrôle judiciaire qui est détaillé et adapté au domaine très particulier de la résolution de différends concernant la mise en œuvre et la vie courante de traités modernes comme celui de la présente affaire. Bien que le but ici ne soit pas de rejeter les arguments de Bankes à l'effet que le contrôle judiciaire pourrait déformer ce qui est essentiel à la résolution appropriée de tels différends, cela permet du moins de s'éloigner d'un sens de l'application du cadre *Dunsmuir* à tous les processus décisionnels du gouvernement pour déterminer et appliquer l'examen du caractère raisonnable et du bien-fondé. Qui plus est, en encadrant le rôle des tribunaux, le jugement semble tenir dûment compte des facteurs qui, selon Bankes, pourraient être négligés dans une conception de contrôle judiciaire pour la résolution de différends dans ce contexte :

> [L]es traités visent à renouveler la relation entre les peuples autochtones et la Couronne afin qu'ils soient des partenaires égaux… En réglant les différends que font naître les traités modernes, les tribunaux doivent généralement laisser aux parties la possibilité de régir ensemble et de concilier leurs différences. Certes, la réconciliation exige souvent une certaine retenue de la part des tribunaux[119].

Tout ceci ouvre cependant la porte à d'autres examens de la question de la mesure dans laquelle les principes traditionnels du droit canadien en matière de contrôle judiciaire peuvent être adaptés au contexte particulier dans lequel des différends surviennent. Néanmoins, je suis d'avis qu'il y a lieu de se montrer optimiste quant à la voie qu'emprunte la Cour suprême dans le domaine de l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les peuples autochtones lorsque leurs droits et leurs revendications sont en jeu. ■

117 *Ibid* aux para 32-37.
118 *Ibid* au para 33.

QUI DÉCIDE? ÉQUILIBRER ET COMBLER LES INTÉRÊTS LOCAUX, AUTOCHTONES ET SOCIÉTAUX PLUS VASTES DANS LA PRISE DE DÉCISIONS EN MATIÈRE D'ÉNERGIE AU CANADA*

*Dr. Stewart Fast***

1. Introduction

Traditionnellement, la plupart des décisions concernant le système énergétique relevaient des autorités provinciales et fédérales. Toutefois, nombre de tendances reflètent une autorité croissante de la part des administrations municipales et des gouvernements autochtones. Ces tendances comprennent : l'utilisation répandue d'ententes négociées sur les répercussions et les avantages pour l'infrastructure énergétique entre les administrations locales et les promoteurs; la mise en place de structures de cogestion pour l'aménagement du territoire et le développement des ressources; une jurisprudence récente renforçant la compétence inhérente des Premières Nations à l'égard des terres visées par un titre ancestral; et un manque de confiance du public dans le développement de l'énergie, incitant ainsi certaines autorités municipales et autochtones à faire valoir leur intention de règlementer l'infrastructure énergétique transfrontalière à l'intérieur de leur territoire. Compte tenu de l'autorité municipale et autochtone croissante, la question de savoir « Qui décide » lorsqu'il s'agit d'élaboration de politiques énergétiques, de planification, de règlementation et d'évaluation de projets individuels constitue un important nouveau point de tension dans le processus décisionnel en matière d'énergie.

Le présent article donne un aperçu des dimensions de cette question « Qui décide? » à partir de différents points de vue, y compris le paysage constitutionnel et juridique, les complexités de l'intérêt public et des exemples de processus décisionnels répartis auxquels participent les autorités municipales et autochtones. Tout au long du texte, des questions épineuses sont soulevées en plus de recommandations pour régler les enjeux formulés par l'équipe de recherche d'Énergie positive en collaboration avec des hauts dirigeants de gouvernements, de l'industrie, d'intérêts autochtones et d'ONGE. L'article mise sur un atelier intitulé « Qui décide? Équilibrer et combler les intérêts locaux et d'ordre supérieur dans la prise de décisions

* Note – Le présent article est le second d'une série d'articles publiés dans l'ERQ sur les conclusions du projet Énergie positive de l'Université d'Ottawa. Le premier article de survol de Michael Cleland et Monica Gattinger intitulé « Système en crise : la prise de décisions en matière d'énergie au Canada et la réforme éclairée nécessaire» a été publié dans le volume 5, numéro 4 de décembre 2017. La version longue du présent article est disponible à : <http://www.uottawa.ca/positive-energy/>.

** Le Dr Stewart Fast est un adjoint supérieur de recherche pour le projet Énergie positive de l'Université d'Ottawa. Un programme comprenant une liste des participants, des présentations de conférenciers et un rapport sur « Ce que nous avons entendu » pour cet atelier est disponible en ligne à : <http://www.uottawa.ca/energie-positive/qui-decide-equilibrer-combler-interets-locaux-dordre-superieur-prise-decisions-matiere-denergie-au>.

en matière d'énergie au Canada » tenu les 20 et 21 mars à l'Université d'Ottawa[1].

Deux termes clés utilisés tout au long du présent article méritent dès lors un commentaire. Je fais référence aux ***autorités*** municipales et autochtones. Cette terminologie est utilisée tout au cours du projet Énergie positive pour parler des décideurs politiques (élus gouvernementaux et membres de la fonction publique établissant les orientations politiques) et des organismes de règlementation. Dans le contexte municipal et autochtone, *autorités* s'entend essentiellement d'élus et d'employés municipaux et autochtones. Donc, pour être bien clair, les groupes communautaires, les ONG, les promoteurs de l'industrie et d'autres joueurs – quoique très importants – ne sont pas des *autorités*. Le deuxième terme clé est le **système de prise de décisions en matière d'énergie**. Ce terme désigne un système composé de multiples parties, y compris des décideurs politiques, des organismes de règlementation et des activités de planification, lesquels sont tous influencés et liés par les réalités physiques et du marché de l'énergie[2].

2. Dimensions de la question « Qui décide? »

2.1 Paysage constitutionnel et juridique

Les divisions juridiques de l'autorité gouvernementale en matière d'énergie au Canada sont établies dans les documents fondateurs du Canada. La *Loi constitutionnelle de 1867*[3] et les modifications de 1982[4] stipulent que les provinces édictent les lois relatives au développement des ressources énergétiques, mais que les travaux interprovinciaux (comme les pipelines et les lignes internationales de transport d'électricité) relèvent du gouvernement fédéral, qui a aussi d'importants « pouvoirs résiduels » dans le cadre de sa responsabilité constitutionnelle « de paix, d'ordre et de bon gouvernement » pour édicter des politiques en matière d'énergie[5]. Les administrations locales et municipales sont créées en vertu de lois provinciales et leurs pouvoirs juridiques se limitent habituellement aux règlements locaux d'utilisation des terres ayant une incidence sur l'emplacement proposé d'infrastructures énergétiques. Les pouvoirs des gouvernements autochtones sont plus flexibles et diversifiés au sein du comté et selon les circonstances; les gouvernements autochtones peuvent fonctionner avec les mêmes pouvoirs que les administrations municipales et les gouvernements provinciaux dans les terres de réserves et d'autres territoires[6]. Le tableau 1 présente un résumé de certains des pouvoirs fédéraux et provinciaux en matière d'énergie. Les rôles municipaux et autochtones sont abordés plus loin dans le document.

Les profils de compétences qui se recoupent entre les autorités fédérales, provinciales, autochtones et municipales sont en évolution. La compétence liée à la prise de décisions en matière d'énergie, plus particulièrement au niveau du choix de l'emplacement d'infrastructures énergétiques, est souvent mise à l'épreuve et de nouvelles influences, y compris des influences juridiques internationales, font surface. Bon nombre de décisions judiciaires et de situations actuelles méritent d'être soulignées :

- **La validité de l'acceptabilité sociale comme raison pour rejeter l'approbation d'un projet énergétique :** En juin 2017, à la suite d'une contestation par Strateco Resources Inc, la Cour supérieure du Québec a maintenu le refus du gouvernement d'octroyer des permis d'exploration d'uranium pour des motifs d'acceptabilité sociale insuffisante. La province a imposé un moratoire sur l'extraction minière d'uranium en 2013 et enjoint son Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) de procéder à un examen environnemental « générique » des enjeux de l'industrie

1 Pour de plus amples renseignements sur le système de prise de décisions en matière d'énergie, consulter l'article de survol dans le dernier numéro de l'ERQ : 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 11, en ligne : <http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/articles/system-under-stress-energy-decision-making-in-canada-and-the-need-for-informed-reform#sthash.N2fn4BTq.dpbs>.

2 *Loi constitutionnelle de 1867* (R-U), 30 & 31 Vict, c 3, art 92A, reproduite dans LRC 1985, annexe II, nº 5.

3 *Loi de 1982 sur le Canada* (R-U), 1982, c 11.

4 Brenda Heelan Powell, *Environmental Assessment & the Canadian Constitution: Substitution and Equivalency* Edmonton, Alberta Law Foundation, 2014; James John Guy, *People, politics and government: a Canadian perspective,* 7e éd, Toronto, Pearson Canada, 2009.

5 Ressources naturelles Canada, «Les rôles et les responsabilités des gouvernements en matière de ressources naturelles» (2016), en ligne : <https://www.rncan.gc.ca/mines-materiaux/fiscalite/8883>.

6 *Supra* note 36.

Tableau 1 – Exemples de pouvoirs fédéraux et provinciaux en matière d'énergie

Fédéral	Provincial
Travaux interprovinciaux (pipelines) et lignes internationales de transport d'électricité (article 92A. *Loi constitutionnelle)* Règlementation de l'énergie nucléaire Développement de l'énergie sous-marine et sur les terres domaniales	Exploration, développement, gestion des ressources non renouvelables Développement de la production, conservation et gestion de l'électricité (article 92A. *Loi constitutionnelle)*
Pouvoirs liés aux marchés de l'énergie de compétence sur le commerce interprovincial et international (y compris les investissements étrangers), la conclusion de traités internationaux, taxation	Vastes pouvoirs allant de la règlementation environnementale à la distribution de l'énergie et aux normes relatives aux édifices et au matériel utilisant de l'énergie (article 92.13 *Loi constitutionnelle « Propriété et droits civils »*)
Règlementation des répercussions environnementales du développement de l'énergie sur les pêches du Canada (*Loi sur les pêches*[7]); Espèces en péril (*Loi sur les espèces en péril*[8]) et de façon plus générale *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*[9], *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*[10]	

de l'uranium au Québec. Le BAPE a recommandé de maintenir le moratoire. La recommandation du BAPE a été critiquée par la CCSN, l'organisme de règlementation nucléaire fédéral, qui régit les mines d'uranium et leur accorde leurs licences. Strateco fait valoir que la décision du Québec a été prise en dehors d'un cadre juridique[11].

- **Les obligations constitutionnelles de consulter de manière significative les groupes autochtones renversent l'approbation fédérale du pipeline Northern Gateway :** L'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* reconnaît et confirme les droits des peuples autochtones, ce qui impose une norme élevée au gouvernement fédéral en matière de consultation. En juin 2016, la Cour d'appel fédérale a conclu que les efforts du Canada avaient été insuffisants au cours du processus d'évaluation pour le pipeline Northern Gateway, ce qui a renversé la décision fédérale d'approuver le projet[12].

- **Justification adéquate requise avant que les gouvernements provinciaux et fédéral ne puissent aller à l'encontre des droits et des titres des peuples autochtones :** La décision de 2014 de la Cour suprême dans *Tsilhqot'in c. la Colombie-Britannique*[13] portait sur l'activité forestière sous règlementation provinciale sur le territoire traditionnel de la Nation Tsilhqot'in. La Cour a établi de nouvelles directives concernant les preuves d'occupation antérieure adaptées à la culture, et conclu que la C.B. avait manqué à son obligation de consulter. Elle a réaffirmé la jurisprudence antérieure (p. ex. *Delgamuukw 1997)* à savoir que toute atteinte aux titres des peuples autochtones doit être évitée et doit satisfaire à un « critère de justification » à trois volets : Est-ce que le gouvernement s'est acquitté de son obligation procédurale de consulter et

7 *Loi sur les pêches*, LRC 1985, c F-14.
8 *Loi sur les espèces en péril*, CS 2002, c 29.
9 *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, 2012, CS 2012, c 19, art 52.
10 *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, 1999, CS 1999, c 33.
11 Strateco Resources, communiqué de presse, «Litigation Against the Quebec Government: Strateco Adds $10 Million in Punitive Damages to its Original $190 Million Claim» (24 février 2016); Damon van der Linde, «Petition blocks uranium plans in Quebec», *Montreal Gazette* (15 décembre 2016).
12 Mandell Pinder LLP, «Gitxaala Nation v Canada, 2016 FCA 187 – Case Summary» (5 juillet 2016), en ligne : <http://www.mandellpinder.com/gitxaala-nation-v-canada-2016-fca-187-case-summary> [en anglais seulement].
13 *Nation Tsilhqot'in v Colombie-Britannique*, 2014 CSC 44, [2014] 2 RCS 257.

de prendre des mesures d'adaptation? Est-ce que le gouvernement a agi en s'appuyant sur un objectif convaincant et réel? Et est-ce que le gouvernement a agi en conformité avec l'obligation fiduciaire de l'État envers le groupe[14]?

- **Obligations de consultation « en profondeur » :** À l'été 2017, les décisions de la Cour suprême *Clyde River (Hamlet) c. Petroleum Geo-Services*[15] et *Première Nation des Chippewas de la Thames c. Pipelines Enbridge Inc.*[16] ont clarifié les exigences de consultation en profondeur des peuples autochtones qui ont de fortes revendications de droits (p. ex. droits issus de traités). Les Inuits de Clyde River et la Première Nation des Chippewas de la Thames ont tous deux demandé que soient renversées les décisions de l'ONE en raison de consultations inadéquates. La Cour s'est rangée du côté des appelants dans *Clyde River*, mais pas dans *Chippewas*, soulignant que plusieurs éléments nécessaires à une consultation utile n'étaient pas présents dans le premier cas, comme l'aide financière aux participants afin que les groupes autochtones puissent examiner la preuve des répercussions de l'activité devant l'ONE, les auditions orales, l'enquête sur les droits particuliers et les répercussions de l'activité proposée sur ces droits. La décision dans l'affaire *Clyde River* a également clairement précisé que la Couronne pouvait s'en remettre aux étapes réalisées par un organisme de règlementation, comme l'ONE, pour s'acquitter de son obligation de consulter. Un point de discorde pour certains, à savoir si un organisme de règlementation comme l'ONE pouvait ou non remplir ce rôle. La Cour conclut que l'ONE disposait de suffisamment de pouvoirs de procédure pour mener une consultation utile, mais que ce rôle devait être clairement communiqué aux groupes autochtones concernés[17].

- **Examen par le Québec du pipeline Énergie Est proposé** : Le promoteur a d'abord refusé, puis, dans un contexte politique chargé, a accepté de se soumettre à une évaluation des répercussions environnementales et un examen aux termes de la *Loi sur la qualité de l'environnement*[18] de la province. Cette situation soulève des questions quant à la mesure dans laquelle les lois provinciales peuvent et doivent s'appliquer à des pipelines interprovinciaux qui sont sous règlementation fédérale en vertu de la *Loi sur l'ONE*[19].

  Dans ce contexte, il importe de mentionner que l'approbation d'autres projets énergétiques non liés à des pipelines peut relever de la compétence fédérale et provinciale. Par exemple, la C.B. et le Canada exigeaient des évaluations environnementales pour le projet hydroélectrique du Site C et ont établi une **commission conjointe d'examen** pour ce faire.

- **L'Ontario infirme le règlement administratif du canton de King visant à stopper une centrale au gaz :** En 2010, le canton de King a adopté un règlement administratif intérimaire et entamé un processus pour modifier son plan officiel d'interdire une centrale

14 Robin M Junger et al, «La Cour suprême déclare l'existence d'un titre ancestral dans l'affaire *Nation Tsilhqot'in c Colombie Britannique*» (2014), Bulletin de droit des Autochtones, en ligne : <http://mcmillan.ca/Supreme-Court-declares-Aboriginal-title-in-Tsilhqotin-Nation-v-British-Columbia> [en anglais seulement].

15 *Clyde River (Hamlet) v Petroleum Geo-Services Inc*, 2017 CSC 40.

16 *Première Nation Chippewas de la Thames v Enbridge Pipelines Inc*, 2017 CSC 41.

17 Mandell Pinder LLP, «Clyde River (Hamlet) v Petroleum Geo-Services Inc., 2017 SCC 40 and Chippewas of the Thames First Nation v Enbridge Pipelines Inc, 2017 SCC 41 – Case Summaries» (10 août 2017), en ligne : <http://www.mandellpinder.com/clyde-river-and-chippewas-of-the-thames/> [en anglais seulement]; Nader R Hasan & Justin Safayeni, «Supreme Court of Canada offers important guidance for Indigenous groups on the Crown's duty to consult» (2017), en ligne : <https://www.linkedin.com/pulse/supreme-court-canada-offers-important-guidance-groups-justin-safayeni> [en anglais seulement].

18 *Loi sur la qualité de l'environnement*, CQLR c Q-2.

19 Daniel Gralnick, «Répercussions constitutionnelles de l'examen du projet Énergie Est par le Québec» (2016) 4:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : <http://www.energyregulationquarterly.ca/articles/repercussions-constitutionnelles-de-lexamen-du-projet-energie-est-par-le-quebec#sthash.9vGk5hLb.dpbs>.

20 *Loi sur l'aménagement du territoire*, LRO 1990, c P.13.

électrique au gaz de 393 MW. Le gouvernement provincial a exempté la centrale de la *Loi sur l'aménagement du territoire*[20] de la province, infirmant ainsi l'autorité de la municipalité d'interdire la construction de l'installation de production d'électricité[21].

- **Politique provinciale d'énergie verte freinée par l'Organisation mondiale du commerce** : Des institutions juridiques internationales peuvent également restreindre les pouvoirs des autorités gouvernementales en matière d'énergie. L'Ontario a pris d'importantes mesures pour développer un secteur provincial d'énergie éolienne et solaire. Toutefois, les exigences de la province en matière de « contenu local » visant à obliger les projets de production d'énergie éolienne et solaire de disposer d'un minimum de contenu ontarien, ont été contestées dans le cadre des mécanismes de l'Organisation mondiale du commerce[22]. La province a été obligée d'abandonner son exigence en matière de contenu local en 2014.

2.2 Défis et possibilités soulevés par le pouvoir croissant des autorités municipales et autochtones

(1) **L'émergence d'expressions comme « licence sociale » et « les gouvernements octroient des permis, les communautés accordent la permission » dans les politiques pose un défi d'un point de vue strictement juridique et constitutionnel.** Il n'y a pas de règles ni de directives quant à la façon de demander, ou d'octroyer, la licence qu'on entend dans l'expression « licence sociale » (à l'exception peut-être du processus du BAPE au Québec). Toutefois, cela n'a pas empêché les gouvernements d'utiliser l'expression dans la politique publique. Par exemple, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a imposé un moratoire sur la fracturation hydraulique jusqu'à ce qu'une licence sociale soit en place[23]. Le gouvernement fédéral est parvenu au pouvoir grâce à un programme qui stipule : « Si ce sont les gouvernements qui délivrent des permis aux projets de développement des ressources, seules les communautés peuvent donner leur permissions.[24] » Bien que peu de gens soient en désaccord avec un idéal démocratique de consentement des gouvernés, cela soulève une question épineuse : Qui parle pour les communautés? Et que dire des intérêts de la plus vaste communauté nationale? Qu'arrive-t-il lorsque les intérêts des communautés sont en conflit?

Néanmoins, le partage d'un certain pouvoir décisionnel a ses avantages, surtout si nous limitons la discussion au partage du pouvoir décisionnel pour élire les autorités et le personnel des communautés municipales et autochtones plutôt qu'à la notion plus amorphe de « communauté ». Les participants à l'atelier ont mentionné des avantages qui peuvent comprendre : la légitimité accrue des décisions aux niveaux locaux; le renforcement de la confiance chez les parties concernées; un « risque social » réduit pour les promoteurs de projets; de meilleurs projets et une durabilité accrue de l'infrastructure énergétique; et de meilleures possibilités pour une planification globale et intégrée. Qui plus est, les Canadiens semblent s'attendre à un partage de l'autorité. L'automne dernier, notre partenaire de sondage Nanos a demandé aux Canadiens s'ils croyaient que l'autorité devrait être partagée entre les administrations municipales, autochtones et fédérale ou provinciale en ce qui concerne les projets d'infrastructure énergétique, et 68 % se sont dits d'accord (figure 1). Bien sûr, un système qui compte de multiples décideurs risque de causer de la confusion et des délais. Encore une fois, les Canadiens semblent le reconnaître et le comprendre. Au total, 70 % estimaient que le « dernier mot » sur les projets d'infrastructure linéaire

21 Stephen Bird, *Gas-fired Power Facilities Case Study Oakville and King Township Ontario*, Ottawa, Canada West Foundation et Université d'Ottawa, 2016.

22 *Canada – Certain Measures Affecting The Renewable Energy Generation Sector* (2014), OMC Doc WT/ DS412/19, WT/ DS426/19, en ligne : <https://www.wto.org/french/tratop_f/dispu_f/cases_f/ds412_f.htm>.

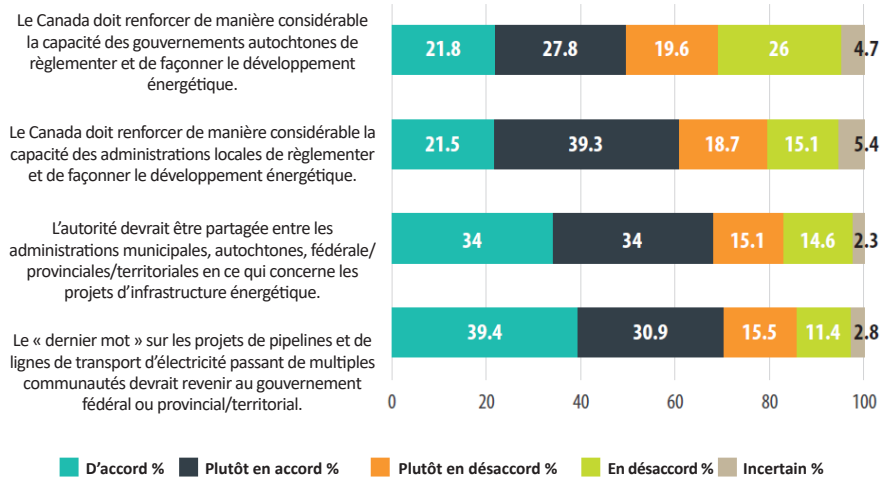
23 Gouvernement du Nouveau-Brunswick, communiqué de presse, «Le moratoire sur la fracturation hydraulique maintenu indéfiniment» (27 mai 2016), en ligne : <http://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/nouvelles/communique.2016.05.0462.html>.

24 Parti libéral du Canada, «Évaluations environnementales», en ligne : <https://www.liberal.ca/fr/realchange/evaluations-environnementales/>.

FIGURE 1

Points de vue des Canadiens à propos des recommandations

Source : Nanos Research, téléphone hybride à double cadre CA et sondage aléatoire en ligne, du 23 au 26 septembre 2017, n=1000, marge d'erreur de plus ou moins 3,1 points de pourcentage, 19 fois sur 20



devrait revenir au gouvernement provincial ou fédéral.

(2) **Les droits, le consentement et la capacité règlementaire des peuples autochtones** – Les droits des peuples autochtones du Canada protégés par la Constitution signifient que les peuples et les communautés autochtones sont des détenteurs de droit et non seulement des intervenants dans les décisions en matière d'énergie. Le récent engagement[25] du Canada s'appuyant sur les principes de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones introduit dans le dialogue le concept de consentement libre, préalable et éclairé concernant le développement des ressources[26]. Toutefois, le gouvernement fédéral a indiqué qu'il n'adopterait pas directement la Déclaration dans le droit canadien[27], et la façon dont elle serait appliquée est incertaine. La jurisprudence des affaires *Tsilhqot'in* et *Delgamuukw* devant la Cour suprême décrits ci-dessus suggère que le consentement soit préférable, mais qu'en son absence, les gouvernements fédéral et provinciaux pouvaient aller à l'encontre des titres ancestraux, pourvu qu'ils satisfassent aux critères de « justification ». Toutefois, il importe de souligner que la décision *Tsilhqot'in* confirmait la compétence inhérente des Premières Nations de régir les terres pour lesquelles elles avaient une forte revendication de titre ancestral. Cette décision devrait donc être interprétée comme une occasion d'apporter une capacité règlementaire aux Premières Nations. Certaines Premières Nations en font la demande. Par exemple, la Nation de Squamish a élaboré et mis en place un examen environnemental indépendant distinct du processus d'évaluation environnementale de l'État pour les grands projets. Le fondement juridique lié au processus découle d'une entente

25 Gouvernement du Canada, communiqué de presse, «Le Canada appuie maintenant la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones sans réserve» (10 mai 2016), en ligne : <https://www.canada.ca/fr/affaires-autochtones-nord/nouvelles/2016/05/le-canada-appuie-maintenant-la-declaration-des-nations-unies-sur-les-droits-des-peuples-autochtones-sans-reserve.html>.

26 *Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, Rés AG 61/295, Doc off AG NU, 2007, Doc NU A/61/L.67, art 32.2.

27 James Munson, «Ottawa won't adopt UNDRIP directly into Canadian law: Wilson-Raybould » *IPolitics* (12 juillet 2016), en ligne : <https://ipolitics.ca/2016/07/12/ottawa-wont-adopt-undrip-directly-into-canadian-law-wilson-raybould/> [en anglais seulement].

contractuelle avec les promoteurs de projets, et les processus décisionnels de l'État et de la Nation de Squamish sont coordonnés[28]. Ainsi, l'approbation environnement par la Nation de Squamish a été consentie pour un projet de pipeline de GNL[29]. De telles ententes semblent généralement bénéficier de l'appui du public, la moitié des Canadiens sondés par Nanos s'étant dits en faveur des efforts pour accroître la capacité des gouvernements autochtones de régir et de façonner le développement énergétique (figure 1).

(3) **Cerner l'intérêt public en l'absence d'une politique énergétique nationale** – Le système de prise de décisions en matière d'énergie est axé sur la prise de décisions qui sont dans l'intérêt du public. Toutefois, l'intérêt du public est un concept difficile à saisir puisqu'il est en constante évolution et contesté. Il existe autant de « publics » multiples qu'il existe d'intérêts publics. Qui plus est, les spécialistes en sciences sociales et les théoriciens de la planification ont critiqué la notion d'intérêt public comme concept universalisant qui rejette les différences dans la classe, le genre et la race[30]. De ce point de vue, il est permis de penser que les intérêts des Canadiens autochtones, entre autres, sont trop facilement occultés par la présomption d'un intérêt public ou national. Malgré ces problèmes, les décideurs politiques et les planificateurs se rendent compte que l'élimination du terme « intérêt public » ne simplifierait pas les choses. Les problèmes inhérents à la définition de l'intérêt public sont également intrinsèques à toute activité de planification dans le but d'obtenir des résultats équitables pour une pluralité d'intérêts[31].

Les approches pour déterminer l'intérêt public reposent sur l'existence de valeurs partagées et d'intérêts communs. Toutefois, en l'absence d'une politique énergétique nationale, il n'y a pas d'énoncé clair de ces valeurs et de ces intérêts relativement à la filière énergétique, ce qui pourrait être interprété comme une faille fatale qui puisse rendre les déterminations de l'intérêt public plus susceptibles aux intérêts spéciaux. L'initiative « Génération Énergie »[32] du gouvernement fédéral qui vise à établir des buts pour ce à quoi devrait ressembler le futur énergétique à long terme du Canada est un pas dans la bonne direction en vue de cerner des valeurs partagées et des intérêts communs.

Ce qui complique encore les choses, c'est que la notion d'intérêt public impose souvent d'accepter que les coûts et les risques doivent être assumés localement « pour le plus grand bien ». On y parvient en instaurant des directives à force exécutoire provenant de gouvernements de niveau supérieur, mais cette façon de procéder est de plus en plus compliquée en raison des changements sociétaux décrits par Cleland et Gattinger[33], qui comprennent des niveaux réduits de confiance dans les gouvernements, une baisse dans la déférence envers les autorités compétentes et une demande accrue pour la participation des citoyens au processus décisionnel. Les participants à l'atelier ont mentionné d'autres moyens par lesquels les autorités locales donnent la primauté au « plus grand bien » et communiquent aux mandants. Dans ce dernier cas, le rôle de documents décisionnels bien rédigés et accessibles aux organismes de règlementation est important. D'autres moyens par lesquels « le plus grand bien » est appliqué comprennent la compensation et d'autres avantages négociés au moyen d'ententes sur les répercussions et les avantages conclues avec les promoteurs.

2.3 À quoi ressemble en pratique le processus décisionnel réparti?

La section précédente fait mention de la répartition du pouvoir décisionnel aux autorités municipales et autochtones. Qu'est-ce que cela signifie en pratique? Pour répondre à cette

28 Aaron Bruce & Emma Hume, «The Squamish Nation Assessment Process: Getting to Consent» *Ratcliff & Company LLP* (novembre 2015), en ligne : <http://www.ratcliff.com/sites/default/files/publications/The%20Squamish%20Nation%20Process.%20Getting%20to%20Consent%20A%20Bruce%20and%20E%20Hume%20November%202015%20%2801150307%29.PDF> [en anglais seulement].

29 FortisBC, communiqué de presse, «FortisBC receives Environmental Certificate from Squamish Nation for Eagle Mountain Woodfibre Gas Pipeline» (27 juin 2016), en ligne : <https://www.fortisbc.com/MediaCentre/NewsReleases/2016/Pages/Project-update-FortisBC-receives-Environmental-Certificate-from-Squamish-Nation-for-Eagle-Mountain-Woodfibre-Gas-Pipeline.aspx> [en anglais seulement].

30 Heather Campbell & Robert Marshall, «Utilitarianism's Bad Breath? A Re-Evaluation of the Public Interest Justification for Planning» (2002) 1:2 *Planning Theory* 163.

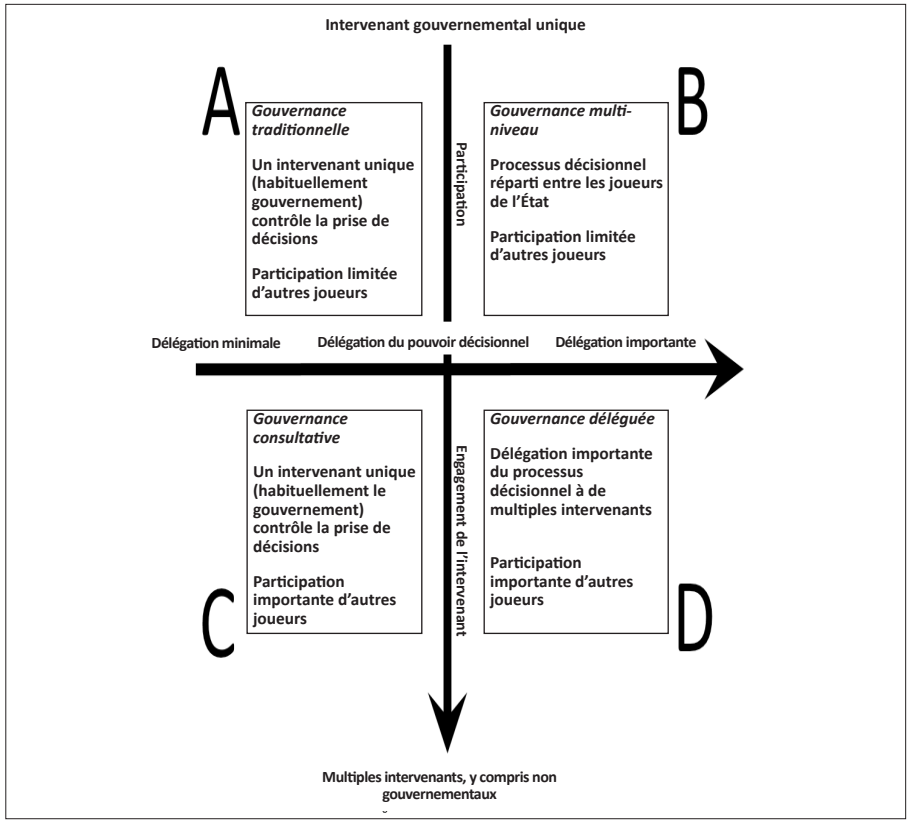
31 Mick Lennon, «On 'the subject' of planning's public interest» (2016) 16:2 *Planning Theory* 150.

32 Ressources naturelles Canada, «Génération Énergie» (2018), en ligne : <http://www.rncan.gc.ca/20096>.

33 Michael Cleland & Monica Gattinger, *System under Stress: Energy Decision Making in Canada and the need for Informed reform*, Ottawa, Énergie positive, 2017.

question, il peut d'abord s'avérer utile de se reporter à l'érudition dans le domaine de la gouvernance. Le terme gouvernance est utilisé pour désigner le processus collectif de prise de décisions et de mise en œuvre de politiques[34]. Il renvoie au rôle de joueurs et de réseaux non gouvernementaux, qui est important puisqu'il s'éloigne de l'autorité politique axée strictement sur l'État[35]. Furlong et Bakker[36] ont décrit deux virages simultanés dans la gouvernance : l'un étant la délégation du pouvoir décisionnel, l'autre concerne la participation accrue dans le processus décisionnel de multiples parties (figure 2). Cette classification de dispositions liées à la gouvernance suivant deux axes différents pourrait éventuellement s'avérer un moyen fructueux de réfléchir aux façons dont le pouvoir décisionnel est réparti au Canada. Des exemples de dispositions où le pouvoir décisionnel a été distribué ou délégué à des administrations municipales ou des gouvernements autochtones (quadrants B et D) sont fournis ci-dessous. D'autres exemples sont présentés dans la version longue du présent ouvrage[37].

Figure 2 – Les deux axes de changement dans la gouvernance (adapté de Furlong et Bakker)[38]



34 Iain McLean & Alistair McMilan, *The Concise Oxford Dictionary of Politics*, 3e éd, Oxford University Press, 2009, sub verbo «governance».
35 Grace Skogstad, «Legitimacy and/or policy effectiveness?: network governance and GMO regulation in the European Union» (2003) 10:3 *Journal of European Public Policy* 321.
36 Kathryn Furlong & Karen Bakker, «The Contradictions in 'Alternative' Service Delivery: Governance, Business Models, and Sustainability in Municipal Water Supply» (2010) 28:2 *Environment and Planning C: Politics and Space* 349.
37 Stewart Fast, *Qui décide? Équilibrer et combler les intérêts locaux, autochtones et sociétaux plus vastes dans la prise de décisions en matière d'énergie au Canada. System Under Stress – Rapport intérimaire no 1,* Ottawa, Énergie positive, 2017, en ligne : <http://www.uottawa.ca/positiveenergy/sites/www.uottawa.ca.positive-energy/files/positive_energy-who_decides_dec_2017.pdf>.
38 *Supra* note 36.

Dans le quadrant supérieur droit, nous avons la **gouvernance multi-niveau**. Des autorités autochtones peuvent faire partie de dispositions de gouvernance multi-niveau dans une cogestion des ressources naturelles. Le terme cogestion est décrit par les érudits des ressources naturelles comme une disposition de gestion, de prise de décisions et de responsabilité partagées entre des parties gouvernementales et non gouvernementales, ces dernières étant habituellement les utilisateurs locaux des ressources[39]. Il y a nombre d'exemples, dont le Comité d'examen des répercussions sur l'environnement (COMEX), un organe d'examen établi en vertu de la Convention de la Baie James et du Nord québécois signée par le gouvernement du Québec, Hydro-Québec et le Grand conseil des Cris du Québec. Le Comité est composé de membres nommés par le gouvernement du Québec et de membres nommés par la Nation des Cris, et est chargé de procéder à une évaluation environnementale et sociale de l'infrastructure proposée (p. ex. exploitation minière, routes, électricité) dans la Jamésie[40]. L'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie (OEREVM) est un autre exemple. Il s'agit d'un organisme de règlementation dans les Territoires du Nord-Ouest (T.N.O.) qui procède à des examens et évaluations des répercussions environnementales dans la vallée du Mackenzie pour le développement de ressources non renouvelables. La moitié des membres de l'Office sont membres des peuples autochtones, les autres provenant du gouvernement fédéral ou territorial[41]. Un dernier exemple, la planification énergétique communautaire régie par les municipalités, qui comprend des éléments comme l'offre de programmes de réaménagement; l'investissement dans l'énergie de quartier et les initiatives d'étiquetage énergétique et de conservation de l'énergie dans les immeubles municipaux. Ces initiatives font souvent appel aux programmes provinciaux ou fédéraux alors que l'administration municipale tend à être le décideur final.

Dans le quadrant inférieur droit se trouve la **gouvernance déléguée**. À titre d'exemple, mentionnons la Société de gestion des déchets nucléaires (NWMO). En 2002, le gouvernement fédéral a décidé d'exiger des sociétés d'énergie nucléaire du Canada qu'elles financent, construisent et exploitent une installation de gestion des déchets à long terme. Cette combinaison de sociétés d'État et privées a établi la NWMO, laquelle est chargée de concevoir et de mettre en œuvre le plan du Canada pour la gestion sûre et à long terme du combustible nucléaire usé. Le gouvernement fédéral assume une fonction de supervision mais a délégué le processus de sélection d'un dépôt de déchets à la NWMO[42]. Des autorités élues de possibles communautés hôtes ainsi que d'autres membres de communautés participent activement au processus de sélection, qui exige que les hôtes soient consentants et informés. De multiples joueurs assument donc un rôle dans la prise de décisions (gouvernement fédéral, NWMO, communautés hôtes) et ont l'occasion d'y participer activement. Un autre exemple pourrait être le Régime de gestion des terres des Premières Nations, qui transfert l'autorité de l'administration des terres dans les réserves du gouvernement fédéral aux gouvernements des Premières Nations[43].

3. Recommandations aux décideurs politiques

La question de savoir « Qui décide? » et quel est le rôle des autorités municipales et autochtones dans le système de prise de décisions du Canada en matière d'énergie est complexe et dynamique. Les divisions juridiques et constitutionnelles

39 Lars Carlsson & Fikret Berkes, «Co-management: concepts and methodological implications» (2005) 75:1 *Journal of Environmental Management* 65 à 66; Aaron T Dale, «Inuit Qaujimajatuqangit and Adaptive Co-Management: A Case Study of Narwhal Co-Management in Arctic Bay, Nunavut» (2009) These and Dissertations (Comprehensive) 931 à x.

40 Comité d'examen des répercussions sur l'environnement et le milieu social, «À propos du COMEX», en ligne : <http://comexqc.ca/a-propos/>.

41 Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines, *Faciliter le développement responsable des ressources minières et énergétiques – Compendium d'études de cas sur le renforcement de la confiance du public à l'égard des secteurs des mines et de l'énergie*, Winnipeg, CMEM, 2016.

42 Ressources naturelles Canada, «Surveillance fédérale du Plan de gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire de la Société de gestion des déchets nucléaires», en ligne : <http://www.rncan.gc.ca/energie/uranium-nucleaire/bureau-dechets-combustible-nucleaire/7790>; Société de gestion des déchets nucléaires, «Encadrement réglementaire», en ligne : <https://www.nwmo.ca/fr/Canadas-Plan/Canadas-Used-Nuclear-Fuel/Regulatory-Oversight>.

43 Affaires autochtones et du Nord Canada, «Régime de gestion des terres des Premières Nations», en ligne : <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1327090675492/1327090738973>; Sasha Boutilier, «An Unsung Success: The *First Nations Land Management Act*» (2016) Options politiques.

du pouvoir constituent des facteurs clés à prendre en compte, mais la jurisprudence et les tendances en matière de gouvernance en constante évolution supposent l'existence d'une diversité de rôles pour les administrations locales et autochtones. Les recommandations suivantes visent les décideurs politiques et les responsables de la règlementation aux niveaux fédéral et provincial. Elles sont formulées par l'équipe Énergie positive en collaboration avec de hauts dirigeants du gouvernement, d'organismes de règlementation, de l'industrie, d'intérêts autochtones et d'ONGE.

La prise de décisions raisonnablement efficaces en temps opportun ainsi qu'un certain niveau de prévisibilité sont essentiels au développement énergétique et à l'investissement dans le secteur de l'énergie. La tendance voulant qu'un plus grand nombre de joueurs prennent part à la prise de décisions rend le tout plus difficile à réaliser. D'importants efforts de coordination et de coopération seront nécessaires non seulement pour des besoins d'efficacité, mais aussi pour assurer un juste équilibre entre les intérêts locaux et sociétaux plus vastes. Les recommandations vont dans ce sens.

1. **Reconnaître et encourager la prise de décisions répartie tout en réaffirmant un rôle prédominant pour les autorités fédérales/provinciales/territoriales**

   a. Reconnaître que, que ce soit intentionnellement par le biais d'ententes de cogestion ou d'ententes plus ponctuelles sur les répercussions et les avantages/ententes de communautés hôtes, le pouvoir des administrations autochtones et municipales a été élevé dans le système de prise de décisions en matière d'énergie.

   b. Encourager les avantages pouvant ressortir de cette répartition et décentralisation de l'autorité décisionnelle. Ces avantages comprennent : légitimité accrue des décisions aux niveaux locaux; le renforcement de la confiance au sein des parties concernées; un « risque social » réduit pour les promoteurs de projets; de meilleurs projets et une plus grande durabilité de l'infrastructure énergétique; et de meilleures occasions de planification globale et intégrée.

   c. Réaffirmer et appuyer le rôle prédominent des autorités fédérales/provinciales/territoriales :

      i. Pour une infrastructure énergétique linéaire, les autorités provinciales (au sein de la province) et fédérales (entre les provinces et au-delà des frontières internationales) doivent jouer des rôles prédominants, notamment conserver l'autorité ultime de décider si l'infrastructure ne va pas à l'encontre de l'intérêt général du public. En d'autres mots, trouver des dispositions traditionnelles, consultatives ou multi-niveau en matière de prise de décisions.

      ii. Pour une infrastructure énergétique non linéaire, les autorités provinciales/fédérales/territoriales doivent jouer un rôle prédominant et conserver l'autorité de décider si l'infrastructure ne va pas à l'encontre de l'intérêt public. Toutefois, il pourrait y avoir d'autres possibilités de dispositions de prise de décisions répartie : c.-à-d. traditionnelle, consultative, multi-niveau ou déléguée.

      iii. Pour tous les types d'infrastructure énergétique ainsi que pour les politiques, la planification, l'élaboration et la mise en application de règlements, envisager une plus grande utilisation d'organismes officiels de cogestion qui partagent l'autorité entre les gouvernements fédéral/provinciaux/territoriaux et un ensemble d'administrations autochtones ou municipales. Tirer profit des expériences existantes.

      iv. Identifier formellement les gouvernements autochtones qui se trouvent à proximité d'infrastructures linéaires et dont l'engagement serait nécessaire, ce qui réduira le fardeau imposé aux gouvernements et aux promoteurs.

      v. Jouer un rôle de coordination en appuyant le renforcement des capacités (recommandation 2) et en reliant les efforts de planification (recommandation 3).

2. **Appuyer les efforts de renforcement des capacités pour les administrations municipales et autochtones**

   a. Promouvoir la coordination et la coopération afin de trouver des économies d'échelle alors que les gouvernements autochtones prennent en main les activités d'évaluation environnementale sur leurs territoires.

   b. Envisager de mettre sur pied un comité d'experts pour renforcer la capacité technique (planification, finances, sécurité, principes des processus règlementaires) au sein des administrations autochtones et municipales. Tirer profit des expériences existantes comme le programme de planification énergétique communautaire de QUEST, le programme Catalyst 2020 et d'autres.

   c. Créer des échanges dirigeants-personnel entre l'industrie, les organismes de règlementation, les décideurs politiques, les gouvernements autochtones et les administrations municipales, ce qui renforcera les compétences en matière de leadership; augmentera le niveau de sensibilisation à l'égard du contexte historique et des cultures, des contraintes et impératifs sur le plan organisationnel/technique/de l'investissement; et mènera à de meilleures relations.

   d. Explorer les sources de financement pour le renforcement de la capacité. Les sources possibles comprennent le gouvernement, l'industrie et les fondations (p. ex. fondations philanthropiques, fondations communautaires).

3. **Élever la prédominance de l'énergie dans l'aménagement du territoire**

   a. Travailler à améliorer l'intégration des questions énergétiques dans le système d'aménagement du territoire. Établir des objectifs politiques ainsi que des plans aux niveaux régional, provincial et fédéral en matière d'énergie et intégrer ceux-ci dans les outils d'aménagement du territoire à moyen et à long terme (p. ex. lois sur l'aménagement du territoire, énoncés de politiques provinciaux, processus régionaux et stratégiques d'évaluation des répercussions).

   b. Soutenir la planification énergétique communautaire au niveau fédéral et provincial en fournissant des données sur l'énergie et les GES, en maintenant l'entente sur la taxe sur l'essence fédérale, ainsi qu'au moyen de cibles énergétiques obligatoires, entre autres.

   c. Revoir le programme du Régime de gestion des terres des Premières Nations afin d'accroître les occasions pour les Premières Nations de contrôler les décisions concernant l'aménagement de leurs territoires.

   d. Assurer le suivi et la surveillance du contenu des ERA afin d'éviter les chevauchements au niveau des priorités régionales en matière d'infrastructure et de développement; de déterminer les meilleures pratiques; et de réduire les coûts transactionnels.

4. **Viser la prévisibilité, l'efficacité et un climat qui favorise l'innovation, l'investissement et la concurrence**

   a. La prévisibilité et l'efficacité du système de prise de décisions en matière d'énergie devraient être le but de toute réforme. Les recommandations ci-dessus pour améliorer l'aménagement du territoire et renforcer les capacités au sein des administrations municipales et autochtones peuvent contribuer à l'atteinte de ce but. Les systèmes décisionnels doivent également favoriser l'innovation, l'investissement et la concurrence. ■

L'ALBERTA ENERGY REGULATOR A RÉVISÉ LES EXIGENCES D'ADMISSIBILITÉ POUR OBTENIR ET DÉTENIR DES PERMIS ET DES APPROBATIONS EN MATIÈRE D'ÉNERGIE

Katie Slipp et Ryan Zahara***

Au début de décembre 2017, l'Alberta Energy Regulator (AER) a publié une nouvelle version de la *Directive 067: Eligibility Requirements for Acquiring and Holding Energy Licences and Approvals* (Nouvelle directive)[1]. La Nouvelle directive apporte d'importants changements à la version antérieure de la Directive 067 (Directive initiale), principalement sous la forme d'une responsabilité accrue pour les titulaires d'approbations et d'une plus grande surveillance par l'AER.

La Nouvelle directive a apparemment été publiée en réponse aux préoccupations de l'AER concernant les entreprises qui ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations en matière d'abandon et de rétablissement. Ces préoccupations surviennent également par suite des décisions[2] dans l'affaire *Redwater Energy Corporation* (*Redwater*), qui sera entendue par la Cour suprême du Canada en février 2018. *Redwater* mettait en cause une société énergétique insolvable, et l'administrateur judiciaire cherchait à renier les intérêts de succession dans certains puits, pipelines et installations. La Cour du banc de la Reine et la Cour d'appel ont confirmé que les administrateurs judiciaires et les syndics avaient ce pouvoir.

Bien que cela n'ait été une question que dans quelques cas jusqu'ici, la Nouvelle directive exigera des exploitants pétroliers et gaziers qu'ils soient soumis à des exigences plus rigoureuses pour participer à l'industrie pétrolière et gazière. Les changements auxquels peuvent s'attendre les titulaires actuels ou éventuels de permis et d'approbations comprennent, entre

*Katie Slipp est associée au sein du groupe de règlementation et environnement chez Blake, Cassels & Graydon LLP à Calgary. Katie conseille et représente des promoteurs pétroliers et gaziers, des sociétés pipelinière, des sociétés de production et de transport d'électricité ainsi que des sociétés d'énergie de remplacement, sur un vaste éventail de questions règlementaires et environnementales. Elle a de l'expérience avec différents régimes règlementaires, représentant des clients dans des procédures devant l'Office national de l'énergie, l'Alberta Energy Regultor, l'Alberta Utilities Commission, l'Alberta Surface Rights Board et le British Columbia Oil and Gas Appeal Tribunal.

**Ryan Zahara est un associé au sein du groupe de restructuration et d'insolvabilité chez Blake, Cassels & Graydon LLP à Calgary. Son focus primaire porte sur la restructuration et le droit de l'insolvabilité ou il agit pour des créanciers garantis, débiteurs et mandataires judiciaires, incluant des séquestres, contrôleurs et fiduciaires. Il représente ATB Financial dans l'affaire *Redwater Energy* et a travaillé sur de nombreux dossiers d'insolvabilité impliquant des réclamations avancées par des entités gouvernementales et des organismes de règlementation.

1 Alberta Energy Regulator, *Directive 067: Eligibility Requirements for Acquiring and Holding Energy Licences and Approvals*, Calgary, AER, 2017.

2 *Redwater Energy Corporation,* 2016 ABCA 278; *Orphan Well Association v Grant Thornton Limited*, 2017 ABCA 124.

autres, ce qui suit :

- Une exigence pour l'évaluation continue de l'importance relative dans le contexte de changements aux activités du titulaire d'une approbation et la déclaration à l'AER à ce sujet. Le défaut de se conformer à l'exigence de déclaration pourrait entraîner un changement au type d'admissibilité au permis, ce qui pourrait avoir des répercussions sur les activités du titulaire du permis.

- Une norme de divulgation plus élevée pour les directeurs et les représentants relativement à d'autres secteurs de compétence et à des procédures d'insolvabilité antérieures. Le défaut de fournir ces renseignements ou de persuader l'AER qu'il n'y a pas de « risque déraisonnable » pourrait nuire à l'admissibilité au permis du titulaire du permis.

- Un pouvoir discrétionnaire élargi de l'AER pour évaluer et déterminer de façon en apparence subjective ce qui constitue un « risque déraisonnable ». Peu de directives ont été fournies pour aider les titulaires actuels ou éventuels d'approbation à déterminer comment cette norme pourrait être mise en application, ce qui peut accroître l'incertitude concernant la Directive initiale à savoir comment l'AER pourrait prendre des décisions relativement à la délivrance de permis ou à l'admissibilité au permis de titulaires d'approbations existantes.

La Nouvelle directive

La Nouvelle directive accroît la surveillance qu'effectuera l'AER pour s'assurer que seules des « parties responsables » se voient accorder et détiennent des permis et des approbations. Cette surveillance accrue aux termes de la Nouvelle directive résulte d'importants changements apportés à la Directive initiale, qui était en vigueur depuis le 11 juillet 2005. Ces changements comprennent ce qui suit :

1. Types d'admissibilité au permis

La Nouvelle directive comporte maintenant trois types d'admissibilité au permis, comparativement aux huit types du régime précédent. Les types d'admissibilité au permis en vertu de la Nouvelle directive sont les suivants :

1. Non admissible – N'est pas admissible pour obtenir ou détenir un permis pour forer un puits ou construire des installations ou des pipelines.

2. Admissibilité générale – Admissible pour détenir un permis pour tous les types de puits, d'installations et de pipelines.

3. Admissibilité limitée – Admissibilité pour ne détenir que certains types de permis et d'approbations ou selon certaines conditions.

Les changements à la Nouvelle directive ont principalement rapport à la catégorie d'admissibilité limitée. Cette catégorie remplace certains des types d'admissibilité compris dans la Directive initiale qui touchaient des types distincts d'exploitations et des évaluations particularisées.

2. Nouvelles exigences pour devenir un titulaire de permis

Pour devenir un titulaire de permis en vertu de la Directive initiale, les parties devaient s'acquitter d'obligations d'admissibilité, de résidence, d'agence, d'assurance et de déclaration assez simples, en plus des demandeurs et des titulaires de permis existants devant payer les droits exigibles. Qui plus est, la Nouvelle directive donne maintenant à l'AER la discrétion de déterminer si, de son opinion, un demandeur de permis pose un « risque déraisonnable ».

Ce changement dans la Nouvelle directive a été mis en œuvre, du moins en partie, par l'AER afin de lui permettre de surveiller les anciens directeurs et représentants d'entreprises ayant entamé des procédures d'insolvabilité. Si ces entreprises insolvables ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations d'abandon et de rétablissement et que ces directeurs et représentants vont ensuite travailler pour d'autres titulaires de permis ou démarrent de nouvelles entreprises, la Nouvelle directive donne à l'AER la possibilité de considérer ces entreprises comme des « risques déraisonnables ».

La question du risque déraisonnable semble être une détermination subjective que doit faire

l'AER relativement à un titulaire de permis ou un détenteur d'approbation donné en fonction des facteurs suivants :

- Historique de conformité du demandeur, ce qui comprend ses directeurs, ses représentants et ses actionnaires, en Alberta et ailleurs, y compris relativement à tout titulaire de permis actuel ou antérieur de l'AER directement ou indirectement associé ou affilié au demandeur ou à ses mandants;
- Historique de conformité des entités actuellement ou anciennement associées ou affiliées au demandeur ou à ses directeurs, ses représentants ou ses actionnaires;
- Expérience du demandeur, y compris de ses directeurs, de ses représentants et de ses actionnaires;
- Structure de l'entreprise;
- Santé financière du demandeur;
- Dettes actives dues par le demandeur ou des titulaires de permis actuels ou antérieurs de l'AER qui sont directement ou indirectement associés ou affiliés au demandeur ou à ses directeurs, à ses représentants ou à ses actionnaires;
- Défauts de conformité non réglés de titulaires de permis actuels ou antérieurs de l'AER qui sont directement ou indirectement associés ou affiliés au demandeur ou à ses directeurs, à ses représentants ou à ses actionnaires;
- Participation des directeurs, des représentants ou des actionnaires du demandeur dans des entités qui ont entamé des procédures de faillite ou de séquestre ou qui en font l'objet ou avec des titulaires de permis actuels ou antérieurs de l'AER qui présentent des défauts de conformité non réglés;
- Désignation des directeurs, des représentants et des actionnaires de titulaires de permis actuels ou antérieurs de l'AER en vertu de l'article 106 de la *Oil and Gas Conservation Act*.[3]

Selon l'évaluation de l'AER, ce dernier peut refuser d'accorder l'admissibilité au permis ou peut accorder l'admissibilité au permis avec ou sans restrictions ou conditions.

La déclaration de la participation des directeurs, des représentants et des actionnaires dans des entités qui ont entamé des procédures de faillite ou de séquestre ou qui en font l'objet ou avec des titulaires de permis actuels ou antérieurs de l'AER qui présentent des défauts de conformité non réglés constitue un changement clé. Selon les circonstances, cela pourrait être une exigence onéreuse qui pourra difficilement être satisfaite en étant proactif.

3. Obligations courantes en matière de conformité

Tous les détenteurs de permis ou d'approbations existants auront des obligations courantes en matière de conformité et devront satisfaire aux exigences d'admissibilité au permis de façon continue et s'assurer que les renseignements dans les dossiers de l'AER sont exacts. Un titulaire de permis doit, entre autres, fournir une annexe 1 à jour dans les 30 jours de tout « changement important » dont la portée est décrite dans la Nouvelle directive comme devant comprendre ce qui suit :

- Des changements au statut juridique et à la structure d'entreprise;
- L'ajout ou le retrait d'une entité légale;
- Les amalgamations, fusions ou acquisitions;
- Des changements de directeurs, de représentants ou des personnes d'autorité;
- Affectation d'un surveillant, d'un séquestre ou d'un syndic de la propriété du titulaire de permis;
- Un plan d'arrangement ou toute autre transaction entraînant un changement important aux activités du titulaire de permis;
- La vente de toutes ou de presque toutes les immobilisations du titulaire de permis;
- L'annulation d'assurances.

3 *Oil and Gas Conservation Act,* LRA 2000, c O-6, art 106.

Lorsque, de l'opinion de l'AER, un changement important crée un risque déraisonnable, l'AER peut révoquer ou restreindre l'admissibilité en imposant des conditions.

Avant d'apporter un changement important, un titulaire de permis peut demander une décision anticipée de la part de l'AER sur la question du « risque déraisonnable ». À la date de rédaction, aucun processus ni aucune directive n'avait été établi dans le cadre de la Nouvelle directive à cet effet.

4. Restriction de l'admissibilité au permis

Aux termes de la Nouvelle directive, il y a trois circonstances principales dans lesquelles l'AER peut révoquer ou restreindre l'admissibilité au permis :

1. Le titulaire de permis ne fournit pas des renseignements complets et exacts ou n'est pas en mesure d'assurer qu'ils demeurent complets et exacts en avisant l'AER de tout changement important dans les 30 jours;

2. L'AER conclut qu'en raison d'un changement important ou de l'historique de conformité, le titulaire de permis présente un risque déraisonnable;

3. Le titulaire de permis n'obtient ou ne détient pas les permis ou les approbations nécessaires dans l'année après s'être vu accorder l'admissibilité.

Les répercussions pour une partie ne respectant pas l'une ou l'autre de ces exigences dépendront des circonstances. Pour une partie détenant des permis ou des approbations, l'admissibilité au permis sera restreinte. Par exemple, l'admissibilité générale (s'il y a lieu) sera remplacée par une admissibilité limitée avec de possibles conditions et le titulaire de permis ne sera pas autorisé à obtenir d'autres permis ou approbations à moins que l'admissibilité générale au permis ne soit obtenue ou que les conditions soient levées.

5. Exigences concernant les renseignements sur les directeurs et les représentants

L'annexe 1 de la Nouvelle directive exige maintenant des demandeurs qu'ils divulguent si tout directeur ou représentant a été directeur ou représentant de toute société énergétique dans toute région au cours des cinq dernières années, y compris d'une société énergétique ayant fait l'objet de procédures d'insolvabilité soit lorsque cette personne était directeur ou représentant, soit dans les 12 mois précédant la procédure d'insolvabilité.

Les directeurs et représentants doivent également fournir une pièce d'identité courante délivrée par le gouvernement contenant une photo et un affidavit d'attestation d'un instrument une déclaration. L'AER reconnaît explicitement dans l'annexe 1 que ces renseignements sont obtenus pour, entre autres, procéder à des vérifications de la conformité et prendre des mesures d'application.

Les titulaires de permis et détenteurs d'approbations actuels étaient tenus de fournir une annexe 1 à jour d'ici le 31 janvier 2018.

Conséquences possibles pour les détenteurs d'approbations éventuels et actuels

Les Nouvelle directive est en vigueur depuis le 6 décembre 2017. Bien qu'il reste à voir exactement quelle incidence les exigences de la Nouvelle directive auront sur les détenteurs d'approbations éventuels et actuels, il va sans dire qu'elles pourraient poser des défis.

Tout d'abord, les pouvoirs de l'AER en vertu de la Nouvelle directive sont largement discrétionnaires. Ces pouvoirs discrétionnaires lui sont probablement accordés intentionnellement afin d'assurer que l'AER ait accès à tous les outils qui pourraient être nécessaires pour favoriser un développement responsable dans la province. Toutefois, ces pouvoirs discrétionnaires pourraient créer de l'incertitude au sein des exploitants et de leurs actionnaires quant à savoir ce que l'AER prendra en considération pour déterminer si une approbation devrait être accordée ou l'admissibilité au permis changée.

De plus, alors que la Nouvelle directive permet à l'AER de faire une détermination anticipée d'un risque déraisonnable, aucune directive n'a été donnée concernant les renseignements que l'AER devrait prendre en considération à cet égard, ce qui, une fois de plus, donne à l'AER un maximum de flexibilité pour prendre les décisions qu'il considère appropriées dans les circonstances mais soulève des questions quant à l'uniformité du processus décisionnel qui n'étaient pas aussi notables avec la Directive

initiale.

Il est évident que la Nouvelle directive met tous les détenteurs d'approbations dans un même sac. Bien qu'elle vise probablement à assurer une exploitation responsable par les nouveaux ou les petits exploitants, la Nouvelle directive aura des conséquences pour les plus grands titulaires de permis bien établis. Comparativement aux plus petites organisations, la tâche visant à désigner les directeurs, les représentants et les actionnaires qui pourraient avoir fait l'objet de procédures de faillite ou de séquestre ou avoir été avec des titulaires de permis actuels ou antérieurs de l'AER présentant des défauts de conformité non réglés risque d'être plus onéreuse pour les plus grands exploitants.

Pour terminer, il n'est pas clair si la Nouvelle directive sera efficace pour régler les situations comme celles qui sont survenues dans l'affaire *Redwater*. Il y a différentes raisons pour lesquelles des sociétés peuvent entamer des procédures d'insolvabilité et bon nombre de celles-ci sont indépendantes de la volonté des directeurs et des représentants (c.-à-d. prix du pétrole et du gaz). Par conséquent, l'insolvabilité de ces entités n'est pas nécessairement liée à une conduite répréhensible ou une mauvaise gestion particulière de la part d'anciens directeurs ou représentants, exigeant de l'AER qu'il prenne des mesures afin d'éviter qu'elle ne se reproduise. Toutefois, il semble bel et bien y avoir une corrélation entre l'association préalable avec un titulaire de permis insolvable et la possibilité d'être jugé présenter un « risque déraisonnable » par l'AER aux termes de la Nouvelle directive. Il a été noté par l'AER que le problème n'était pas endémique et qu'il ne touchait qu'un petit nombre de directeurs[4]. Comme il a été noté, l'AER dispose effectivement de pouvoirs discrétionnaires aux termes de la Nouvelle directive, mais il n'est pas encore clair comment ces pouvoirs seront exercés dans ces circonstances. ■

4 Jeremy Sims, "Alta. gets tougher on abandoned oil wells", *The Western Producer* (21 Decembre 2017), en ligne : <https://www.producer.com/2017/12/alta-gets-tougher-abandoned-oil-wells/>.

QUE RÉSERVE L'AVENIR À LA COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO?

*David Stevens**

Les derniers mois de 2017 ont donné lieu à de vives agitations concernant l'orientation future et les objectifs de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO).

Le gouvernement de l'Ontario a publié son Plan énergétique à long terme de 2017 (PELT 2017)[1] établissant des plans et les priorités pour les années à venir. Il a également mis sur pied un « groupe d'experts sur la modernisation » pour procéder à un examen de la CEO et en rendre compte d'ici la fin 2018. La CEO elle-même a publié un « plan stratégique » établissant les points d'intérêt particulier pour 2017 à 2022. Le principal point d'intérêt de chacune de ces initiatives est que la CEO puisse comprendre, soutenir et faciliter l'évolution du secteur règlementé des services publics à la lumière des changements technologiques. Tout cela avec l'élection à venir en 2018 comme toile de fond en Ontario. Selon le résultat du vote, il pourrait y avoir un important virage dans l'orientation et les priorités de la CEO. Dans les sections qui suivent, chacun de ces éléments est brièvement abordé.

PELT 2017

Le 26 octobre 2017, le ministre de l'Énergie de l'Ontario Glenn Thibeault a publié le PELT 2017. Ce document très attendu a pour but de tracer la voie pour l'approvisionnement en énergie de l'Ontario pour les années à venir.

Le PELT 2017 est réparti en huit chapitres portant chacun sur différents sujets. « Garantir une énergie abordable et accessible », « Favoriser la flexibilité du réseau énergétique », « Innover pour répondre à demain » et « Relever le défi du changement climatique » en sont quelques exemples. Chaque chapitre énonce les plans du gouvernement pour relever les défis liés à ce sujet sur le court et le long terme.

Bien qu'un bon nombre des initiatives énoncées dans le PELT 2017 aient déjà été annoncées, un certain nombre des nouvelles initiatives modifieront et élargiront le rôle de la CEO. Les exemples comprennent ce qui suit :

- Donner aux distributeurs d'électricité (sociétés de distribution locales – SDL) de meilleures occasions d'offrir des solutions « sans fil » à leurs clients, comme le stockage de l'énergie des clients connectés, l'infrastructure pour les véhicules électriques et les partenariats de services conjoints.

- Améliorer l'infrastructure de facturation nette afin de permettre différentes dispositions, comme les installations de production à facturation nette de tiers propriétaires sur la propriété de clients

*David Stevens est associé chez Aird & Berlis LLP, ainsi que contributeur et rédacteur en chef du blogue EnergyInsider.ca.

1 Ministère de l'Énergie, *Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix*, Toronto, ministère de l'Énergie, 2017, en ligne : <https://d2khazk8e83rdv.cloudfront.net/books/pelt2017_0.pdf>. Le ministère de l'Énergie est l'auteur du PELT 2017, conformément à la *Loi de 2015 modifiant des lois sur l'énergie*. Cela va à l'encontre des PELT antérieurs qui se voulaient des « documents de planification » plus traditionnels préparés par l'Independent Electricity System Operator (société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité – IESO). Bien que la CEO soit appelée à mettre en œuvre certains aspects du PELT 2017, il n'y a aucune exigence voulant que le PELT 2017 soit révisé ou approuvé par l'organisme de règlementation de l'énergie.

et la « facturation nette virtuelle », où une partie pourrait traiter la production d'énergie renouvelable à un autre endroit, comme compensation de la consommation même de la partie.

- Réduire les obstacles commerciaux et règlementaires au déploiement de solutions de stockage d'énergie afin d'encourager le déploiement rentable de ces solutions, lorsqu'elles peuvent apporter une valeur ajoutée aux clients et au réseau électrique.

Vers la fin octobre, le ministre Thibeault a enjoint la CEO de préparer un « plan de mise en œuvre » établissant les étapes à suivre pour la mise en œuvre des buts et des objectifs énoncées dans le PELT 2017[2]. Les éléments clés que la CEO devra aborder dans son plan de mise en œuvre comprennent ce qui suit :

- Examiner et déterminer les étapes à suivre pour saisir les occasions de favoriser la modernisation rentable du secteur de l'électricité de l'Ontario, y compris les solutions sans fil, la participation des clients et l'efficacité énergétique.

- Cerner les obstacles au développement des ressources énergétiques décentralisées, comme le stockage d'énergie à des échelles et des endroits qui donnent une valeur ajoutée au transport, à la distribution et aux clients.

- Déterminer les outils et les étapes qui permettraient d'atténuer les coûts pour les contribuables (comme l'examen règlementaire réduit) et accroître la protection des consommateurs relativement aux fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité ainsi que dans le secteur du gaz naturel.

- Poursuivre la mise en œuvre de la Feuille de route de la grille tarifaire règlementée, y compris en tenant compte des nouvelles structures tarifaires donnant de plus forts signaux de prix.

Le plan de mise en œuvre doit être achevé d'ici le 31 janvier 2018.

Plan stratégique de la CEO

En décembre 2017, la CEO a publié son « Plan stratégique » pour 2017 à 2022 intitulé « Soutenir le rythme d'évolution du secteur de l'énergie »[3]. Le Plan stratégique présente un énoncé récent « de [la] vision, de [la] mission et [des] valeurs [de la CEO] en plus des buts et des objectifs qui orienteront [son] travail au cours des cinq prochaines années ». Le Plan stratégique avait été promis dans le plus récent Plan d'activités[4] de la CEO et devrait refléter le fait que « la Commission reconnaît les changements importants en cours dans le secteur de l'énergie, non seulement en Ontario, mais partout dans le monde ».

Dès le début du Plan stratégique, la CEO définit quatre « défis stratégiques » qui devront être relevés dans une période de changement et de transformation accélérés : la transformation du secteur et la valeur à la consommation; l'innovation et le choix du consommateur; la confiance des consommateurs et la règlementation en matière d'« adaptation au but ». Pour relever ces défis, la CEO prévoit maintenir son approche actuelle en matière de règlementation axée sur le consommateur, mais avec un accent plus fort sur les nouveaux et les différents défis que pose la transformation du secteur.

Le document du Plan stratégique traite des tendances et des développements dans le secteur de l'énergie et en arrive à d'intéressantes conclusions quant à la façon dont la CEO devrait procéder. Parmi celles-ci, on retrouve ce qui suit :

- L'approche de la CEO doit reposer sur une appréciation des circonstances en Ontario et de son propre mandat. Elle devrait être centrée sur la meilleure façon par laquelle la CEO peut gérer l'évolution du secteur en utilisant les pouvoirs et les outils règlementaires existants, y compris la définition de tarifs,

2 OC 2122/2017, en ligne : <https://www.oeb.ca/sites/default/files/Directive_to_OEB_LTEP_Implementation_Plan_20171026.pdf>. L'IESO est tenu de préparé un plan de mise en œuvre similaire.
3 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Plan stratégique : Soutenir le rythme d'évolution du secteur de l'énergie,* Toronto, CEO, 2017, en ligne : <https://www.oeb.ca/sites/default/files/OEB-Strategic-Blueprint-2017-2022-FR.pdf>.
4 Commission de l'énergie de l'Ontario, *Commission de l'énergie de l'Ontario, Plan d'activités 2017-2020,* Toronto, CEO, 2016, en ligne : <https://www.oeb.ca/oeb/_Documents/Corporate/OEB_Business_Plan_2017-2020_fr.pdf>.

l'approbation d'infrastructures, l'octroi de licences, l'élaboration et l'application de codes et de règles et l'élaboration et la publication d'orientations stratégiques.

- Il est prématuré de sanctionner ou de rendre obligatoire, comme l'ont fait certains organismes de règlementation, un nouveau modèle particulier de gestion pour les services publics ou une nouvelle « plate-forme » pour accélérer le déploiement de ressources décentralisées – le choix d'un modèle ou d'une plate-forme en particulier à ce point-ci nuirait à l'innovation. Toutefois, une approche d'« attentisme » ne suffit pas pour l'Ontario. Plutôt, la CEO a l'occasion – et la responsabilité – de soutenir et de guider le secteur qu'elle règlemente dans le cadre de l'évolution en cours.

Compte tenu de ce qui précède, la CEO a créé une série « de buts et d'objectifs stratégiques » pour faire face aux défis stratégiques qu'elle a cernés. Les buts stratégiques représentent les résultats précis que la CEO souhaite obtenir pour chacun des quatre défis stratégiques et les objectifs stratégiques décrivent les points particuliers sur lesquels la CEO se concentrera en vue d'atteindre chacun des buts stratégiques.

Pour ce qui est du défi d'« innovation et choix du consommateur », la CEO déclare qu'il sera relevé lorsque « les services publics et d'autres participants embrasseront l'innovation dans leurs exploitations et les produits qu'ils offrent aux consommateurs ». La CEO vise à atteindre ce but stratégique de la façon suivante (entre autres choses) : rémunérer les services publics de façons qui les encouragent à favoriser l'innovation rentable dans leurs exploitations et leurs services; moderniser les règles de la CEO afin qu'elles tiennent compte des besoins de l'évolution du secteur; travailler sur tout obstacle règlementaire injustifié à l'innovation et aux nouveaux modèles de gestion pouvant bénéficier aux consommateurs et travailler avec les joueurs dans le marché en vue de définir et de mieux comprendre les nouveaux « flux de valeurs » et modèles de service en matière d'énergie.

Groupe de modernisation de la CEO

Le 15 décembre 2017, le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il avait nommé Richard Dicerni à la tête d'un groupe d'experts pour procéder à un examen de la CEO[5]. Selon l'annonce, « [l]e groupe d'experts aura un mandat général, dans le cadre duquel il devra par exemple examiner la manière dont la CEO peut continuer de protéger les consommateurs dans un secteur en évolution rapide et soutenir l'innovation et les nouvelles technologies, mais aussi étudier comment elle pourrait être structurée et quelles ressources pourraient lui être affectées afin qu'elle puisse s'adapter à l'évolution constante de ses fonctions. » Le groupe d'experts sollicitera des commentaires du public dès le printemps 2018, examinera les meilleures pratiques employées par les autres administrations et compilera ses constatations dans un rapport qu'il devra remettre au gouvernement d'ici la fin de l'année 2018.

La création du groupe de modernisation de la CEO semble être la reconnaissance que l'industrie de l'électricité change rapidement et que de nouvelles approches pourraient être nécessaires pour gérer cette évolution. Il n'est pas clair en ce moment si l'examen de la CEO sera aussi vaste que celui du groupe d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie (ONE)[6].

Élection provinciale de 2018 en Ontario

La prochaine élection provinciale en Ontario aura lieu le 7 juin 2018. Le résultat de cette élection devrait façonner les politiques énergétiques futures dans la province.

En cas de réélection du gouvernement libéral actuel, on peut s'attendre à ce que la politique énergétique actuelle se poursuive de la même façon. Toutefois, si un autre parti était élu (ou obtenait la balance du pouvoir dans un gouvernement minoritaire), il pourrait alors y

5 Ministère de l'énergie, *L'Ontario met sur pied un groupe d'experts en vue de moderniser la Commission de l'énergie de l'Ontario : La province souhaite obtenir des conseils afin de se préparer pour l'innovation et le changement technologique,* Toronto, ministère de l'Énergie, 2017, en ligne : <https://news.ontario.ca/mei/fr/2017/12/lontario-met-sur-pied-un-groupe-dexperts-en-vue-de-moderniser-la-commission-de-lenergie-de-lontario.html>.

6 Abordé par Nigel Bankes, « Rapport du Comité d'experts sur la modernisation de l'Office national de l'énergie et la réponse du gouvernement du Canada » (2017) 5:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : <http://www.energyregulationquarterly.ca/articles/the-report-of-the-expert-panel-on-the-modernization-of-the-national-energy-board-and-the-response-of-the-government-of-canada#sthash.IQPj8QOs.dpbs>.

avoir des changements.

Par exemple, le programme du Parti progressiste-conservateur comprend des plans pour annuler le Plan d'action contre le changement climatique[7], le programme de plafonnement et d'échange et la *Loi sur l'énergie verte*[8], et promet des réductions aux factures d'électricité[9]. A réalisation de ces promesses devrait comprendre l'imposition de nouvelles orientations et priorités à la CEO. Toutefois, il est intéressant de noter que le programme des progressistes-conservateurs reconnaît qu'il sera « vital » d'avoir un organisme de règlementation qui peut « s'adapter aux technologies en perpétuel changement ».

Le NPD a fait connaître son plan pour qu'Hydro One Networks redevienne une société d'État, réduire les factures d'électricité, plafonner les « marges de profit privées » et assurer une « réelle surveillance des prix de l'électricité »[10]. Ces éléments exigeraient une réorientation de la CEO.

Conclusion

Comme on peut le voir, un bon nombre d'initiatives sont en cours et elles pourraient façonner et guider les points d'intérêt et les activités de la CEO dans les années à venir. Le thème qui revient toujours concerne les changements technologiques et autres qui ont une incidence sur le secteur de l'énergie, et la façon dont l'organisme de règlementation réagira et développera des structures et des approches règlementaires traditionnelles. Les plans mêmes de la CEO s'éclairciront lorsque cette dernière fera connaître le plan de mise en œuvre du PELT 2017 et considérera les demandes des services règlementés pour élargir et développer leurs activités. Il sera intéressant de voir dans quelle mesure la CEO pourra établir sa propre voie à suivre et quelle sera l'incidence d'influences extérieures, comme le groupe de modernisation et un nouveau gouvernement provincial, sur cette voie à suivre. ■

---

7 Gouvernement de l'Ontario, *Ontario's Five Year Climate Change Action Plan 2016 – 2020,* Toronto, Gouvernement de l'Ontario, 2016, en ligne: <http://www.applications.ene.gov.on.ca/ccap/products/CCAP_ENGLISH.pdf>.
8 *Énergie verte (Loi de 2009 sur l')*, LO 2009, c 12, Annexe A.
9 Parti progressiste-conservateur de l'Ontario, "People's Guarantee", en ligne: <https://www.ontariopc.ca/peoples_guarantee>.
10 NPD Ontario, "Hydro costs are sky high: Let's do something about it", en ligne: <https://www.ontariondp.ca/hydro>.

LE PREMIER APPEL D'ÉNERGIE PROPRE DE L'ALBERTA ATTEINT DES PRIX RECORDS

*Bob Heggie**

L'élection du Nouveau parti démocratique de l'Alberta, un gouvernement majoritaire, annonçait en mai 2015 l'introduction de réformes profondes au marché de l'électricité de l'Alberta. L'électricité en Alberta, dans un système largement axé sur les combustibles fossiles, est responsable d'un haut pourcentage d'émissions provinciales de CO_2. Par conséquent, le *Climate Leadership Plan*[1] du gouvernement de l'Alberta comprend, probablement comme son plus important objectif, la réduction des émissions de GES du secteur.

Les politiques particulières mentionnées dans le Plan pour réduire les émissions du secteur comprennent :

- Une taxe sur le carbone à l'échelle de l'économie
- l'élimination progressive de la production à partir du charbon
- une production accrue d'énergies renouvelables
- la promotion de l'efficacité énergétique
- une augmentation du rôle des ressources énergétiques décentralisées

Toutes ces politiques en sont à différentes étapes de leur mise en œuvre. Avec l'introduction de ces changements, l'Alberta Electric System Operator (AESO) a procédé à une évaluation pour déterminer si la conception du marché axé uniquement sur l'énergie de l'Alberta pouvait garantir un investissement suffisant pour assurer la fiabilité continue du système à la lumière des changements et de leurs effets possibles sur la dynamique du marché de l'électricité.

L'AESO a conclu que le statu quo ne pouvait pas durer et a recommandé l'introduction d'un mécanisme lié à la capacité afin d'améliorer la fiabilité, plus particulièrement au cours de l'élimination progressive du charbon. Le gouvernement a accepté la recommandation de l'AESO et exigé qu'un mécanisme lié à la capacité soit conçu et introduit dans le cadre du marché de l'Alberta.

Pour les besoins du présent résumé, j'aborderai brièvement les développements sur l'initiative accélérée de retrait précoce des centrales au charbon, alors que le reste du document traitera de l'approche adoptée pour faciliter le développement de la production d'énergie renouvelable.

Le *Climate Leadership Plan* exige l'élimination progressive accélérée de l'ensemble du parc de production au charbon d'ici la fin de 2030. L'approvisionnement énergétique de l'Alberta comprend une capacité de production au charbon d'environ 6 000 MW. Le parc est de différentes époques et comprend par conséquent des centrales traditionnelles construites avant la dérèglementation et des centrales marchandes construites après la restructuration du marché de l'Alberta. Plus particulièrement, pour les nouvelles centrales, la prescription de retrait précoce devrait laisser certains propriétaires

*Bob Heggie est l'administrateur général de l'Alberta Utilities Commission.

1 Gouvernement de l'Alberta, *Climate Leadership Plan*, Edmonton, Alberta Environment and Parks, 20 novembre 2015, en ligne : https://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.aspx [en anglais seulement].

avec des investissements non recouvrables étant donné que ces centrales auraient pu être exploitées après 2030. Le gouvernement a convenu d'une compensation de 1,36 milliards de dollars aux propriétaires d'unités.

En plus de l'élimination progressive accélérée et règlementée des centrales au charbon, le gouvernement a annoncé l'établissement d'un objectif « 30 par 30 » pour l'énergie renouvelable. Plutôt que de s'en remettre aux forces du marché pour déterminer la capacité de remplacement des centrales au charbon éliminées, le gouvernement a demandé que 30 % de l'électricité (énergie) utilisée en Alberta provienne de sources renouvelables d'ici 2030. Le gouvernement a établi cet objectif d'énergie renouvelable à 5 000 MW, en termes de capacité installée visée.

Une approche fondée sur le marché présentait des difficultés pour l'atteinte de cet objectif. Les investissements dans les faibles émissions de carbone présentent des problèmes particuliers pour les marchés, surtout pour ce qui est de rendre attrayant l'investissement dans la production au moyen de sources renouvelables comparativement à l'investissement dans la production au gaz naturel, dont les coûts normalisés et les coûts fixes sont inférieurs aux solutions de rechange à faibles émissions de carbone.

En réponse à ce défi, le gouvernement a annoncé un programme d'appel d'énergie propre. Un tel appel consiste en une demande de propositions ouverte et concurrentielle de la part de producteurs d'énergie renouvelable pour déterminer le prix contractuel à long terme requis pour créer une quantité spécifiée de production d'énergie renouvelable.

Le mécanisme de passation de marchés à long terme choisi a été un contrat de différence ou « CFD ». Le CFD paie la différence entre le prix d'équilibre et le prix à long terme pour investir dans la construction des centrales électriques, selon ce qui est déterminé dans l'appel d'énergie propre. La soumission retenue dans l'appel d'énergie propre est connue sous le nom de « prix de levée ».

Le CFD stabilise les revenus des promoteurs d'énergie renouvelable à un niveau fixe sur la durée de 20 ans du contrat, réduisant ainsi le risque commercial. Si le prix d'équilibre est inférieur au prix de levée, la contrepartie du CFD, dans ce cas l'AESO, paie un complément. Si le marché s'équilibre au-dessus du prix de levée, le producteur rembourse la différence à l'AESO.

La qualité du CFD, y compris sa durée, la nature durable de la certitude des contrats du droit privé et la qualité de crédit de contrepartie, contribueront toutes au risque perçu et au coût final des investissements.

L'AESO a été chargé par le gouvernement de l'Alberta de fournir l'énergie renouvelable nécessaire pour répondre aux objectifs du *Climate Leadership Plan*. L'AESO a établi la première ronde d'approvisionnement et séance d'enchère. Le processus a été appelé le *Renewable Electricity Program* ou « REP » et demandait des propositions pour une capacité de 400 MW. Les résultats des soumissions pour la première séance d'enchère du REP ont été publiés le 13 décembre 2017.

Quatre projets d'énergie éolienne ont été sélectionnés, totalisant 596 MW, avec des prix allant de 30,90 $ à 43,30 $/MWh, pour une moyenne pondérée de 37 $/MWh. Ces prix établissent des records et ont été si attrayants que l'AESO a fourni 196 MW supplémentaires au-dessus de sa cible prévue de 400 MW.

Les soumissionnaires retenues comprennent Capital Power Corporation (201 MW), EDP Renewables Canada Ltd (248 MW) et Enel Green Power Canada Inc. (deux projets : 115 MW et 31 MW). Capital Power est située en Alberta alors qu'Enel et EDP sont de grandes sociétés multinationales d'énergie établies en Italie et au Portugal, respectivement. Les trois soumissionnaires retenus sont des entités à bilans imposants qui ont probablement accès à du capital à des taux extrêmement concurrentiels.

Tout compte fait, les résultats du REP sont très fructueux. Les prix réalisés résultent probablement de l'un ou d'une combinaison des éléments suivants : la période de contrat, la cote de solvabilité de la contrepartie, la réduction des dépenses en immobilisations pour les installations d'énergie éolienne, l'amélioration du taux d'utilisation de la capacité, la structure financière et le coût du capital. Ils ne comprennent pas les coûts de transport au-delà de l'interconnexion directe. De toute évidence, un prix réalisé de 31 $/MWh suggère des dépenses en immobilisations

extrêmement faibles, des facteurs de capacité améliorés, des leviers financiers élevés et des coûts de financement extrêmement bas. Par comparaison, le programme d'acquisition de l'Ontario en mars 2016 a produit un prix réalisé de 85 $/MWh pour 300 MW d'énergie éolienne.

Les prix de gros de l'électricité en Alberta ont été bas comparativement aux niveaux historiques. Le prix de gros moyen en 2017 était de 22 $/MWh. À ces prix, les consommateurs de l'Alberta devraient être appelés à compenser les revenus des producteurs; toutefois, on prévoit une augmentation des prix de gros en 2018, dans les environs de 60 $/MWh en raison des retraits du charbon annoncés. Par conséquent, à court terme, les producteurs pourraient rembourser les consommateurs de l'Alberta tout revenu réalisé au-delà du prix de levée du CFD.

En ce qui concerne les répercussions sur le marché, la production croissante d'énergie renouvelable subventionnée avec des coûts marginaux nuls peut changer la dynamique du marché, entraînant une plus grande volatilité des prix, une réduction des heures à prix moyens dans l'ordre de mérite et des heures à plus bas prix, résultant en une baisse des prix moyens. Et il ne s'agit là que des répercussions possibles. À mesure que la province s'approchera de sa cible de 5 000 MW, plus grand sera le risque de voir les prix atteindre des niveaux chroniquement faibles, entraînant ainsi la cannibalisation de la ressource renouvelable par elle-même.

Directionnellement, l'introduction d'une plus grande quantité d'énergie renouvelable aura une incidence sur l'ordre d'acheminement relatif ainsi que les décisions d'investissement, ce qui pourrait déplacer la production plus efficace au gaz naturel en faveur de solutions de rechange plus souples mais moins efficaces. L'utilisation de mesures d'incitation pour forcer l'introduction des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique entraînera des réductions d'émissions susceptibles de ne pas se produire autrement ou prendre plus de temps pour se produire si on laissait libre cours aux forces du marché.

L'efficacité économique de ces réductions subventionnées échelonnées peut être mesurée comme un coût d'abattement – le coût échelonné engagé par la société divisé par la réduction de CO_2 réalisée. On peut déterminer le coût échelonné en déduisant les coûts estimés de production thermique évités du prix contractuel et la réduction de CO_2 peut être déterminée à parti des émissions thermiques évitées.

Un calcul simpliste permet d'établir que le coût d'abattement estimatif de la mesure d'incitation pour l'énergie renouvelable à 37 $/MWh est d'environ 50 $/tonne de CO_2. Le prix du carbone en Alberta en 2018 est de 30 $/tonne de CO_2. Bien que l'investissement soit relativement plus élevé que le coût social actuel du carbone, les estimations antérieures des coûts d'abattement calculées à l'aide de coûts moyens estimés historiquement pour la technologie éolienne auraient donné des coûts d'abattement dépassant 100 $/tonne de CO_2. De plus, dans ce calcul, on utilise un prix du gaz naturel de 2 $/GJ et si le prix du gaz devait augmenter, le coût d'abattement devrait diminuer, pour atteindre au bout du compte un coût nul à 5 $/GJ.

En conclusion, il reste à savoir si les enchères subséquentes permettront de réaliser des prix à ce faible niveau historique ou si les investissements des soumissionnaires retenus à la première enchère du REP seront payants. Toutefois, il y a fort à parier que la première enchère du REP, au moyen d'une approche d'acquisition fondée sur le marché, a donné lieu à la création d'une première production d'énergie renouvelable au plus faible coût possible. ■

THE GRID: THE FRAYING WIRES BETWEEN AMERICANS AND OUR ENERGY FUTURE

de Gretchen Bakke
New York : Bloomsbury (États-Unis), 2016

*Compte rendu de Sean Conway**

Peu d'innovations ont eu un aussi grand impact que la production et la distribution d'électricité vers la fin du XIXe siècle. Du jour au lendemain, les villes et les villages des États-Unis et du Canada se sont sortis de la crasse et du Moyen Âge du charbon et du kérosène et ont été transportés dans le monde magique de « l'hydro » et de « la lampe électrique ». Au tout début de cette révolution électrique, un journal canadien a capté l'esprit de l'époque avec un titre qui proclamait : « Niagara Falls, Berlin Rises » (Niagara chute, Berlin se soulève)[1].

Le développement du secteur de l'électricité a fait couler beaucoup d'encre depuis l'époque de Thomas Edison, de George Westinghouse, de Nikola Tesla et, au Canada, du remarquable Adam Beck. Bien sûr, l'histoire de l'hydro est attirante pour les érudits qui souhaitent en faire le récit du point de vue de l'historien, de l'économiste ou de l'ingénieur; bon nombre de ces personnes ont produit des analyses très convaincantes de l'histoire de l'hydro. Il est donc rafraîchissant de lire un nouveau livre à ce sujet. *The Grid*, écrit par la professeure anthropologue des cultures Gretchen Bakke de l'Université McGill à Montréal.

Bakke pose un regard d'actualité, stimulant et audacieux sur le monde de la production d'électricité de ses débuts compliqués il y a plus d'un siècle jusqu'à notre époque, où des changements de toutes sortes exercent une pression sur le secteur comme jamais auparavant. Bakke soutient dans ces pages que bien que notre infrastructure électrique soit absolument essentielle à la façon dont nous vivons nos vies modernes, le citoyen moyen de l'Amérique du XXIe siècle en sait peu sur cette ressource vitale et s'en soucie encore moins. En outre, elle écrit « il y a un changement profond qui s'opère dans la structure même de la machine qui nous garde au chaud, éclairés et relativement bien lotis ». Au centre de ce « changement profond » se trouve un groupe d'agents de changement allant des types intelligents de Silicon Valley aux hippies vieillissants et aux professeurs retraités, qui semblent tous déterminés à provoquer une restructuration fondamentale du secteur de l'électricité.

The Grid ouvre avec un compte rendu fascinant de ce qui nous a donné le modèle de la « station centrale » qui a dominé le secteur de l'électricité pendant la majorité de son existence en Amérique du Nord. Les lecteurs seraient surpris d'apprendre qu'au début, les centrales électriques étaient petites, locales, et fonctionnaient habituellement de façon intermittente. Edison a mis au point un système reposant sur le courant continu (CC) qui, à ses débuts, avait une portée assez limitée.

---

*Sean Conway est un conseiller en politique publique chez Gowling WLG et un professeur invité à la Ryerson University.

1 Berlin (Ontario) a changé son nom pour Kitchener en 1916.

Westinghouse et Tesla ont répondu avec leur courant alternatif (CA) plus polyvalent, qui avait l'avantage important de pouvoir être transporté sur de bien plus grandes distances que le courant continu à l'époque. Au cours de ces premières années, les producteurs d'électricité vendaient et livraient leur produit directement à divers clients pour des utilisations finales comme l'éclairage, la traction, et bien sûr, la force pour faire fonctionner une économie industrielle en expansion rapide.

Mais il a fallu peu de temps avant que la nature hautement capitalistique du secteur de l'électricité se manifeste. Ainsi, des sommes considérables seraient nécessaires pour construire l'infrastructure requise dans des villes tentaculaires et congestionnées comme New York et Chicago. De nombreuses centrales électriques locales seraient nécessaires pour produire l'électricité requise pour un marché en expansion et une véritable jungle de câbles serait nécessaire pour amener cette électricité sur le marché. Et comment ces sommes seraient-elles recouvrées étant donné que la majorité des clients n'avaient besoin que de quantités limitées d'électricité et que pour une partie de la journée? Eh bien, comme l'explique Bakke, le génie qui a trouvé une solution à ce problème est le secrétaire d'origine anglaise de Thomas Edison du nom de Samuel Insull.

Insull a commencé sa vie en Amérique du Nord comme secrétaire particulier d'Edison mais a vite fait de maîtriser les détails financiers de l'entreprise et est déménagé dans le Midwest où il a assumé la direction de Chicago Edison pour rapidement en faire le joueur dominant dans ce marché. Insull s'est rendu compte que, de façon générale, ses coûts étaient fixes mais sa clientèle était tout simplement trop petite et incapable de lui apporter le flux de revenu nécessaire pour soutenir ses importantes mises de fonds. Il a vite compris que s'il baissait le prix de son produit et variait les taux pour différentes catégories de clients, il pouvait stimuler la demande et ainsi accroître son chiffre d'affaires. Comme Adam Beck en Ontario, Insull s'est employé à commercialiser l'électricité auprès de propriétaires de maisons de la classe moyenne, d'établissements commerciaux et d'exploitations industrielles. En 1894, Chicago Edison a construit la plus grande centrale électrique au monde sur Harrison Street et a constaté qu'avec des « stations centrales » de plus en plus grandes, l'électricité pouvait être produite de façon bien plus efficace et économique. À l'aube du XXe siècle, Chicago Edison était une entreprise florissante dans la grande métropole du Midwest américain.

Selon cette thèse de Bakke, Insull aurait également compris que la règlementation gouvernementale et le monopole localisé s'avéraient une vraie aubaine pour les entreprises de services publics appartenant au secteur privé. Un consensus s'est établi entre les entreprises de services publics au cours de l'époque progressive antitrust en Amérique d'avant la Première Guerre mondiale. Ce consensus prévoyait que « si les services publics acceptaient d'être soumis à une règlementation rigoureuse, les administrations à l›échelle fédérale et des États acceptaient de leur accorder une zone de service garantie dans laquelle aucun autre service d'électricité n'obtiendrait une charte d'exploitation ». Selon Bakke, ces réformes menées par Insull ont établi les paramètres de notre réseau d'électricité pour la majeure partie de l'époque moderne. Insull avait compris que l'électricité pouvait être un produit « pour les masses et non pour quelques individus », que l'électricité aurait un tel attrait auprès de l'ensemble de la population qu'elle inciterait des politiciens circonspects à appuyer des projets d'investissement et de financement qu'ils n'envisageraient pas en temps normal, et c'est Samuel Insull qui « a fait paraître naturelle l'idée que le secteur de l'électricité ne peut exister que dans le cadre d'un monopole ».

Le modèle d'entreprise de grandes centrales de production d'électricité et de zones de service de franchises de monopole d'Insull a prospéré pendant bon nombre d'années et même la Grande Crise n'a pas changé cette formule de base. Oui, écrit Bakke, il est vrai que par le milieu des années 1930, l'empire électrique d'Insull et bon nombre d'autres entreprises de services publics appartenant au secteur privé s'effondraient sous le poids de trop grandes dettes et de pratiques comptables suspectes, mais la question vers la fin des années 1930 n'était pas de savoir s'il y aurait des fournisseurs concurrents au sein d'une localité, mais « dans quel type de monopole un consommateur d'électricité pourrait-il se retrouver : un réseau municipal sans but lucratif ou un service public à but lucratif appartenant au secteur privé ». Après la Deuxième Guerre mondiale, l'expansion économique aux États-Unis représentait l'apogée pour les courtiers en électricité alors que les prix restaient bas, les revenus montaient et l'expansion du réseau semblait n'avoir aucune limite. Pendant tout ce temps, le consommateur est demeuré

assez passif, assouvi par des prix attrayants et une panoplie interminable d'appareils et d'applications électriques.

Les années 1970 sont arrivées avec un choc perturbateur. Le Vietnam, l'OPEP, la stagflation, Watergate, Three Mile Island et un consommateur toujours plus inquiet et sceptique sont tous des éléments qui ont convergé pour changer la situation de la complaisance à l'inquiétude et à la consternation. Jimmy Carter est élu président en janvier 1977 et a tôt fait d'entretenir les Américains sur un futur énergétique des plus différents, ce que Bakke désigne affectueusement comme « l'époque du cardigan ». Carter a fait savoir aux Américains que les concepts comme la conservation de l'énergie et l'efficacité énergétique devaient faire partie de la vie et des affaires quotidiennes. Plutôt que de monter le thermostat lorsqu'il fait froid, Carter conseille aux Américains de mettre un chandail! Le Congrès a emboîté le pas avec la *National Energy Act*[2] et la *Public Utilities Regulatory Policies Act* (*PURPA*)[3], « qui a anéanti le contrôle absolu que les services publics avaient sur tout ce qui entrait dans leur réseau, ce qui passait par celui-ci et ce qui en ressortait ».

La professeure Bakke n'est pas une observatrice neutre dans l'élaboration de ces politiques. Tout au long de ce récit parfois alambiqué, le lecteur est exposé aux préférences indéniables de l'auteure. Par exemple, lorsqu'elle évoque l'époque du cardigan, elle dit au lecteur, à la page 109, que « la *PURPA* a permis de prouver que l'expansion n'était pas toujours la meilleure solution et que les méga-sociétés de monopole verticalement intégrées et réglementées par le gouvernement n'étaient certainement pas le meilleur moyen de produire et de gérer l'électricité américaine. Les sociétés de petite taille étaient non seulement plus attrayantes, mais aussi plus efficaces et, de surcroît, plus rentables ». Bien qu'il va sans dire que les preuves à l'appui de l'idée que l'expansion n'était pas toujours la meilleure solution et que ces méga-sociétés énergétiques présentaient certainement d'importantes failles soient abondantes, je ne suis pas convaincu que dans l'Amérique urbaine toujours plus complexe du XXIe siècle, on peut facilement conclure que les entreprises de plus petite taille sont toujours préférables ou plus rentables. On ne retrouve dans le récit de Bakke aucune analyse convaincante de la résistance dans les communautés non urbaines à certains éléments de la nouvelle infrastructure énergétique comme les éoliennes au-delà d'une conviction axiomatique à savoir que l'énergie éolienne est essentiellement une bonne chose. Bon nombre de ceux qui suivent le débat énergétique ont pu constater, par exemple, que nombreux sont ceux qui apprécient les éoliennes pourvu qu'elles ne soient pas dans leur quartier. Dans le débat énergétique actuel, les éoliennes se retrouvent souvent sur le « banc des pénalités » avec les barrages hydroélectriques, les oléoducs et les pylônes de transport de haute tension.

Bakke se trouve en terrain beaucoup plus solide lorsqu'elle aborde la question du défi croissant que pose la résilience de notre réseau électrique existant. Son analyse de la grande panne d'août 2003 qui a laissé 50 millions d'Américains et de Canadiens dans le noir pendant de nombreux jours est un récit édifiant. Elle rappelle au lecteur de façon très détaillée les menaces auxquelles est exposée toute version d'un « modèle de station centrale », comme le feuillage mal entretenu, les incidents météorologiques extrêmes, l'intersection et l'impact d'une technologie très avancée, et oui, l'effet remarquablement néfaste d'écureuils trop agressifs sur les câbles. Ajoutons à cette liste le fait que, parce que la dérèglementation de l'énergie a effectivement réduit l'électricité à un produit de base comme bien d'autres, il y a maintenant beaucoup moins de joueurs disposés à renforcer le réseau. Parce que la politique publique « a radicalement changé notre façon d'utiliser le réseau… aujourd'hui la physique et l'économique du réseau ne peuvent que travailler à l'encontre l'une de l'autre ». Et Bakke souligne « que le réseau, comme tout système mécanique complexe, n'est pas seulement une machine mais aussi l'environnement réglementaire, commercial, culturel et naturel dans lequel cette machine fonctionne ». Les responsables de l'élaboration de politiques feraient bien d'écouter son conseil lorsqu'elle insiste sur le fait que le réseau n'est pas régi uniquement par son ingénierie et sa gestion, mais aussi par des facteurs comme le changement climatique, des soucis de rentabilité et d'autres facteurs socioculturels qui peuvent changer avec le temps.

2 *National Energy Act of 1978 (NEA).*
3 *Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA),* Pub L No 95–617, 92 Stat 3117 (adoptée le 9 novembre 1978).

Dans les derniers chapitres de ce livre, Bakke aborde l'un de ces facteurs socioculturels, le consommateur d'électricité et comment ce dernier a changé au cours des dernières années. Ici encore, la perspective de l'anthropologue des cultures est à la fois rafraîchissante et utile dans le débat énergétique actuel. Bakke est à son meilleur lorsqu'elle décrit « monsieur et madame véranda » dans des communautés comme celles de Houston (Texas), de Bakerfield (Californie), de Bolder (Colorado) et du secteur rural du Maine. Par exemple, sa description de rencontres entre ces consommateurs et des « types intelligents des services publics » faisant la promotion de compteurs intelligents serait drôle, voire très étonnante et inquiétante. Les représentants des services publics circulent habituellement dans leurs régions de service dans le but de convaincre les consommateurs de la nécessité de réduire la consommation, des bienfaits des taux horaires et d'autres initiatives généralement recommandées visant à réduire la pression exercée sur le réseau et à mieux gérer les coûts pour les fournisseurs et les consommateurs. Toutefois, dans ces dires, les gens des services publics ne semblent pas apprécier ni même comprendre que, pour bon nombre de leurs consommateurs, la vraie question aujourd'hui est le contrôle. Bakke décrit la situation actuelle comme suit : le consommateur veut plus de contrôle sur la façon dont l'électricité est produite, la façon et le moment qu'elle est distribuée et, bien sûr, comment son prix est établi. Elle décrit le consommateur américain comme quelqu'un qui est enclin à croire qu'un compteur intelligent est plus probablement « un dispositif de surveillance » servant les intérêts du service public plutôt qu'à la protection des intérêts du consommateur. Bien que Bakke ne fait qu'effleurer certaines questions très pertinentes comme la gestion de la demande de pointe, elle est très éloquente en ce qui concerne le manque de crédibilité auquel bon nombre de services publics sont confrontés aujourd'hui. Comme le souligne de façon assez colorée l'un de ses témoins, il y a eu des étincelles lorsque la vraie politique des services publics semblait être « compteurs intelligents/consommateurs stupides ».

Comment des sociétés modernes comme le Canada et les États-Unis peuvent-elles faire la quadrature de ce cercle? Dans notre monde numérique et hautement interconnecté d'aujourd'hui, nous dépendons encore plus d'une électricité fiable et de qualité qu'il y a quelques années seulement lorsque bien moins d'applications dépendaient d'une informatique technologique très sensible qui s'interrompt lorsque l'alimentation n'est pas optimale. De nouvelles menaces comme le cyber-terrorisme posent des défis de taille et augmentent les coûts de notre réseau. Mais comme le cycle des nouvelles quotidiennes le montre clairement, non seulement des citoyens de partout semblent ne pas avoir une bonne compréhension de certaines des réalités de base de l'énergie, mais ces mêmes citoyens ne sont aucunement disposés à soutenir ce qui doit être fait pour atteindre ce que Bakke décrit comme le « Saint Graal » d'un meilleur futur en matière d'électricité ou d'énergie. Pour elle, il n'y a pas de doute que ce futur sera une version de la « voie d'énergie douce » d'Amory Lovins parce que Bakke et Lovins croient tous deux que « la voie traditionnelle ou dure » pour surmonter ces défis énergétiques dépendrait trop de la technologie. Il est tout simplement déraisonnable, soutiennent-ils, de s'attendre à ce qu'une machine aussi complexe que notre réseau moderne fondé sur le modèle de la station centrale puisse survivre à ce que les menaces actuelles et futures lui réservent. Pour Bakke, la voie de l'énergie douce pourrait fonctionner si « nous, le peuple », à savoir les ingénieurs, les environnementalistes, les dirigeants d'entreprises, les citoyens engagés, travaillons ensemble pour élaborer un plan qui incorpore de nombreuses solutions. Par exemple, les Forces armées des États-Unis ont élaboré des modèles très transférables de micro-réseaux efficaces; des communautés universitaires dans des États comme New York et la Californie ont fait de même. Elon Musk et d'autres semblent révolutionner le stockage d'énergie. L'électrification du transport est porteuse d'une grande promesse, dont la plus grande partie a été démontrée sur des continents comme l'Amérique du Nord. La conception de bâtiments est un autre secteur dans lequel Bakke voit d'énormes possibilités, lesquelles plairont et serviront au consommateur à un coût abordable. N'est-il pas possible d'imaginer la distribution sans fil d'électricité demande-t-elle?

Alors qu'un autre hiver prend s'assaut l'Amérique du Nord – de Halifax à Atlanta, de Chicago à Whitehorse – des millions de citoyens s'installeront dans leurs maisons ou leurs lieux de travail en s'attendant à ce que les lumières et le chauffage fonctionnent alors que soufflent les vents froids, que la neige tombe et que la glace se forme. Cet hiver, ceux de vous qui s'intéressent au débat sur les politiques

de l'énergie/l'électricité pourraient prendre le temps de lire ce qu'un écureuil affamé, une tempête imprévue ou le mauvais sort pourrait faire à notre réseau électrique surmené, sous-financé et malheureusement peu apprécié. Ce livre plaira à certains plus qu'à d'autres et j'entends déjà plusieurs de mes collègues ingénieurs et entrepreneurs se plaindre que des problèmes techniques et économiques essentiels ont été soit ignorés, soit traités à la légère. Dans l'ensemble, Gretchen Bakke nous a rendu un fier service en soulevant d'importantes questions qui doivent être comprises et abordées; le fait qu'elle s'est penchée sur ces questions du point de vue d'un anthropologue des cultures est une valeur ajoutée. ■

*THE ELECTRIC BATTERY: CHARGING FORWARD TO A LOW-CARBON FUTURE**

de Kevin B. Jones, Benjamin B. Jervey,
Matthew Roche et Sara Barnowski

*Compte rendu de William A. Mogel***

Ce mince ouvrage (212 pages), qui déborde de renseignements sur l'énergie et de discussions sur tout ce que vous désirez savoir sur les batteries, découle du Smart Grid Project de l'Institute for Energy and Environment de la Vermont Law School. Son directeur, Kevin B Jones, est l'auteur principal. Les autres auteurs sont également rattachés à l'Institute.

Selon la thèse énoncée dans *The Electric Battery*, la technologie des batteries du XXIe siècle pourrait être le fondement d'un avenir faible en carbone : « La batterie est devenue une composante technologique essentielle dans la promotion de l'intégration d'énergies renouvelables et de la décarbonisation des transports et du réseau électrique »[1].

Le chapitre 1 commence par un résumé de 10 pages sur l'histoire des batteries. On y présente différents renseignements, comme le fait qu'on doit le terme « batterie » à Benjamin Franklin, et qu'Alessandro Volta a inventé la première batterie en 1800, utilisant la « pile voltaïque », c'est-à-dire l'empilement de différents types de métaux pour accroître le courant[2]. Soit dit en passant, *The Electric Battery* nous rappelle prudemment que la consommation d'électricité de tous nos téléphones cellulaires combinés correspond à la consommation annuelle de 9 000 résidences[3].

Le chapitre suivant porte sur les nouvelles technologies de batteries, comme les batteries au lithium-ion, la « première avancée majeure dans la technologie des batteries depuis des décennies »[4]. D'autres nouvelles technologies comprennent la chimie du lithium-soufre et les batteries à oxydoréduction comme celles de type vanadium redox[5]. Après avoir examiné ces technologies, les auteurs concluent avec optimisme que : « [n]ous sommes au cœur d'une révolution dans le domaine des batteries, les technologies de stockage étant positionnées pour changer considérablement la façon dont les services publics, les développeurs et les organismes de règlementation abordent la production et la

---

*La version anglaise originale de cet article a d'abord été publiée par l'Energy Law Journal.
**Associé, Mogel & Sweet L.L.P., Washington D.C. Fondateur et rédacteur en chef émérite de l'Energy Law Journal.
1 Kevin B. Jones *et al*, *The Electric Battery: Charging Forward to a Low-Carbon Future* (2017).
2 *Ibid* aux pp 11-14.
3 *Ibid* à la p 19.
4 *Ibid* à la p 33, « Toutefois, malgré leurs résultats relativement impressionnants, les batteries au lithium-ion ont atteint un plateau quant à leur aptitude à offrir une capacité, une puissance et une longévité accrues selon des pondérations et des coûts donnés ».
5 Jones et al, *supra* note 1, aux pp 34-35.

distribution d'électricité »[6].

Le chapitre 3 est intitulé « The Battery's environmental Footprint: How Clean is the Technology? » [L'empreinte environnementale de la batterie : dans quelle mesure la technologie est-elle propre?][7]. Après un exposé trop long et inutile sur l'« évaluation du cycle de vie », on souligne ceci : « [L]a batterie électrique... génère à la fois des effets positifs et des effets négatifs sur l'environnement. Par contre, il ressort uniformément des études que la batterie électrique offre une solution plus faible en carbone pour le transport et qu'elle peut contribuer à réduire l'intensité carbone du réseau électrique »[8].

Les trente pages du chapitre 4 portent sur l'utilisation de batteries dans le transport[9]. Les auteurs affirment d'emblée ce qui suit : « [I]l n'y a aucun moyen de lutter contre les changements climatiques si l'on n'aborde pas adéquatement la pollution par le carbone et les autres émissions de gaz à effet de serre provenant du transport »[10]. On affirme avec confiance que, même avec la technologie actuelle dans le domaine des batteries, les véhicules électriques (VE) « peuvent répondre à 87 % des besoins automobiles quotidiens des Américains »[11]. Le chapitre se poursuit par un exposé sur le développement des VE (la Chine étant le plus grand fabricant de VE au monde), sur la batterie de VE (« indirectement... le principal facteur impliqué dans les décisions d'achat des consommateurs »), sur la portée des VE (« chaque kWh de capacité [batterie] permet d'effectuer une distance d'environ 3 à 4 miles), sur le recyclage des batteries et sur le transport en commun (autobus)[12]. Il est également question du leadership de la Californie relativement aux ventes de VE (54 % du marché américain en 2015) et du rôle de la Norvège en tant que chef de file mondial des ventes de VE[13]. Le chapitre 4 se conclut comme suit, sans référence à l'appui, mais avec une pointe d'optimisme :

> Il est clair que les batteries électriques joueront un rôle important dans l'électrification des transports et la transition vers une économie faible en carbone... Il faut toutefois continuer d'investir dans la R&D. Si des ressources sont investies, nous pouvons nous attendre à ce que les batteries deviennent plus légères, plus petites, plus efficaces, plus durables et plus performantes. Ce fardeau est toutefois celui du gouvernement, qui est en mesure de fournir des incitatifs pour stimuler l'adoption de cette technologie.[14]

Le chapitre 5 présente un appui enthousiaste à l'égard des fabricants de batteries – la batterie Powerwall de Tesla (3 500 $) et sa cousine plus volumineuse (25 000 $), ainsi que la Sonnen d'Allemagne[15]. Les auteurs allèguent que les batteries résidentielles et commerciales offrent plusieurs possibilités d'utilisation qui vont au-delà du transport : « [F]ournir au client une alimentation de secours lorsque le réseau électrique est en panne, ou permettre au consommateur de gérer soit la production d'énergie solaire pour sa résidence, soit l'électricité en dehors des périodes de pointe pour générer une valeur de l'arbitrage énergétique »[16].

Le reste du chapitre 5 porte sur des sujets variés tels que les ressources énergétiques distribuées, le prix en périodes de pointe/en-dehors des périodes de pointe, les taux

---

6 *Ibid* à la p 43.
7 *Ibid* à la p 45.
8 *Ibid* aux pp 58-59. Malheureusement, les termes comme « intensité du réseau électrique » ne sont pas définis.
9 Voir, de façon générale, Jones *et al*, *supra* note 1, aux pp 61-92.
10 *Ibid* à la p 62. Aux États-Unis, le « secteur des transports est responsable de 26 % des émissions de gaz à effet de serre... se classant deuxième derrière la production d'électricité ».
11 *Ibid* à la p 63. Malheureusement, le livre relègue la citation des références à une section qui se trouve à la fin de l'ouvrage. Il serait préférable que les citations figurent au bas de la page, ou du moins, suivent chaque chapitre.
12 *Ibid* aux pp 71-72, 76-78, 86-90.
13 Jones et al, *supra* note 1, aux pp 83-85.
14 *Ibid* à la p 91.
15 *Ibid* aux pp 95-97. « Les PowerPacks peuvent être regroupés et offrir une puissance de 500 kWh à plus de 10 mWh, et peuvent être utilisés pendant [des périodes de] deux heures ou quatre heures ». *Ibid* à la p 96.
16 *Ibid* à la p 95.

novateurs et les frais liés à la demande, tous des sujets avec lesquels les professionnels en énergie sont familiers.[17] Le chapitre indique en conclusion que le stockage par batterie est économiquement viable, à condition que les « difficultés... [puissent] être surmontées »[18].

Au chapitre 6, ce sont les batteries pour le stockage en réseau qui sont examinées, ainsi que l'énergie renouvelable, les microréseaux et l'utilisation de batteries d'automobile en fin de vie[19]. Malheureusement, la discussion est trop longue et ne présente aucune nouvelle perspective, sauf peut-être l'observation suivante : « le stockage en réseau commence à présenter des occasions de croissance intéressantes. Le développement continu ainsi que la diminution du coût des batteries lithium-ion continueront de soutenir cette croissance »[20].

Le chapitre suivant classe les autres formes de stockage électrique, certaines étant familières, d'autres non – stockage par pompage, stockage d'énergie dans des volants d'inertie, air comprimé, air liquide, sel fondu, glace thermique et eau, stockage de l'énergie dans le domaine ferroviaire (pour remplacer l'eau), stockage d'énergie magnétique par bobine supraconductrice, supercondensateurs et chaleur pompée[21]. Ultimement, le test pour établir quelle est la meilleure forme de stockage consiste à déterminer « à quelle vitesse l'énergie stockée peut être libérée »[22].

Le dernier chapitre va au-delà des batteries, et porte davantage sur d'autres facteurs pouvant avoir un impact positif sur notre environnement[23]. On cite l'Accord de Paris (auquel les États-Unis ne sont plus signataires) qui, selon les auteurs, « constitue l'avancée positive la plus notable en matière de politique internationale sur le climat », mettant fin aux subventions pour les combustibles fossiles (ce qui pourrait ne pas être compatible avec la politique de l'Administration à l'égard du charbon). On cite également les normes CAFÉ; la mise en œuvre du Clean Power Plan (ralenti en raison d'un examen judiciaire); et les politiques étatiques connexes à l'égard, entre autres, du développement du stockage par batterie[24].

Bien que l'on ait observé que 2015 a été une « année spectaculaire pour le marché du stockage énergétique aux États-Unis », *The Electric Battery* ne réussit pas à établir que la batterie électrique constitue un pas vers l'avant[25]. Sans contredit, l'utilisation de batteries a augmenté, surtout de pair avec l'énergie renouvelable et dans le secteur du transport. Cependant, on a omis de parler du moment où les batteries seront utilisées de pair avec la production d'énergie à partir de combustibles fossiles, et si cela se produira un jour. C'est cette combinaison qui nous offrira un avenir faible en carbone. ■

---

17 Voir, de façon générale, Jones et al, *supra* note 1, aux pp 95-120. Les entités utilisant des taux novateurs pour le solaire et le stockage sont Salt River Project, SMUD et Green Mountain Power. Idem.
18 *Ibid* à la p 119.
19 *Ibid* aux pp 121-138.
20 *Ibid* à la p 138.
21 Voir, de façon générale, *ibid* aux pp 139-158.
22 Jones et al, *supra* note 1 à la p 140.
23 Voir, de façon générale, *ibid* aux pp 159-169.
24 *Ibid* aux pp 161-164.
25 *Ibid* à la p 169 (citation omise).

LA POSITION DE WASHINGTON

*Robert S. Fleishman**

Les développements en matière de règlementation de l'énergie aux États-Unis ont une incidence sur de nombreux secteurs de l'industrie de l'énergie et touchent un vaste éventail d'enjeux. Nous faisons état des réalisations clés du gouvernement fédéral et des différents États en matière de règlementation environnementale et énergétique et en matière de litige aux États-Unis au cours de 2017 et du début de 2018, lesquelles réalisations pourraient intéresser les lecteurs de la *Publication trimestrielle sur la règlementation* (ERQ).

I. MESURES ADMINISTRATIVES DU PRÉSIDENT TRUMP VISANT À METTRE EN ŒUVRE LE PLAN D'ACTION SUR LE CLIMAT DU PRÉSIDENT OBAMA

Bloqué par l'inaction du Congrès en matière de changement climatique, le président Obama a lancé le Plan d'action sur le climat (le Plan) en juin 2013[1]. Il s'agit d'une série de mesures administratives – plutôt que législatives – visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'ensemble des États-Unis. Au cours du second mandat du Président, son administration a mis en œuvre le Plan dans l'ensemble des agences fédérales des É.-U., principalement dans le biais de règles administratives, d'orientations stratégiques et de changements au niveau des dépenses, des prêts et des locations du gouvernement. Parmi les centaines de mesures de ce Plan, celle de l'administration Obama visant à limiter les émissions de GES des centrales électriques grâce à la règlementation visée par la *Clean Air Act*[2], également connue sous le nom de la Clean Power Plant (CPP)[3] de l'Agence de protection de l'environnement (EPA) des É.-U., était probablement la plus importante en termes de coût et de complexité.

En 2017, le président Trump a commencé à prendre des mesures systématiques pour mettre en œuvre le Plan d'Obama. Le nouveau Président était en mesure de le faire, car le Plan était composé de mesures administratives. Toutefois, seulement quelques changements étaient possibles dans un court laps de temps, et l'administration Trump a poursuivi le chemin, long et incertain, pour le mettre en œuvre. Comme le Plan lui-même, les mesures de l'administration Trump sont également nombreuses et progressent de manière formelle et informelle dans la règlementation administrative, les orientations stratégiques et les changements au niveau des dépenses, des prêts et des locations du gouvernement.

Un sous-ensemble de ces mesures a retenu l'attention du Président et de la presse en grande partie en raison de leurs répercussions possibles sur l'économie et l'influence des circonscriptions associées. Ce sous-ensemble comprend notamment : des normes de consommation de carburant pour les véhicules;

---

*Conseiller principal chez Morrison & Foerster LLP à Washington, D.C., où il représente divers clients pour des questions de règlementation, d'application de la loi, de conformité, de transaction, de commerce, de droit et de politique publique en matière d'énergie. Il agissait comme ancien avocat général et vice-président des politiques législatives et de règlementation à la Constellation Energy et collabore à titre de rédacteur en chef pour l'Energy Law Journal (publié par l'Energy Bar Association). L'auteur aimerait remercier les membres suivants du cabinet d'avocats Morrison & Foerster pour leur contribution à l'élaboration du présent rapport : Zori Ferkin, Julian Hammar, Todd Edmister, Ben Fox, Megan Jennings, Tim Kline, Justin Fisch, Rylee Kercher, Ali Zaidi et Dustin Elliott. Les opinions exprimées dans le présent rapport sont les siennes et ne reflètent pas nécessairement celles de Morrison & Foerster ni de ses clients.

1 Executive Office of the US President, *The President's Climate Action Plan* (juin 2013), en ligne : <https://obamawhitehouse.archives.gov/sites/default/files/image/president27sclimateactionplan.pdf> [en anglais seulement].

2 *Clean Air Act,* 42 USC §7401 et seq (1970).

3 Robert Fleishman et al, « Client Alert : Obama Administration Adopts Landmark Clean Power Act », *Morrison & Foerster LLP* (5 août 2015), en ligne : <https://media2.mofo.comdocuments/150805cleanpowerplan.pdf> [en anglais seulement].

des normes d'émissions pour les centrales électriques (c.-à-d., le CPP dont il est fait mention précédemment); et deux outils utilisés pour harmoniser les décisions à l'échelle du gouvernement – les directives sur le climat dans la *National Environmental Policy Act (NEPA)*[4] et les directives liées au « coût social du carbone » (SCC).

Premièrement, le 15 mars 2017, l'EPA a annoncé que l'agence et le département du Transport (DOT) des É.-U. examineraient conjointement une décision de l'EPA, durant l'ère Obama, de ne pas modifier les normes sur les émissions de GES pour les voitures et les camions de service léger fabriqués dans les années modèles 2022-2025. Bien que cette décision n'ait pas modifié la règlementation de 2012, qui oblige les constructeurs à atteindre les normes de réduction des émissions de GES pour les années modèles 2022-2025, elle a permis de lancer un processus de révision de ces exigences. Suite à l'annonce initiale de réexaminer ces exigences, le DOT et l'EPA ont pris des mesures procédurales importantes pour le faire. Le DOT a publié en juillet 2017 un avis d'intention de rouvrir l'examen des répercussions environnementales associées aux nouvelles normes[5]. En outre, entre août et octobre 2017, l'EPA a tenu une période de commentaires publics ouverte dans le cadre de ce réexamen[6]. Ces mesures ont mis la table pour aider les agences à prendre leur décision au milieu de 2018. Toute décision sera probablement contestée une fois finalisée.

Deuxièmement, dans le cadre de l'« Executive Order on Promoting Energy Independence and Economic Growth » (décret-loi sur la promotion de l'indépendance énergétique et de la croissance économique) sans précédent du 28 mars 2017, qui visait un large éventail de règlementations et de programmes fédéraux en matière de climat et d'énergie[7], l'administration Trump a lancé un processus pour faire revenir en arrière le CPP. Le jour même de la signature de ce décret-loi, le département de la Justice (DOJ) des É.-U., au nom de l'EPA, a présenté une motion pour demander au tribunal du Circuit du District of Columbia de garder « en suspens » la procédure pendante du CPP de l'administration précédente pendant que l'EPA fait l'examen du CPP. Cette suspension de procédure devant les tribunaux a ouvert une fenêtre pour mettre en place une stratégie d'abrogation et de remplacement maintenant mise de l'avant par l'EPA. Plus particulièrement, l'EPA a proposé d'abroger le CPP de l'ère Obama en octobre 2017[8] et, à la fin décembre 2017, a annoncé qu'elle débuterait un long processus d'élaboration d'une règle de remplacement avec un « préavis de règlementation »[9]. Ensemble, ces étapes ont beaucoup plus eu pour effet de bloquer le CPP que d'abroger et de remplacer les normes, étant donné la complexité du sujet et le processus susceptible de prendre des années.

Troisièmement, le décret-loi du 28 mars 2017 a également permis de prendre deux autres mesures importantes affectant en cascade de nombreux aspects de la prise de décision du gouvernement : l'abrogation de l'orientation sur le climat de la *NEPA* et l'orientation sur le SCC. Contrairement au processus de règlementation officiel associé aux normes de consommation de carburant et au CPP, les documents directeurs de la *NEPA* et du SCC ont été mis en œuvre plus officieusement par l'administration Obama. Par conséquent, leur abrogation était plus facile à réaliser par l'administration Trump. Cet engagement est important puisque le gouvernement américain n'a dorénavant plus de méthode harmonisée standard pour tenir compte du changement climatique dans ses examens environnementaux en vertu de la *NEPA*, ni de manière uniforme de calculer le SCC pour l'utiliser dans la règlementation, dans l'approvisionnement et dans d'autres analyses économiques. Toutefois,

---

4 *National Environmental Policy Act*, 42 USC §4321 et seq (1970).

5 Avis d'intention, 82 Fed Reg 34,740 (26 juillet 2017), en ligne : <https://www.federalregister.gov/documents/2017/07/26/2017-15701/notice-of-intent-to-prepare-an-environmental-impact-statement-for-model-year-2022-2025-corporate> [en anglais seulement].

6 Demande de commentaires, 82 Fed Reg 39,551 (21 août 2017), en ligne : <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-08-21/pdf/2017-17419.pdf> [en anglais seulement].

7 Décret-loi nº 13783, 82 Fed Reg 16,093 (28 mars 2017), en ligne : < https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-03-31/pdf/2017-06576.pdf> [en anglais seulement].

8 US Environmental Protection Agency, communiqué de presse, « EPA Takes Another Step to Advance President Trump's America First Strategy, Proposes Repeal of 'Clean Power Plan » (10 octobre 2017), en ligne :<https://www.epa.gov/newsreleases/epa-takes-another-step-advance-president-trumps-america-first-strategy-proposes-repeal> [en anglais seulement].

9 Projet de règle, 82 Fed Reg 61,507 (28 décembre 2017), en ligne : <https://www.federalregister.gov/documents/2017/12/28/2017-27793/state-guidelines-for-greenhouse-gas-emissions-from-existing-electric-utility-generating-units> [en anglais seulement].

même cette réussite de l'administration Trump peut avoir des répercussions limitées, car les tribunaux ont déjà commencé à formuler leur opinion – avec différentes incidences – sur les problèmes de l'administration[10].

II. CHANGEMENT CLIMATIQUE

A. Litiges

En vue d'obtenir une compensation pour les coûts associés à l'atténuation des impacts du changement climatique, la Ville de New York et différents gouvernements locaux de Californie ont engagé des poursuites civiles contre les grandes pétrolières. Il est allégué dans la poursuite que les pétrolières sont responsables d'importants pourcentages du total des émissions de GES au cours du siècle dernier et d'avoir mis en danger le public, malgré le fait qu'elles connaissaient depuis des décennies les répercussions catastrophiques sur les changements climatiques[11]. Bien que la Cour suprême des É.-U. ait rejeté une poursuite similaire en vertu de la loi fédérale en 2011[12], les poursuites actuelles des gouvernements locaux demande réparation en se fondant sur des théories juridiques étatiques, y compris la nuisance publique, la négligence et la négligence en omettant d'avertir. L'industrie pétrolière a décrié les poursuites, alléguant qu'elles servaient de distraction, et entend se défendre vigoureusement contre ces poursuites devant les tribunaux[13]. Il reste à voir si la ronde actuelle de contestation fera son chemin jusque dans les tribunaux des États de New York et de la Californie.

Les cinq pétrolières défenderesses nommées dans la poursuite de la Ville de New York n'ont pas encore répondu à la plainte de la Ville[14]. Dans trois des poursuites des villes et des comtés en Californie, les parties contestent actuellement la question de savoir si les réclamations doivent être entendues par un tribunal d'État ou fédéral[15].

B. Émissions de méthane

Le département de l'Intérieur (DOI) américain sous l'administration Trump a pris des mesures pour faire marche arrière au niveau des règlementations visant à réduire les émissions de GES de la production côtière de gaz et de pétrole. En novembre 2016, le Bureau of Land Management (BLM), sous Obama, a mis la touche finale à une règlementation étant connue comme la « Methane and Waste Prevention Rule » (règlementation sur la prévention des déchets et du méthane), qui limite la mise à l'air, le torchage et les fuites de l'exploitation gazière et pétrolière. En décembre 2017, le BLM a émis une règle retardant les dates de conformité avec la règlementation sur la prévention des déchets et du méthane jusqu'en 2019 pour donner le temps à l'agence de réexaminer les coûts et les avantages de la conformité des exploitants de gaz et de pétrole avec cette règlementation[16].

---

10 Par exemple, Miles H Imwalle, Robert S Fleishman & Ali A Zaidi, « NEPA, Energy, and Infrastructure – The Times They Are a Changin? », *Morrison & Foerster LLP* (18 septembre 2017), en ligne : <https://www.mofo.com/resources/publications/170918-nepa-energy-infrastructure.html> [en anglais seulement].

11 Denis Cuff, « Another East Bay city sues oil companies over climate change », *East Bay Times* (22 janvier 2018), en ligne : <https://www.eastbaytimes.com/2018/01/22/another-east-bay-city-sues-oil-companies-over-climate-change/> [en anglais seulement]; Chris Mooney & Dino Grandoni, « New York City sues Shell, ExxonMobil and other oil companies over climate change », (10 janvier 2018), en ligne : <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2018/01/10/new-york-city-sues-shell-exxonmobil-and-other-oil-majors-over-climate-change/?utm_term=.33f3dc4dde28> [en anglais seulement].

12 Chris Mooney & Dino Grandoni, « New York City sues Shell, ExxonMobil and other oil companies over climate change », *Washington Post* (10 janvier 2018), en ligne : <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2018/01/10/new-york-city-sues-shell-exxonmobil-and-other-oil-majors-over-climate-change/?utm_term=.33f3dc4dde28> [en anglais seulement]; *Am Elec Power Co v Conn*, 564 US 410 (2011).

13 Voir, p. ex. Matt Egan, « Exxon claims California climate change hypocrisy », *CNN Money* (9 janvier 2018), en ligne : <http://money.cnn.com/2018/01/09/investing/exxon-climate-change-california-san-francisco-oakland/index.html> [en anglais seulement].

14 *City of NY v BP PLC et al*, No 1:18-cv-00182 (SDNY 2018).

15 Contestation, *County of San Mateo v Chevron Corp*, No 17CIV03222, ECF No 1 (Cal Super Ct, 17 juillet 2017), en ligne : <https://www.sheredling.com/wp-content/uploads/2017/07/SMC-Endorsed1_2017-07-17-SMCO-Complaint-5bFINAL-ENDORSED5d.pdf> [en anglais seulement]; Complaint, *County of Santa Cruz v Chevron Corp*, No 17CV03242, ECF No 1 (Cal Super Ct, 20 décembre 2017), en ligne : <https://www.sheredling.com/wp-content/uploads/2017/12/SC-Co-Intro.pdf> [en anglais seulement]; Pl's Reply in Supp of Mot to Remand to State Ct, *People of the State of Cal v BP PLC*, No 3:17-cv-06011-WHA, ECF No 108 (ND Cal, 15 janvier 2018).

16 US Department of the Interior, Bureau of Land Management, « BLM Suspends or Delays Parts of Waste Prevention Rule » (7 décembre 2017), en ligne : <https://www.blm.gov/node/14305> [en anglais seulement]; Final Rule, 82 Fed Reg 58,050 (8 décembre 2017), en ligne : <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-12-08/pdf/2017-26389.pdf> [en anglais seulement].

Une coalition de gouvernements étatiques, de tribus et de groupes environnementaux a intenté une poursuite pour bloquer la suspension de la règle sur la prévention des déchets et du méthane par le BLM[17]. Tout comme l'abrogation proposée du CPP, une contestation en cours contre le retour des règlementations, comme celle sur les GES, risque de se poursuivre, car l'administration Trump a mis en œuvre sa politique visant à réduire le fardeau règlementaire sur la production énergétique.

C. Retrait de l'accord de Paris

En juin 2017, le président Trump a annoncé son intention de retirer les États-Unis de l'accord de Paris, un accord mondial entre les nations pour limiter les émissions de GES et atténuer les effets du changement climatique. Toutefois, le processus de retrait officiel ne permet pas à une nation de se retirer de l'accord avant novembre 2020[18]. Embrouillant encore davantage la compréhension de la position actuelle des États-Unis sur l'accord, l'administration Trump a envoyé des délégués et des négociateurs au Sommet sur l'accord de Paris de 2017 à Bonn, en Allemagne.

Dans son opposition à la décision annoncée du président Trump de quitter l'accord, les gouvernements étatiques et locaux au sein des États-Unis se sont engagés à maintenir de façon indépendante les obligations du pays en l'absence de la participation fédérale[19]. Même si les déclarations du président Trump concernant le retrait pouvaient ébranler l'engagement mondial envers l'accord de Paris, il est trop tôt pour discerner les répercussions sur la réussite de l'accord.

III. ÉCHANGE SUR LES MARCHÉS DU CARBONE

Bien que la politique climatique fédérale ait encaissé un coup en 2017, les marchés du carbone continuent de s'enraciner aux États-Unis avec les États qui mènent la charge. Ce mouvement a été confirmé par trois événements clés.

Premièrement, en juillet 2017, la Californie a adopté une loi pour prolonger de 10 ans son programme de plafonnement et d'échange jusqu'en 2030[20]. La loi comprenait une large gamme de nouvelles politiques. La plus importante consiste toutefois à réduire les émissions au fil des ans. En vertu de la nouvelle loi, la Californie s'engage à réduire les quotas d'émission de carbone de plus de 40 % d'ici 2030, le but étant de décarboniser son économie et d'augmenter la valeur des investissements pour la réduction des émissions. Deuxièmement, la Californie, l'Ontario et le Québec ont annoncé en septembre 2017 un accord liant leurs programmes respectifs de plafonnement et d'échange[21]. L'ajout de l'Ontario à cet accord met en place une sorte de collaboration entre les frontières qui limitait précédemment l'effet complet des mécanismes de plafonnement et d'échange. Troisièmement, les neuf États participant à la Regional Greenhouse Gas Initiative (initiative régionale sur les gaz à effet de serre), un programme de plafonnement et d'échange centralisé pour les États du Nord-Est et du centre du littoral de l'Atlantique, ont annoncé en décembre 2017 une règlementation modèle qui, une fois mise en œuvre, leur permettrait d'atteindre la nouvelle cible convenue du plafond de réduction régionale de 30 % de plus entre 2020 et 2030[22].

---

17 Environmental Defense Fund, EDF, « Conservation and Tribal Groups Urge Court to Block Unlawful Delay of BLM's Waste Prevention Rule » (25 janvier 2018), en ligne : <https://www.edf.org/media/edf-conservation-and-tribal-groups-urge-court-block-unlawful-delay-blms-waste-prevention-rule> [en anglais seulement].

18 United Nations Framework Convention on Climate Change, « On the Possibility to Withdraw from the Paris Agreement: A Short Overview » (14 juin 2017), en ligne :<http://newsroom.unfccc.int/paris-agreement/on-the-possibility-to-withdraw-from-the-paris-agreement-a-short-overview/> [en anglais seulement].

19 Hiroko Tabuchi & Henry Fountain, « Bucking Trump, These Cities, States and Companies Commit to Paris Accord », *New York Times* (1er juin 2017), en ligne : <https://www.nytimes.com/2017/06/01/climate/american-cities-climate-standards.html> [en anglais seulement].

20 Bureau du gouverneur de la Californie, Edmund G Brown Jr, « Governor Brown Signs Landmark Climate Bill to Extend California's Cap-and-Trade Program » (25 juillet 2017), en ligne : <://www.gov.ca.gov/2017/07/25/news19891/> [en anglais seulement].

21 Bureau du gouverneur de la Californie, Edmund G Brown Jr, « California, Quebec and Ontario Sign Agreement to Link Carbon Markets » (22 spetembre 2017), en ligne : <https://www.gov.ca.gov/2017/09/22/news19963/> [en anglais seulement].

22 Regional Greenhouse Gas Initiative Inc, communiqué de presse, « RGGI States Release Updated Model Rule, Concluding Regional Program Review Process » (19 décembre 2017), en ligne : <https://www.rggi.org/sites/default/files/Uploads/Program-Review/12-19-2017/Announcement_Completed_Model_Rule.pdf> [en anglais seulement].

IV. ÉLARGISSMENT DU FORAGE EN MER (PÉTROLE ET GAZ)

Le 4 janvier 2018, le DOI a publié son projet de programme pour la concession en mer dans les eaux américaines. L'annonce du secrétaire de l'Intérieur Ryan Zinke fait suite au décret-loi d'avril 2017 du président Trump : « Implementing an America-First Offshore Energy Strategy »[23]. Ce décret-loi ordonne au DOI de passer en revue le programme de concession en mer pour la production et l'exploration gazière et pétrolière sur la zone externe du plateau continental (OCS), tout en réexaminant certaines règlementations touchant le potentiel énergétique en mer. Le projet de programme constitue la deuxième des cinq étapes règlementaires visées par l'*OCS Lands Act* [24]et la *NEPA* avant l'approbation du programme.

Le projet de programme étend de manière considérable la concession en mer dans les eaux américaines, permettant l'adjudication de concessions dans 25 des 26 zones planifiées, ce qui représente un total de près de 90 % des eaux du large des É.-U. À l'inverse, le programme national final pour l'OCS de l'administration Obama pour 2017-2022 permettait l'adjudication de concession dans seulement 6 % des eaux du large.

Le projet de programme s'est attiré de vives critiques à la suite de cette annonce. Parmi les 32 gouverneurs des États côtiers et les agences d'État potentiellement touchés que le DOI a sondés relativement au projet de programme, seulement sept ont offert leur soutien complet au plan, tandis que 23 s'y sont opposés[25].

Le secrétaire Zinke a retiré de l'examen les eaux entourant l'État de la Floride pour les concessions en mer dans le plan de son ministère de 2019-2024 à la suite d'une réunion avec le gouverneur de la Floride, Rick Scott. Le représentant de la Californie au Congrès, Ted Lieu, et le procureur général du Delaware, Matthew Denn, entre autres, ont suggéré que le retrait unilatéral de la Floride du plan par le secrétaire était arbitraire, capricieux et illégal en vertu de la loi fédérale[26]. Les mesures publiques du secrétaire pour retirer l'État « unique » de la Floride du projet de programme alimentera les contestations juridiques à l'endroit du projet de programme par les États.

L'ouverture proposée de vastes zones de planification du DOI pour les concessions en mer arrive au moment où les contrôles règlementaires sur l'extraction en mer ont diminué sous le gouvernement contrôlé par les républicains. Depuis 2018, la taxe de neuf cents par baril chargée aux sociétés qui servait à soutenir l'Oil Spill Liability Trust Fund (fonds pour la responsabilité en cas de déversement de pétrole) a été éliminée[27]. À la fin de 2017, le Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) du DOI a annoncé qu'il amorçait une refonte importante de la règlementation en matière de sécurité suite à la catastrophe de la plateforme Deep Horizon[28]. Finalement, l'ouverture au forage pétrolier de l'Arctic National Wildlife Refuge (ANWR) était comprise dans la refonte fiscale de décembre 2017 de l'administration Trump. Dans le plan fiscal qui a levé l'interdiction du forage pétrolier dans l'ANWR, le Congrès a ordonné au DOI de mener deux adjudications de concession différentes à l'intérieur de la réserve faunique, une au cours des quatre prochaines années et une deuxième au plus tard d'ici sept ans[29].

---

23 Décret-loi nº 13795, 82 Fed Reg 20,815 (28 avril 2017), en ligne :< https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-05-03/pdf/2017-09087.pdf> [en anglais seulement].

24 *Outer Continental Shelf Act*, 43 US §1344 et seq (1953).

25 Megan Geuss, « Trump proposed a massive expansion of offshore drilling–what can states do? » *Ars Technica* (6 janvier 2018), en ligne : < https://arstechnica.com/tech-policy/2018/01/trump-proposed-a-massive-expansion-of-offshore-drilling-what-can-states-do/> [en anglais seulement].

26 Ted Lieu (@tedlieu), Twitter (9 janvier 2018, 17 h 13), en ligne : <https://twitter.com/tedlieu/status/950898298172395520?lang=en> [en anglais seulement]; Lettre du procureur général du Delaware Matthew P Denn au secrétaire du DOI Ryan Zinke (11 janvier 2018), en ligne : <https://www.regulations.gov/document?D=BOEM-2017-0074-0640&utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=&stream=top-stories> [en anglais seulement].

27 Umair Irfan, « Florida got an exemption to the offshore drilling plan. Now 12 other states want one too » *Vox Media* (12 janvier 2018), en ligne : <https://www.vox.com/energy-and-environment/2018/1/10/16870450/ocs-offshore-drilling-oil-gas-lease-zinke-florida> [en anglais seulement].

28 David Blackmon, « Trump Is Taking The Regulatory Shackles Off Oil Drillers. Can The Industry Avoid Messing It Up? » *Forbes* (4 janvier 2018), en ligne : <https://www.forbes.com/sites/davidblackmon/2018/01/04/can-the-oil-industry-avoid-messing-up-the-trump-policy-boom/#731a68cb5590> [en anglais seulement].

29 Michael Collins, « Despite congressional approval, oil and gas drilling in Alaska's ANWR is still years away » *USA Today* (11 janvier 2018), en ligne : < https://www.usatoday.com/story/news/politics/2018/01/11/despite-congressional-approval-oil-and-gas-drilling-alaskas-anwr-still-years-away/1022524001/> [en anglais seulement].

En ce qui concerne les relations canadiennes-américaines, le projet de programme présente une coupure claire comparativement à la coopération démontrée en imposant un moratoire sur le forage pétrolier en Arctique en décembre 2016 mis en place simultanément par le président Obama et le premier ministre Trudeau. Le projet de programme a le potentiel d'inclure des zones planifiées dans les adjudications de concession en mer des régions de l'Arctique, du Pacifique et de l'Atlantique le long des frontières canadiennes, exacerbant les tensions entre les gouvernements nationaux des deux côtés.

La mise en œuvre du programme de concession en mer de l'ère Obama 2017-2022 se poursuivra jusqu'à ce que le nouveau programme d'OCC national soit approuvé, et pour 2019-2024, le projet de programme n'est qu'à trois périodes de commentaires de l'approbation finale. Par conséquent, il faut s'attendre à continuer de voir différents intervenants, y compris des gouvernements, des agences, des groupes d'intérêt public, l'industrie et le public, se joindre au processus.

V. TENTATIVES FÉDÉRALES ET ÉTATIQUES DE SUBVENTIONNER LES RESSOURCES DE CHARBON ET NUCLÉAIRES

Aux deux paliers de gouvernement, fédéral et étatique, les décideurs s'emploient à obtenir de nouvelles subventions pour le nucléaire et le charbon en vue d'améliorer les économies de ces sources de production d'électricité, particulièrement dans les marchés d'électricité organisés. Notamment au niveau de l'État, New York et l'Illinois ont ciblé les centrales nucléaires, se concentrant sur les subventions destinées à une source d'énergie plus propre.

En 2017, l'État de New York a commencé à mettre en œuvre une nouvelle norme sur l'énergie propre, le Clean Energy Standard (CES)[30], ce qui a permis de créer de nouveaux crédits pour l'élimination totale des émissions (zero emission credits [ZEC]) qui compensent les « attributs d'émission nulle de la production d'un mégawatt-heure d'électricité par » une centrale admissible. En partie, le programme ZEC visait à « encourager la préservation des valeurs ou des attributs environnementaux des centrales électriques nucléaires avec des émissions nulles à l'avantage du système électrique, de ses clients et de l'environnement ». Les producteurs concurrents n'ont pas réussi à contester le programme de New York devant le tribunal de district fédéral qui, dans sa décision du 25 juillet 2017, a conclu que le programme de New York était constitutionnel. Cette décision fait maintenant l'objet d'un appel devant le tribunal du Deuxième circuit[31].

L'Illinois a créé simultanément un programme similaire au ZEC[32]. Le 7 décembre 2016, l'Illinois a également adopté la *Future Energy Jobs Act*, une loi qui comprend un programme ZEC pour subventionner la production nucléaire de la charge de base pendant 10 ans, ce qui a mené les producteurs concurrents à contester cette loi devant la Commission fédérale de l'Énergie (FERC) et devant le tribunal fédéral. Le 14 juillet 2017, un tribunal de district fédéral a maintenu la légalité du programme de l'Illinois. Cette décision fait maintenant l'objet d'un appel devant le tribunal du Septième circuit[33].

Au niveau fédéral, le DOE s'est appuyé sur le pouvoir rarement utilisé prévu à l'article 403 de la *DOE Act*[34] pour proposer une règle sur la « tarification de la résilience du réseau » de sorte que la FERC puisse statuer[35]. La règle proposée visait à créer une compensation en dehors du marché pour certaines centrales de production nucléaires et au charbon en supposant que ces sources de production d'électricité étaient « fuel secure » (combustible sécuritaire), ce qui veut dire qu'elles avaient un accès direct

30 Décret pour l'adoption de la Clean Energy Standard, *Proceeding on Motion of the Commission to Implement a Large-Scale Renewable Program and a Clean Energy Standard*, NYPSC Case No 15-E-0302 (1er août 2016), en ligne : <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7b44C5D5B8-14C3-4F32-8399-F5487D6D8FE8%7d> [en anglais seulement].

31 Opinion et ordonnance, *Coalition for Competitive Electricity, et al v Zibelman*, No 1: 16-cv-08164, ECF No 159 (SDNY, 25 juillet 2017).

32 Public Act 99-0906 (le « Future Energy Jobs Bill »), SB 2814, 99th Gen Assem, Ill (7 décembre 2016), en ligne : <http://www.ilga.gov/legislation/publicacts/99/PDF/099-0906.pdf> [en anglais seulement].

33 Opinion et ordonnance, *Village of Old Mill Creek, et al v Star*, No 1:17-cv-01164, ECF No 107 (ND Ill, 14 juillet 2017).

34 *Department of Energy Organization Act*, 42 USC §7101 et seq (1977).

35 Grid Resiliency Pricing Rule, 18 CFR pt 35, en ligne : <https://energy.gov/sites/prod/files/2017/09/f37/Notice%20of%20Proposed%20Rulemaking%20.pdf> [en anglais seulement].

à du carburant sur site. En encadrant la résilience de cette façon, la règle proposée dressait une démarcation avec le gaz naturel expédié ainsi qu'avec des sources renouvelables, comme l'énergie solaire et éolienne. Après un processus d'examen et une très brève période de commentaire, la FERC a ultimement choisi de rejeter la proposition du DOE[36]. Toutefois, le problème de la résilience du réseau continue d'attirer l'attention de la Commission, car cette dernière a entamé une procédure pour examiner cette question.

VI. DÉFIS ENVIRONNEMENTAUX DES ÉTATS RELATIVEMENT À L'AUTORISATION DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES DE PIPELINE DE GAZ NATUREL

A. *Millennium Pipeline*

La Cour d'appel des É.-U. du Circuit du District of Columbia a refusé le 23 juin 2017 la demande de Millennium Pipeline Co. (Millennium), en vertu de l'alinéa 19*d*)(2) de la *Natural Gas Act*, d'examiner une « omission alléguée d'agir en fonction d'une... agence administrative d'État agissant au titre de la loi fédérale pour émettre, établir des conditions ou refuser un permis nécessaire en vertu de la loi fédérale »[37]. Aux termes de l'alinéa 19*d*)(3), si le tribunal conclut que l'agence d'État a illégalement retardé une décision, le tribunal doit renvoyer la procédure devant l'agence et « établir un calendrier et une échéance raisonnables permettant à l'agence d'agir sur le renvoi »[38]. La société Millennium a plaidé dans sa demande que le département de la Conservation environnemental de New York (NYSDEC) avait omis d'agir à l'intérieur de la période de un an prévue par l'article 401 de la *Clean Water Act*[39] des É.-U. pour émettre un certificat de qualité de l'eau, et a demandé au tribunal de contraindre la NYSDEC de donner suite à sa demande ou de prendre des mesures en respectant un calendrier précis. Le tribunal a maintenu que la demande de Millennium n'était pas recevable. Il a conclu que, même si la NYSDEC avait illégalement reporté sa décision à l'égard de la demande de Millennium, son inaction aurait constitué une renonciation de l'exigence de certification et Millennium aurait été en mesure de donner suite à sa demande devant la FERC : « Si nous parvenions à la conclusion que le ministère a dépassé l'échéance de la *Clean Water Act*, nous arriverions nécessairement à la conclusion que les exigences de cette loi ont été abandonnées. À ce point, la décision du ministère d'accorder ou de refuser la demande n'aurait aucune signification juridique »[40]. Étant donné que l'inaction de la NYSDEC ne causerait pas de « dommage fondé » à Millenium, le tribunal a maintenu que la demande de Millenium n'était pas recevable[41]. Le tribunal a déclaré que Millennium pouvait demander à la FERC d'examiner si la NYSDEC avait renoncé à l'exigence de certification.

Le 21 juin 2017, Millennium a présenté une demande devant la FERC pour approuver la délivrance d'un avis d'entreprendre la construction et d'examiner si la NYSDEC avait renoncé à l'exigence de certification de l'article 401[42]. Bien que la demande était en suspens, le 30 août 2017, la NYSDEC « est réputée avoir refusé » la certification de la qualité de l'eau et ses demandes de perturbation de courant d'eau et de travaux sur des terres humides selon la loi de l'État, jusqu'à ce que la FERC rouvre son processus d'examen environnemental en vertu de la *NEPA* pour traiter adéquatement les effets des GES en aval des centrales électriques qui seront desservies par le pipeline de Millennium. Le 15 septembre 2017, la FERC a émis une ordonnance déclaratoire concluant que la NYSDEC avait renoncé à la certification, car elle n'avait pas agi à l'intérieur de un an suivant la réception de la « demande » de Millennium, ce que la FERC a interprété comme étant

36 US Dep't of Energy, Fed Energy Regulatory Comm'n, communiqué de presse, *FERC Initiates New Proceeding on Grid Resilience, Terminates DOE NOPR Proceeding* (8 janvier 2018), en ligne : <https://ferc.gov/media/news-releases/2018/2018-1/01-08-18.pdf> [en anglais seulement]; Order Terminating Rulemaking Proceeding, Initiating New Proceeding, and Establishing Additional Procedures, Docket Nos AD18-7-000 and RM18-1-000, 162 FERC ¶ 61,012 (8 janvier 2018), en ligne : < https://ferc.gov/CalendarFiles/20180108161614-RM18-1-000.pdf> [en anglais seulement].

37 15 USC § 717r(d)(2); *Millennium Pipeline Co v Seggos*, 860 F.3d 696, 699 (DC Cir 2017).

38 *Ibid* § 717r(d)(3).

39 *Clean Water Act*, 33 USC § 1251 et seq (1972).

40 *Millennium Pipeline Co*, 860 F.3d à 700-01.

41 *Millennium Pipeline Co*, 860 F.3d à 699-700.

42 Meghan Mandel et Daniel Archuleta, *FERC Rules that NY DEC Waived Authority on Water Quality Permit for Pipeline Project*, Troutman Sanders LLP (20 septembre 2017), en ligne : <https://www.troutmansandersenergyreport.com/2017/09/ferc-rules-ny-dec-waived-authority-water-quality-permit-pipeline-project/> [en anglais seulement].

la date à laquelle Millennium avait présenté sa demande, nonobstant la position de la NYSDEC à l'effet que la réception de la demande s'entendait de la réception d'une demande « complète », ce qui n'a pas été le cas lorsque Millennium l'a présentée, car l'agence a envoyé plusieurs avis que la demande était incomplète[43]. Le 13 octobre 2017, la NYSDEC a présenté une demande pour réentendre la cause ainsi qu'une demande de suspension de l'instance de l'ordonnance déclaratoire, que la FERC a refusée dans une décision rendue le 17 novembre 2017. À la même date, la NYSDEC a déposé devant la Cour d'appel des États-Unis une requête en révision concernant la conclusion du tribunal du Deuxième circuit relativement à l'ordonnance déclaratoire de la FERC voulant que la NYSDEC ait renoncé à l'exigence de certification.

Le 27 octobre 2017, Millennium a déposé une requête devant le tribunal de district fédéral du Northern District of New York plaidant que la *Natural Gas Act* empêchait par préemption la NYSDEC d'appliquer toute exigence relative aux permis d'État qui retarderait ou perturberait la construction et l'exploitation du projet[44]. Le 13 décembre 2017, le tribunal a conclu que la règlementation en matière de permis pour la perturbation des cours d'eau de New York et celle pour les terres humides était interdite par préemption en vertu de la *Natural Gas Act*. Le tribunal a maintenu que « les États peuvent refuser [une] certification aux termes de l'article 401 en fonction des normes environnementales d'État qui ont été approuvées par l'EPA..., mais la préemption empêche les États d'appliquer indépendamment ces normes par le refus de délivrer des permis d'État »[45]. Un tribunal de district fédéral au Massachusetts est arrivé à une décision similaire en 2017. Cette décision mettait en cause la conclusion d'un gouvernement local que le promoteur d'une station de compresseur de pipeline proposée devait obtenir un permis environnemental. Dans l'affaire *Algonquin Gas Transmission, LLC v. Weymouth Conservation Commission*, le tribunal a rendu un jugement sommaire en faveur du pipeline, maintenant qu'était supplantée une ordonnance de protection des terres humides d'une ville que le pipeline devait obtenir pour avoir son permis comme condition à la construction d'une station de compresseur ayant été approuvée par la FERC[46].

B. *Constitution Pipeline*

Le 18 août 2017, le tribunal du Deuxième circuit a maintenu la décision d'avril 2016 de la NYSDEC qui refusait une certification de la qualité de l'eau visée par l'article 401 pour le pipeline de 195 km en Pennsylvanie et à New York proposé par Constitution Pipeline Co.[47] Constitution plaidait que l'État avait renoncé à la certification ou, autrement, que son refus était une tentative illégale d'imposer un itinéraire préféré pour le pipeline. Le tribunal a maintenu la décision de la NYSDEC de refuser la certification, et il a débouté les contestations pour l'omission d'agir de Constitution sur les bases que l'alinéa 19*d)*(2) de la *Natural Gas Act* investissait d'une compétence originale et exclusive d'entendre ces contestations devant le tribunal du Circuit de D.C. Le 19 octobre 2017, le tribunal a refusé la requête de Constitution pour réentendre l'audition en banc.

Le 11 octobre 2017, Constitution a présenté une requête devant la FERC pour obtenir une ordonnance déclaratoire concluant que la NYSDEC avait omis d'agir à l'intérieur d'un délai raisonnable à l'égard de sa demande[48]. La FERC a refusé la requête de Constitution le 11 janvier 2018[49]. La FERC a affirmé qu'un an est « un délai raisonnable » pour que l'agence de l'État agisse par rapport à la demande de certification de qualité de l'eau en vertu de l'article 401. Par contre, dans ce cas-ci, la FERC a insisté sur le fait que Constitution avait

43 Ordonnance déclaratoire, dans *Millennium Pipeline Co*, No CP16-17-000 (FERC, 15 septembre 2017).
44 Contestation, *Millennium Pipeline Co v Seggos*, No 1:17-cv-01197, ECF No 1 (NDNY, 27 octobre 2017).
45 Mémoire de décision et ordonnance, *Millennium Pipeline Co v Seggos*, No 1:17-cv-01197, ECF No 29 (NDNY, 13 décembre 2017).
46 *Algonquin Gas Transmission, LLC v Weymouth Conservation Comm'n*, No 17-10788, 2017 WL 6757544 (D Mass, 29 décembre 2017).
47 Ordonnance, *Constitution Pipeline Co v NYSDEC*, No 16-1568, ECF No 240-1 (2d Cir, 18 août 2017).
48 Requête d'ordonnance déclaratoire, dans *Constitution Pipeline Co*, No CP18-5-000 (FERC, 11 octobre 2017); avis de pétition pour l'ordonnance déclaratoire, 82 Fed Reg 49,364 (25 octobre 2017), en ligne : <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-10-25/pdf/2017-23109.pdf> [en anglais seulement].
49 Ordonnance sur la requête d'ordonnance déclaratoire, dossier nº CP18-5-000, 162 FERC ¶ 61,014 (11 janvier 2018), en ligne : <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20180111122739-CP18-5-000.pdf> [en anglais seulement].

retiré, puis soumis à nouveau sa demande à la NYSDEC. La FERC a maintenu que « …une fois qu'une demande est retirée, peu importe le caractère banal ou superficiel du processus de retrait et de la nouvelle soumission, la nouvelle présentation de la demande redémarre la période de délai de un an… »[50].

C. *Northern Access*

Le 3 février 2017, la FERC a approuvé la demande de National Fuel Gas Pipeline visant la construction et l'exploitation d'un nouveau pipeline de gaz naturel, Northern Access, à la condition notamment de recevoir toutes les autorisations d'État requises[51]. Le 3 mars 2017, National Fuel a présenté une requête pour obtenir des éclaircissements ou pour réentendre l'audition en demandant à la FERC de se prononcer sur les points suivants : 1) que les permis, les approbations, les autorisations et les exigences d'État sont supplantés par la *Natural Gas Act* et ne sont pas requis pour débuter la construction du pipeline; 2) que l'omission de prendre une décision sur la demande du pipeline pour l'obtention d'un certificat de qualité de l'eau de la NYSDEC d'ici la fin de la période d'autorisation de l'avis de calendrier pour l'examen environnemental de la FERC était une omission d'agir à l'intérieur d'un « délai raisonnable », tel que requis par l'article 401 et, par conséquent, que cela s'est traduit par la renonciation de toute exigence d'obtenir un certificat de qualité de l'eau en ce qui concerne ses installations dans l'État de New York. National Fuel plaidait que l'omission d'agir de la NYSDEC à l'égard de la demande représentait l'une des nombreuses actions inappropriées alléguées de « bloquer » la construction d'un pipeline de gaz naturel autorisé par la FERC. Par la suite, le 7 avril 2017, la NYSDEC a délivré son refus de certificat de qualité de l'eau[52]. Le 21 avril 2017, National Fuel a présenté une requête devant le tribunal du Deuxième circuit contestant le refus de la NYSDEC[53].

VII. FRACTURATION HYDRAULIQUE

A. Progrès au niveau des États

En avril 2017, le Maryland a interdit la fracturation dans l'ensemble de l'État. En renversant sa position précédente voulant que la fracturation pouvait être faite de manière sécuritaire, le gouverneur républicain Larry Hogan appuyait l'interdiction et conseillait vivement aux législateurs de l'État de lui envoyer la législation sur l'interdiction de la fracturation[54]. Suivant le Vermont et New York, le Maryland est maintenant le troisième État américain à avoir adopté une interdiction de fracturation à l'échelle de l'État. Toutefois, il s'agit du premier État doté de ressources de schiste importantes à adopter une interdiction dans le cadre d'un processus législatif, alors que l'interdiction du Vermont est principalement symbolique en raison des rares ressources de gaz et que celle de New York a été adoptée dans le cadre d'un décret-loi[55].

En novembre 2017, la Commission du bassin de la rivière Delaware (DRBC), une entité règlementaire interétat couvrant le territoire du Delaware, du New Jersey, de la Pennsylvanie et de New York, a proposé une interdiction de fracturation dans le bassin. L'interdiction proposée a des ramifications importantes pour l'exploration du gaz naturel en Pennsylvanie, puisque le site de la formation de schiste Marcellus a mené à une activité importante de fracturation dans l'ensemble de l'État, y compris les comtés du nord-est de l'État, près du bassin de la rivière Delaware[56]. L'ébauche de règlementation permet notamment l'importation et l'exportation d'eau dans le bassin aux fins de fracturation, ce qui a attiré des critiques

---

50 *Ibid* au para 23.

51 Ordonnance accordant l'abandon et la délivrance des certificats, dossier nos CP15-115-000, CP15-158-001, 158 FERC ¶ 61,145 (3 février 2017), en ligne : <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20170203194955-CP15-115-000.pdf> [en anglais seulement].

52 NY State Dep't of Envtl Conservation, « DEC Statement Regarding Water Quality Certificates for the Proposed Northern Access Pipeline » (8 avril 2017), en ligne : <http://www.dec.ny.gov/press/109767.html> [en anglais seulement].

53 *Natural Fuel Gas Supply Corp v NYSDEC*, No 17-1164 (2d Cir, filed 21 avril 2017).

54 Josh Hicks & Ovetta Wiggins, « Governor calls for ban on fracking in Maryland », *Washington Post* (17 mars 2017), en ligne : <https://www.washingtonpost.com/local/md-politics/md-gov-hogan-calls-to-ban-fracking-in-the-state/2017/03/17/2ea1e00c-0b45-11e7-93dc-00f9bdd74ed1_story.html?utm_term=.a603d96a6376> [en anglais seulement].

55 Pamela Wood, « Maryland General Assembly approves fracking ban », *Baltimore Sun* (27 mars 2017), en ligne : <http://www.baltimoresun.com/news/maryland/politics/bs-md-fracking-ban-passes-20170327-story.html> [en anglais seulement].

56 Jon Hurdle, « Fracking ban proposed for Delaware River basin; 'significant risks' », *NPR StateImpact* (30 novembre 2017), en ligne :<https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2017/11/30/fracking-ban-proposed-for-delaware-river-basin-significant-risks-cited/> [en anglais seulement].

de groupes environnementaux[57]. La proposition en est toujours à sa période de commentaires, un vote final étant prévu plus tard en 2018[58].

Dans le cadre de contestations juridiques s'opposant à l'interdiction de fracturation adoptée par scrutin dans Monterey County, la Californie a obtenu une victoire partielle : dans sa décision, la Monterey County Superior Court a éliminé des portions de la mesure adoptée par scrutin interdisant le forage de nouveaux puits et la mise hors service graduelle des bassins d'eaux usées et des injections en raison de la préemption de lois étatiques et fédérale existantes[59]. L'interdiction de fracturation elle-même demeure en vigueur, car le tribunal a décidé que la cause des plaignants n'était pas recevable, car aucune exploitation de fracturation n'était actuellement menée dans le comté[60]. L'interdiction de fracturation adoptée en novembre 2016 avec 56 % des électeurs, a attiré l'attention à l'échelle nationale et une vive opposition de l'industrie pétrolière et gazière. Contrairement aux cinq autres comtés en Californie qui ont déjà interdit la fracturation, l'industrie pétrolière et gazière est très présente dans le comté de Monterey[61]. Cette décision risque d'être contestée et peut ultimement se rendre jusqu'à la Cour suprême de la Californie.

A. Progrès fédéraux

En décembre 2017, le BLM a infirmé la règlementation environnementale proposée mise en œuvre sous l'administration Obama règlementant les activités de fracturation sur des terres de tribus et fédérales[62]. La règlementation précédente, qui concernait la contamination de l'eau, le confinement et l'intégrité des puits ainsi que la récupération des liquides hydrauliques, avait été émise au départ en mars 2015, mais demeurait en suspens à la suite d'une décision du tribunal de district fédéral au Wyoming[63].

Le procureur général de la Californie, Xavier Becerra, a répondu en déposant une poursuite pour bloquer l'abrogation en janvier 2018. Dans la poursuite, il est demandé d'appliquer l'imposition d'une injonction obligatoire qui pourrait rétablir la règlementation sur la fracturation de l'administration Obama en raison du fait que la résiliation n'était pas fondée sur une « analyse raisonnable »[64]. Des organisations environnementales, y compris le Sierra Club et Earthjustice, ont déposé des poursuites similaires contre le gouvernement[65]. La contestation représente le plus récent développement d'une chaîne de contestations juridiques environnementales mises de l'avant par le bureau du procureur général de la Californie contre l'administration Trump – Becerra et le nouveau procureur général du Nouveau-Mexique, ont eu gain de cause contre le BLM concernant sa décision d'arrêter de mettre en application une règlementation sur les déchets pour limiter le « torchage » et la mise à l'air du méthane inutilisé des puits de gaz et de pétrole et ils continuent de chercher des solutions juridiques contre l'administration Trump qui tente de résilier la règlementation[66].

VIII. BUREAU D'APPLICATION DE LA LOI DE LA FERC ET DE LA CFTC

A. Bureau d'application de la loi de la FERC

En 2017, le Bureau d'application de la loi (OE) de la FERC a réglé deux longs dossiers de

---

57 *Ibid*.

58 Susan Phillips, « Delaware River Basin fracking ban hearings center on environment, economy », *NPR StateImpact* (25 janvier 2018), en ligne : <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2018/01/25/drbc-hears-comments-on-fracking-ban/> [en anglais seulement].

59 James Herrera, « Monterey County Judge: Measure Z fracking ban remains; two other bans preempted, invalid by existing laws », *Monterey Herald* (29 décembre 2017), en ligne : <http://www.montereyherald.com/article/NF/20171229/NEWS/171229840> [en anglais seulement].

60 *Ibid*.

61 Claudia Melendez Salinas, « Big Oil sues Monterey County to stop Measure Z », *Mercury News* (16 décembre 2016), en ligne : <http://www.mercurynews.com/2016/12/16/big-oil-sues-monterey-county-to-stop-measure-z/> [en anglais seulement].

62 Chris Mooney, « To round out a year of rollbacks, the Trump administration just repealed key regulations on fracking », *Washington Post* (29 décembre 2017), en ligne : <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2017/12/29/to-round-out-a-year-of-rollbacks-the-trump-administration-just-repealed-key-regulations-on-fracking/?utm_term=.68b9c9833e78> [en anglais seulement].

63 Ordonnance sur les pétitions d'examen de l'action finale, *Wyoming v Jewell, et al*, No 2:15-cv-043, ECF No 219 (D Wyo 21 juin 2016); règlementation final, 80 Fed Reg 16,128 (26 mars 2015), en ligne : <http://www.federalregister.com/Browse/AuxData/339D2790-9618-4145-B6E3-EEA1BC041032> [en anglais seulement].

64 Melissa Daniels & Keith Goldberg, « Calif. AG Sues Over Trump Admin.'s Fracking Rule Repeal », *Law360* (24 janvier 2018), en ligne : <https://www.law360.com/articles/1005217> [en anglais seulement].

65 *Ibid*.

66 Bryan Koenig, « Calif., NM Warn BLM Over Suspending Methane Waste Rule », *Law360* (6 novembre 2017), en ligne : <https://www.law360.com/articles/982359/calif-nm-warn-blm-over-suspending-methane-waste-rule> [en anglais seulement].

manipulation de marché qui mettaient en cause des enquêtes privées d'envergure afin d'exposer les raisons, et une contestation vigoureuse devant un tribunal du district fédéral.

1. Barclays Bank PLC

Le 7 novembre 2017, la FERC a approuvé une entente de consentement et de stipulation entre l'OE de la FERC et Barclays Bank PLC, Daniel Brin, Scott Connelly et Karen Levine (ensemble, les défendeurs de Barclays) qui mettait fin à toutes les contestations des infractions alléguées visées par l'article 222[67] de la *Federal Power Act et de l'Anti-Manipulation Rule*[68] de la FERC, ainsi que la requête devant un tribunal de district fédéral pour appliquer la loi face à de telles infractions alléguées, saisies dans *FERC v. Barkleys Bank et al.*, 2-13-cv-02093-TLN-DC (E.D. Cal.)[69]. En vertu de cette entente, les défendeurs de Barkleys n'admettaient ni réfutaient les allégations, et ont accepté de payer une amende de 70 millions de dollars et un remboursement de 35 millions de dollars[70]. De plus, les courtiers ont tous accepté une interdiction d'échanger des valeurs.

Plus tôt en 2017, le tribunal fédéral a accepté la motion du défendeur Ryan Smith d'obtenir un jugement sur les plaidoyers, et a rejeté la cause, maintenant que les réclamations de la FERC contre Smith étaient prescrites en vertu de la loi fédérale applicable en ce qui a trait aux prescriptions, 28 U.S.C. § 2462[71]. Il était indiqué dans le décret imposant des sanctions civiles précédent de la FERC que les défendeurs de Barclays étaient tenus de payer des amendes au montant de 435 millions de dollars et un remboursement de 43,9 millions de dollars, les plus importantes sanctions jamais imposées donnée par l'agence dans un cas d'application de la loi[72].

2. City Power Marketing, LLC et K. Stephen Tsingas

Le 22 août 2017, la FERC a approuvé une entente de stipulation et de consentement entre l'OE de la FERC et City Power Marketing, LLC (City Power) et son propriétaire, K. Stephen Tsingas (ensemble, les défendeurs de City Power). Cette entente a mis un terme aux allégations voulant que les défendeurs de City Power aient enfreint l'article 222 de la *FPA* et la règlementation anti-manipulation de la FERC, 18 C.F.R. § 1c, en effectuant des transactions jusqu'à l'encombrement (TJE) dans le marché exploité par PJM Interconnection, L.L.C. (PJM) d'une manière conçue pour faire gonfler artificiellement l'admissibilité de City Power à des paiements pour la répartition de l'excédent de perte marginale. L'OE de la FERC alléguait que les défendeurs de City Power ont placé des TJE de manière à réduire le risque de la transaction tout en augmentant le volume de transactions et l'admissibilité aux paiements pour la répartition de l'excédent de perte marginale.

La FERC avait émis précédemment un décret imposant des sanctions civiles, concluant que la conduite des défendeurs de City Power violait la règlementation anti-manipulation et a imposé une amende de 14 millions de dollars contre City Power et de 1 million de dollars contre M. Tsingas, et ordonné collectivement à City Power de rembourser environ 1,3 million de dollars. Par la suite, la FERC a déposé une poursuite devant le U.S. District Court du District de Columbia pour faire appliquer ses sanctions. Dans le cadre du règlement, les défendeurs de City Power ont accepté les preuves mises de l'avant dans l'entente, mais n'ont ni admis ni réfuté les violations alléguées. Afin de régler ces allégations, City Power a accepté de payer une amende de 9 millions de dollars, et M. Tsingas a accepté de payer une amende d'environ 1,4 million de dollars et de rembourser 1,3 million de dollars à PJM. De plus, M. Tsingas a reconnu avoir fait des échanges en participant, directement ou indirectement, à un marché sous la compétence de la FERC.

B. Avis d'application de la CFTC

1. Avis de coopération de janvier 2017

Le 19 janvier 2017, la Commodity Futures Trading Commission (CFTC) a émis deux avis

67 16 USC § 824v.
68 18 CFR § 1c.
69 Order Approving Stipulation and Consent Agreement, dossier nº IN08-8-000, 161 FERC 61,147 (7 novembre 2017), en ligne : <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20171107142151-IN08-8-000.pdf> [en anglais seulement].
70 *Ibid* au para 10.
71 Ordonnance, *FERC v Barclays Bank, et al*, No 2-13-cv-02093, ECF No 234 (ED Cal, 29 septembre 2017).
72 Order Assessing Civil Penalties, register nº IN08-8-000, 144 FERC ¶ 61,041, aux paras 132, 151 (16 juillet 2013), en ligne : <https://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20130716170107-IN08-8-000.pdf> [en anglais seulement].

d'application – un pour des individus et un pour des entreprises – soulignant des facteurs dont tiendra compte l'Enforcement Division de la CFTC pour évaluer la coopération dans une enquête ou une mesure d'application de la loi de la CFTC[73]. Les deux avis faisaient état que « [l]a Division examine les trois grands enjeux stratégiques dans son évaluation pour déterminer si une coopération avait été fournie et la qualité de cette dernière : 1) la valeur de la coopération de l'entreprise à l'enquête de la Division et aux mesures de l'application de la loi; 2) la valeur de la coopération de l'entreprise avec les intérêts plus larges d'application de la loi de la Commission; et 3) l'équilibrage du niveau de culpabilité de l'entreprise et l'historique avant la mauvaise conduite avec l'acceptation de la responsabilité, l'atténuation et la réparation[74]. »

2. Avis d'application de la loi de septembre 2017 sur l'autosignalement et la pleine coopération

Le 25 septembre 2017, la CFTC a émis un avis additionnel pour fournir des directives et des précisions concernant les avis précédents de janvier[75]. L'objectif de l'avis de septembre 2017 consistait à « encourager les entreprises et les individus à détecter et à signaler des actes malveillants et à y remédier; et ainsi accroître la conformité volontaire avec la loi »[76]. La CFTC note que toute divulgation doit être faite « avant une menace imminente d'exposition à une mauvaise conduite,[...] à l'intérieur d'un délai raisonnablement cours après que l'entreprise ou l'individu soit au courant de la mauvaise conduite[...] et [...] doit inclure toutes les preuves pertinentes connues par l'entreprise ou l'individu au moment de la divulgation, y compris toutes les preuves pertinentes concernant les individus mis en cause par la mauvaise conduite »[77]. « Pour recevoir le crédit entier en vertu de ce programme d'autosignalement, l'entreprise ou l'individu doit respecter les modalités des avis de janvier 2017 de la Division », et l'évaluation de la CFTC pour déterminer si l'entreprise a remédié de manière appropriée et en temps opportun aux lacunes des programmes de conformité et de contrôle « [s]era dépendant des preuves et des circonstances »[78].

En ce qui a trait au crédit accordé à une entreprise ou à un individu, l'avis énonce que « [d]ans toutes les instances, l'entreprise ou l'individu devra rembourser les profits (et, le cas échéant, payer la restitution) provenant de toute infraction »[79]. Si cette exigence est respectée, « [s]i l'entreprise ou l'individu fait un autosignalement, que la coopération est entière et que les mesures de remédiations sont prises », l'Enforcement Division « recommandera la réduction la plus importante de la pénalité pécuniaire qui, autrement, serait applicable »[80]. Dans un discours du 25 septembre 2017 prononcé au NYU Institute for Corporate Governance & Finance, le directeur de l'Enforcement Division du CFTC, James McDonald, a discuté des trois avis et de la manière dont la Division peut compter sur eux à l'avenir[81].

IX. POLITIQUES DE LA CFTC TOUCHANT LE COMMERCE DE L'ÉNERGIE

L'année 2017 a été relativement calme pour les sociétés énergétiques en ce qui a trait à la CFTC,

---

73 US Commodity Futures Trading Comm'n, Enforcement Advisory, *Cooperation Factors in Enforcement Division Sanction Recommendations for Companies* (19 janvier 2017), en ligne : <http://www.cftc.gov/idc/groups/public/@lrenforcementactions/documents/legalpleading/enfadvisorycompanies011917.pdf> [en anglais seulement] [ci-après Avis à l'entreprise]; US Commodity Futures Trading Comm'n, Enforcement Advisory, *Cooperation Factors in Enforcement Division Sanction Recommendations for Individuals* (19 janvier 2017), en ligne : <http://www.cftc.gov/idc/groups/public/@lrenforcementactions/documents/legalpleading/enfadvisoryindividuals011917.pdf > [en anglais seulement] [ci-après Avis à l'individu].

74 Avis à l'entreprise, à la p 1; Avis à l'individu, à la p 1.

75 US Commodity Futures Trading Comm'n, Enforcement Advisory, *Updated Advisory on Self Reporting and Full Cooperation* (25 septembre 2017), en ligne : <http://www.cftc.gov/idc/groups/public/@lrenforcementactions/documents/legalpleading/enfadvisoryselfreporting0917.pdf> [en anglais seulement].

76 *Ibid* à la p 2.

77 *Ibid* aux pp 2-3.

78 *Ibid* à la p 3.

79 *Ibid.*

80 *Ibid.*

81 US Commodity Futures Trading Comm'n, Enforcement Advisory, *Speech of James McDonald, Director of the Division of Enforcement Commodity Futures Trading Commission Regarding Perspectives on Enforcement: Self-Reporting and Cooperation at the CFTC* (25 septembre 2017), en ligne : <http://www.cftc.gov/PressRoom/SpeechesTestimony/opamcdonald092517> [en anglais seulement].

la majorité de la règlementation liée à la *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act* (« Dodd-Frank »)[82] concernant les dérivées étant déjà achevée et l'administration sortante, sous la présidence de Timothy Massad, ayant conclu des accords importants dans des secteurs très préoccupants, particulièrement en ce qui a trait aux contrats à terme comportant une option volumétrique et aux opérations d'option commercialement sérieuse pour les sociétés énergétiques. D'autres secteurs préoccupants de l'industrie de l'énergie, comme les limites de position, ne semblent pas être dans les cartons à court terme étant donné que le nouveau président de la CFTC, J. Christopher Giancarlo, a publiquement déclaré qu'il ne voulait pas prendre de mesure sur ces limites tant qu'il n'y a pas en place un comité de commissaires complet[83]. Actuellement, deux postes sont vacants au sein de la Commission et les pourvoir peut prendre encore du temps. Malgré tout, on note quelques développements touchant des sociétés énergétiques qui utilisent des dérivés dans les secteurs de la tenue des dossiers et l'exception *de minimis* tirée de l'enregistrement des opérateurs sur contrat d'échange, que nous décrivons plus bas.

En ce qui concerne la tenue des dossiers, le 23 mai 2017, la CFTC a mis la touche finale à des modifications règlementaires visant sa règlementation sur la tenue de dossiers, CFTC Reg. 1.31, qui sont entrées en vigueur le 28 août 2017[84]. La règlementation CFTC Reg. 1.31 précise la forme et la manière de conserver les dossiers en fonction de la CFTC pour les entités étant obligées de conserver de tels dossiers, nommées dans la règlementation « entités des dossiers ». La règlementation ne précise pas les types de dossiers qu'il faut conserver; ces derniers sont précisés dans d'autres règlementations de la CFTC. Par exemple, pour les contrats d'échange, la plupart des types de dossiers qu'il faut conserver sont précisés dans la CFTC Reg. 45.2. Généralement, les modifications à la CFTC Reg. 1.31 modernisent et rendent neutres la forme et la manière de conserver les dossiers. La CFTC note que la modification de la règlementation finale n'impose pas de nouvelles exigences de tenue de dossiers pour les entités de dossiers et que les méthodes de tenue de dossiers en place en vertu de la CFTC Reg. 1.31 demeurent valides en vertu de la nouvelle règlementation modifiée.

En outre, la CFTC note que les modifications « [n]e remplacent pas les autres méthodes de tenue de dossiers pouvant être précisées ailleurs dans la *[Commodity Exchange] Act* ou d'autres règlementations de la Commission ». Par conséquent, la CFTC stipule que les utilisateurs finaux commerciaux, comme les sociétés énergétiques, qui sont des entités de dossiers, par exemple, « peuvent continuer de conserver des dossiers conformément à leurs pratiques actuelles si ces dernières sont permises par la loi, la règlementation de la Commission ou d'autres ententes ou directives »[85].

En ce qui concerne l'exception *de minimis* touchant l'enregistrement des opérateurs sur contrat d'échange, la CFTC a émis une ordonnance le 26 octobre 2017 prolongeant de un an la date à laquelle la CFTC peut diminuer son seuil *de minimis* pour ces opérateurs [86]. Le seuil *de minimis* représente le montant d'activité d'échange d'opérateurs sur une période de 12 mois qui, en cas de dépassement, oblige un participant de ce marché de contrat d'échange à s'enregistrer comme opérateur sur contrat d'échange. L'ordonnance a pour effet de préserver le seuil *de minimis* à son niveau actuel, soit une base de calcul brute regroupée de 8 milliards de dollars, laquelle doit chuter à la fin de décembre 2018 jusqu'au 31 décembre 2019. L'ordonnance veut ainsi dire que, au moins jusqu'à la fin de 2019, aucune entité d'opérateur sur contrat d'échange n'aura probablement à s'enregistrer comme opérateur sur la base d'activité de contrat d'échange avec une base de calcul de moins de 8 milliards de dollars sur une période de douze mois.

X. SOLAIRE – TARIFS D'IMPORTATION

Le 23 janvier 2018, le président Trump a signé une proclamation augmentant les tarifs sur les modules et les cellules solaires en vertu de la

82 *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act,* Pub L 111-203, 124 Stat 1376.
83 Voir US Commodity Futures Trading Comm'n, Enforcement Advisory, *Testimony of J. Christopher Giancarlo Chairman U.S. Commodity Future Trading Commission before the House Committee on Agriculture* (11 octobre 2017), en ligne : <http://www.cftc.gov/PressRoom/SpeechesTestimony/opagiancarlo-29> [en anglais seulement].
84 17 CFR § 1.31 (2017).
85 Voir la règlementation finale, 82 Fed Reg 24,479, 24,480 (30 mai 2017), en ligne : <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-05-30/pdf/2017-11014.pdf> [en anglais seulement].
86 Voir Order Establishing a New De Minimis Threshold Phase-In Termination Date, 82 Fed Reg 50,309 (31 octobre 2017), en ligne : <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-10-31/pdf/2017-23660.pdf> [en anglais seulement].

section 201 de la *Trade Act* de 1974[87]. Cette loi n'a pas été utilisée pour imposer des tarifs depuis 2002, alors qu'elle l'a été pour les importations d'acier. Les tarifs d'importation solaire sont entrés en vigueur le 7 février 2018 et sont de l'ordre de 30 % la première année, diminuent à 25 % la deuxième, à 20 % la troisième année et à 15 % pour la quatrième année[88]. Les 2,5 premiers gigawatts de cellules importées (et *non* les modules) sont exclus des nouveaux tarifs, établissant un quota de taux tarifaires, de sorte que les exportateurs se dépêcheront probablement à importer des cellules afin de rester à l'intérieur de l'exclusion de 2,5 gigawatts.

Il s'agit du troisième ensemble de tarifs que le gouvernement des É.-U. a émis sur les importations solaires au cours des dernières années; toutefois, les tarifs de l'administration Obama portaient sur un ensemble plus étroit d'importations[89]. Les tarifs de l'administration Trump sont fondés sur les recommandations de l'International Trade Commission (ITC), qui a conclu que les importations à bas prix avaient nui aux manufacturiers du pays[90]. Actuellement, plus de 95 % des panneaux solaires aux É.-U. sont importés, dont la moitié des importations en provenance de la Malaisie et de la Corée du Sud. Deux fabricants de panneaux solaires, Suniva Inc. et SolarWorld Americas, ont demandé l'imposition de tarifs.

L'administration Trump a déclaré que les tarifs visent principalement la Chine, qui a déplacé sa production dans d'autres pays pour éviter d'autres restrictions imposées par les É.-U. sur les produits solaires de la Chine. Les tarifs s'appliquent aux produits solaires du monde entier, et aucun pays détenant une entente de libre-échange avec les États-Unis n'est exclu. Par contre, les pays admissibles aux avantages du programme « General System of Preferences » (certains pays moins développés) sont exclus s'ils représentent moins de 3 % des importations de produits solaires[91].

La majeure partie de l'industrie solaire est opposée aux tarifs, car les entreprises craignent que des obstacles commerciaux freinent la croissance de l'industrie solaire. Les analystes de Goldman Sachs prévoient une augmentation possible des coûts de 3 à 7 % en ce qui concerne les coûts de l'énergie solaire résidentielle et à l'échelle d'une centrale, respectivement, et un effet de déclin à mesure que les pénalités diminuent dans les années subséquentes[92]. Il est difficile de savoir si certains éléments des modules ou des panneaux solaires sont couverts. Le Bureau du représentant du Commerce des É.-U. a déclaré que d'ici la fin de février 2018, il publiera des procédures dans le Registre fédéral pour des demandes d'exclusion de certains composants des tarifs[93].

XI. RESSOURCES/ÉNERGIE DISTRIBUÉES

Les commissions étatiques sur les services publics de partout aux États-Unis continuent de se demander comment intégrer la production décentralisée et la « facturation nette » à la conception tarifaire. Les différents États abordent ces questions de différentes façons.

A. Integrated Resource Plan et Long Term Procurement Plan Proceedings (IRP-LTPP) de la Californie

1. Propositions de ressources de distribution d'électricité et de plan de ressources de distribution de Californie

Pendant plus d'une décennie, la politique de

87 Proclamation nº 9693, 83 Fed Reg 3541 (23 janvier 2018), en ligne : <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2018-01-25/pdf/2018-01592.pdf> [en anglais seulement].

88 US Trade Representative, *Fact Sheet* (22 janvier 2018), en ligne : <https://ustr.gov/sites/default/files/files/Press/fs/201%20FactSheet.pdf> [en anglais seulement].

89 Voir *Diane Cardwell & Keith Bradsher, «* U.S. Will Place Tariffs on Chinese Solar Panels *»*, *New York Times* (10 octobre 2012), en ligne : <http://www.nytimes.com/2012/10/11/business/global/us-sets-tariffs-on-chinese-solar-panels.html?smid=pl-share> [en anglais seulement]; Diane Cardwell, *«* U.S. Imposes Steep Tariffs on Chinese Solar Panels *»*, *New York Times* (16 décembre 2014), en ligne : <https://www.nytimes.com/2014/12/17/business/energy-environment/-us-imposes-steep-tariffs-on-chinese-solar-panels.html?smid=pl-share> [en anglais seulement].

90 Proclamation nº 9693, 83 Fed Reg 3541 (23 janvier 2018), en ligne : <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2018-01-25/pdf/2018-01592.pdf> [en anglais seulement].

91 US Trade Representative, *Fact Sheet* (22 janvier 2018), en ligne : <https://ustr.gov/sites/default/files/files/Press/fs/201%20FactSheet.pdf> [en anglais seulement].

92 Henning Gloystein & Christoph Steitz, « U.S. solar panel import tariff to hit European, Asian manufacturers *»*, *Reuters* (23 janvier 2018), en ligne : <https://www.reuters.com/article/us-usa-trade-tariffs-solar/u-s-solar-panel-import-tariff-to-hit-european-asian-manufacturers-idUSKBN1FC0EZ> [en anglais seulement].

93 Proclamation nº 9693, 83 Fed Reg 3541 (23 janvier 2018), en ligne : <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2018-01-25/pdf/2018-01592.pdf> [en anglais seulement].

la Californie exigeait de chacun de ses services publics détenus par des investisseurs d'examiner les ressources énergétiques de distribution (RED) n'appartenant pas aux services publics comme solution de rechange aux investissements dans son réseau de distribution afin de garantir un service de distribution d'électricité fiable au coût le plus bas possible[94].

Un projet de loi du Sénat, le SB 350 (2015), obligeait la Commission des services publics de la Californie (CPUC) à adopter une approche intégrée pour la planification des ressources[95]. Historiquement, la CPUC traitait les différents types de ressources dans des procédures spécifiques à ces ressources (p. ex. l'instance Integrated Distributed Energy Resources [R.14-10-003]). Bien que les procédures spécifiques aux ressources se soient poursuivies, l'objectif de la Commission consistait à conclure le plus rapidement possible ces procédures en les regroupant dans une procédure de planification omnibus. La planification de cette méthode omnibus est survenue dans le règlement R.16-02-007 (Rulemaking to Develop an Electricity Integrated Resource Planning Framework and to Coordinate and Refine Long-Term Procurement Planning Requirements [règlementation pour le développement d'un cadre de planification de ressource électrique intégrée et amélioration des exigences de planification en matière d'approvisionnement à long terme]).

Le 28 décembre 2017, la CPUC a publié une décision proposée dans R.16-02-007 aux fins d'examen dans le cadre de sa réunion du 8 février 2018. La décision proposée ordonne aux services publics de remplir des plans de ressource intégrée couvrant trois ans (mais réexaminés aux deux ans). Si la CPUC adopte la décision proposée, les premiers plans devront être déposés le 1er juin 2018.

2. Facturation nette de l'énergie de la Californie

En vertu du projet de loi de l'Assemblée AB 327[96], adopté en 2013, la CPUC avait jusqu'au 31 décembre 2015 pour élaborer un contrat ou un tarif type qui s'appliquerait aux producteurs-clients disposant d'installations solaires de toit ou d'autres dispositifs de production décentralisée. Le 28 janvier 2016, la CPUC a approuvé la décision 16-01-044, adoptant un nouveau tarif de facturation nette d'énergie (FNE) qui poursuit la structure de FNE existante tout en apportant des ajustements afin d'harmoniser les coûts des clients de la nouvelle FNE plus étroitement avec ceux de clients n'utilisant pas la FNE. La CPUC a indiqué qu'elle ne reverrait pas la politique de FNE avant trois ans.

L'AB 327 mandatait chaque service public d'envergure détenu par des investisseurs d'adopter le nouveau tarif soit le 1er juillet 2017, soit lorsque la capacité de production de la FNE dépasserait 5 % de leur demande de pointe regroupée. SDG&E et PG&E ont atteint la limite du programme le 29 juillet 2016 et le 15 décembre 2016 respectivement, et SCE l'a dépassé le 1er juillet 2017. Les nouveaux clients de la FNE doivent maintenant a) payer des frais d'interconnexion unique; b) payer des frais de non-contournement; et c) passer à un tarif selon l'heure d'utilisation.

Régime règlementaire en évolution du Nevada pour les installations solaires de toit

En 2015, la législature du Nevada a édicté le projet de loi du Sénat SB 374[97] obligeant les services publics à préparer une étude sur le coût des services pour les installations solaires de toit et de préparer un nouveau tarif. Le 23 décembre 2015, la Commission des services publics du Nevada (PUCN) a rendu une ordonnance controversée approuvant les dépôts de tarifs des deux services publics[98] les plus importants du Nevada qui ont considérablement réduit les avantages économiques des clients lorsqu'ils installent des panneaux solaires de toit[99].

Dans le sillon des critiques et des contestations

---

94 Cal Pub Util Code § 353.5.

95 US, SB 350, *Clean Energy and Pollution Reduction Act of 2015*, 2015-2016, Cal, 2015.

96 US, AB 327, *An act to amend Sections 382, 399.15, 739.1, 2827, and 2827.10 of, to amend and renumber Section 2827.1 of, to add Sections 769 and 2827.1 to, and to repeal and add Sections 739.9 and 745 of, the Public Utilities Code, relating to energy,* 2013-2014, Cal, 2013.

97 US, SB 374, *An act relating to energy; revising provisions relating to certain energy conservation standards adopted by the Director of the Office of Energy and the governing body of a local government*, 78th sess, Nev, 2015.

98 Order re NV Energy and Sierra Pacific Power Applications, PUCN Docket Nos 15-07041 and 15-07042, Doc ID No 8412 (23 décembre 2015).

99 *Ibid*; Advice Letter No 453-R, PUCN Docket No 15-07041, Doc ID No 8551 (30 décembre 2015) à la p 2, 6 ROD 006938.

publiques, les tribunaux du Nevada et la PUCN, en 2016, ont rétabli certains des avantages de la mesure nette pour certains clients d'installations solaires de toit, y compris en rétablissant le statu quo ante pour les clients exclus. Par la suite, la PUCN a rouvert la facturation nette pour les nouveaux clients dans la partie nord de l'État (le territoire de service de Sierre Pacific)[100].

En 2017, la législature du Nevada a adopté le projet de loi de l'Assemblée AB 405[101]. Il établit la compensation nette de compteur à 95 % du tarif au détail; un montant très favorable pour les propriétaires d'installations solaires sur un toit. À mesure que les installations solaires prolifèrent, à coups d'augmentation de 80 MW, la compensation baisse de 7 points de pourcentage, pour s'arrêter à un plancher de 75 % des tarifs au détail. En septembre, la PUCN a ordonné aux services publics de mettre en œuvre l'AB 405. La PUCN a rejeté les propositions des services publics d'augmenter les frais fixes pour les clients détenant une installation solaire sur un toit et d'éliminer la « compensation monétaire » de charge et de production des clients.

D. Changements de règle pour la production solaire sur les toits à Hawaii

En octobre 2017 dans le cadre de l'établissement d'un programme de stockage de l'énergie solaire produite sur les toits, Hawaii a établi le programme « CGS+ » ou « Controllable CGS » pour succéder à son programme d'approvisionnement du réseau par les clients Customer Grid Supply (CGS). Dans le cadre de ce nouveau programme, les clients du CGS+ pouvaient installer un système solaire uniquement à panneaux photovoltaïques (aucun stockage d'énergie requis) qui exporte l'énergie dans le réseau électrique durant le jour, s'ils utilisent de l'équipement évolué qui permet au service public de gérer l'énergie en provenance de ce système. Lorsque les conditions du réseau l'obligent, le service public peut modifier la sortie du système CGS+ afin de maintenir la stabilité du réseau. Il permet également aux clients existants d'ajouter des systèmes « sans exportation » et de conserver leur statut dans le programme de FNE, et autorise l'activation de nouvelles fonctions d'« ondulateur évolué » pour les systèmes photovoltaïques et de stockage[102].

E. Changements de tarifs étatiques concernant la production distribuée

À Hawaii, un État dont le taux de pénétration des installations solaires de toit est le plus élevé au pays, les clients ont atteint la limite admissible d'exportations de ce type de production dans le réseau. Les clients dotés de ces installations doivent maintenant choisir l'option de l'auto-approvisionnement (customer self-supply [CSS]), laquelle est utilisée pour les installations solaires photovoltaïques conçues pour ne pas exporter d'électricité au réseau. Les clients ne sont pas dédommagés pour l'exportation d'énergie. Ils doivent payer un minimum de 25 $/mois à leur service public.

Un autre État doté d'une insolation importante, l'Arizona, a permis aux services publics d'imposer des frais fixes aux propriétaires de système de production d'énergie distribuée de 0,70 $ par kW/mois[103]. L'Arizona a maintenant mis fin à son programme de facturation nette au détail[104]. Les clients qui disposent déjà d'installations solaires de toit seront exclus de l'ancienne structure tarifaire. Les nouveaux clients recevront 12,9 cents/kWh, mais chaque année, le tarif pour les nouveaux clients sera réduit, jusqu'à ce qu'il atteigne les prix de gros.

XII. STOCKAGE ÉNERGÉTIQUE

A. Contexte

La FERC a rendu une importante ordonnance concernant le stockage d'énergie,

---

100 Order Granting in Part and Denying in Part General Rate Application by Sierra Pacific Power, PUCN Docket Nos 16-06006, 16-06007, 16-06008, 16-06009, Doc ID No 17757 (20 décembre 2016).

101 US, AB 405, *An act relating to renewable energy; creating the contractual requirements for an agreement for the lease or purchase of a distributed generation system and a power purchase agreement*, 79th Sess, Nev, 2017.

102 Décision et ordonnance nº 34924, *Instituting a Proceeding to Investigate Distributed Energy Resource Policies*, Docket No 2014-0192 (Haw 20 octobre 2017), en ligne : <https://dms.puc.hawaii.gov/dms/OpenDocServlet?RT=&document_id=91+3+ICM4+LSDB15+PC_DocketReport59+26+A1001001A17J23B15234B0218118+A17J23B51330I324501+14+1960> [en anglais seulement].

103 Order approving Arizona Public Service Company's Application for Approval of Net Metering Cost Shift Solution aux pp 19-20, Ariz Corp Comm'n Docket No E-01345A-13-0248, Decision No 74202 (3 décembre 2013).

104 Arizona Corp Comm'n, Docket No E-00000J-14-0023 (20 décembre 2016).

l'ordonnance 784, en 2013[105]. Celle-ci enjoignait les exploitants du marché de gros à trouver des moyens de monétiser des ressources de « réponse rapide », c'est-à-dire les dispositifs de stockage comme les batteries et les volants d'inertie. Le 11 avril 2016, la FERC a rendu une série de demandes de données et de demandes de commentaires dans un nouveau dossier informationnel, « Electric Storage Participation in Regions with Organized Wholesale Electric Markets », dossier no AD16-20-00013[106]. Ce dossier concerne la participation des ressources de stockage d'électricité dans les marchés organisés d'électricité de gros, soit les organisations régionales de transport ou ORT et les exploitants de réseaux indépendants ou ERI[107].

La FERC a ouvert un autre dossier informationnel concernant le stockage à la fin 2016 : « Utilisation dans les marchés organisés de ressources de stockage d'électricité comme biens de transport compensés par des tarifs de transport, pour les services de soutien au réseau compensés d'autres façons, et pour de multiples services », dossier no AD16-25-00015[108]. Le personnel de la FERC a tenu une conférence technique le 9 novembre 2016. La FERC a ensuite publié un avis de projet de règle pour « éliminer les obstacles à la participation des ressources de stockage d'électricité et les regroupements de ressources d'énergie décentralisées aux marchés organisés d'électricité de gros »[109]. Le projet de règle permettrait également au stockage de fournir des services qui ne sont pas nécessairement fournis dans les marchés, comme le démarrage à froid, la réponse primaire en fonction de la fréquence et la puissance réactive. La FERC n'a pas encore donné suite à ce projet de règle.

La FERC a émis un « énoncé de politique » sur le recouvrement des coûts pour les ressources de stockage en janvier 2017[110]. L'énoncé établissait que les ressources de stockage *peuvent* fournir des services de soutien au réseau de transmission à un tarif fondé sur le coût, tout en participant à des marchés organisés et en gagnant des revenus fondés sur le marché. Toutefois, l'énoncé de politique n'établit pas de précédent. Le recouvrement des coûts sera déterminé au cas par cas.

B. Propositions de stockage des États

1. Californie

Tel que décrit en détail dans *La position de Washington* des années précédentes, la Californie a pris les devants pour intégrer le stockage d'énergie à ses services publics d'électricité et à la planification des ressources des fournisseurs d'énergie. Le projet de loi de l'Assemblée 2514 (AB 2514) donnait la directive à la CPUC de déterminer les objectifs appropriés, le cas échéant, pour que chaque fournisseur d'électricité local se procure des systèmes viables de stockage d'énergie. En réponse à ce projet de loi, la CPUC a établi une cible de 1 325 MW, qu'elle a divisée entre chaque service public appartenant au secteur privé. Par la suite, l'AB 2868 obligeait les services publics à proposer des programmes et des investissements pour un total de 500 mégawatts additionnels de ressources de stockage d'énergie distribuée. Dans sa décision D. 17-04-039, la CPUC a déterminé que les 500 MW de ressources distribuées décrits dans l'AB 2868 devaient provenir des montants déjà précisés dans l'AB 2514 (« aucune augmentation additionnelle n'est requise par rapport à la cible de 1 325 MW)[111]. Les services publics continuent de faire des progrès

105 Order 784, *Third-Party Provision of Ancillary Services; Accounting and Financial Reporting for New Electric Storage Technologies*, Docket Nos AD10-13-000, RM11-24-000, 144 FERC ¶ 61,056 (18 juillet 2013).

106 Data Requests and Request for Comments, *Electric Storage Participation in Regions with Organized Wholesale Electric Markets*, FERC Docket No AD16-20-000 (11 avril 2016).

107 Transcript of Commission Meeting, (FERC, émis le 21 avril 2016), en ligne : <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20160509131051-transcript.pdf> [en anglais seulement].

108 *Utilization In the Organized Markets of Electric Storage Resources as Transmission Assets Compensated Through Transmission Rates, for Grid Support Services Compensated in Other Ways, and for Multiple Services,* FERC Docket No AD16-25-000 (30 septembre 2016).

109 Notice of Proposed Rulemaking, *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, Docket Nos AD16-20-000, RM16-23-000, 157 FERC ¶ 61,121 (17 décembre 2016).

110 Énoncé de politique, *Utilization of Electric Storage Resources for Multiple Services When Receiving Cost-Based Rate Recovery*, Docket No PL17-2-000, 158 FERC ¶ 61,051, (19 janvier 2017).

111 Decision on Track 2 Energy Storage Issues, Cal Pub Util Comm'n, Decision 17-04-039 à la p 65 (8 mai 2017), en ligne : <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M185/K070/185070054.PDF> [en anglais seulement].

pour atteindre la cible, comme le démontre le tableau 2 de la D.17-04-039.

Le 11 janvier 2018, la CPUC a rendu une « décision sur des problèmes d'applications multi-usages ». La décision porte sur « le fait que les règles actuelles du marché (c'est-à-dire les contrats standard des services publics et les tarifs de programme) ne soutiennent pas la capacité d'une ressource énergétique pour accéder, ou "empiler" plus d'un service, y compris toutes les valeurs incrémentielles du marché de gros, du réseau de distribution, du système de transmission, des exigences de caractère adéquat des ressources et des clients. Par conséquent, le stockage d'énergie ne peut pas réaliser toute sa valeur économique sur le système électrique, même s'il est en mesure de fournir de nombreux avantages et services au système électrique ». D.18-01-003. La décision fait en sorte d'adopter une matrice de définitions des services de stockage pouvant être compensés et établit des règles régissant le paiement par le service public pour ces services. La décision transfère également certains problèmes à un groupe de travail, examine les RFO de stockage de service public pour 2018 et met fin à la règlementation sur le stockage R.15-11-030 de la CPUC en vigueur depuis longtemps.

Il faut également noter le rôle du stockage visant à soutenir le réseau électrique de la Californie face à la réduction des approvisionnements de gaz naturel causée par la fuite du stockage d'Aliso Canyon. La Californie a déployé 100 mégawatts de stockage dans plusieurs sites en seulement six mois.

La CPUC a également rejeté une demande de Southern California Edison (SCE) pour l'approbation d'un PPA avec NRG pour la centrale électrique de Puente. La décision était également fondée en partie sur la disponibilité du stockage comme solution de rechange à la

Approvisionnement de stockage énergétique à ce jour (MW) Données de février 2017					
Territoire du service	**Approvisionnement approuvé par la Commission (client/distribution/ transmission)**			**TOTAL PAR SERVICE**	**Obligation restante**
PG&E	**9,63**[112]	**16**[113]	**50**[114]	*75,63*	**504,37**
SCE	**190,14**[115]	**52,22**[116]	**100**[117]	*342,36*	**257,78**[118]
SDG&E	**13**[119]	**43,65**[120]	**40**[121]	*96,65*	**68,35**
TOTAL PAR DOMAINE	**192,63**[122]	**95,87**	**190**	*478,5*	**846,5**

112 US, HB 2193, *An act relating to energy storage; and declaring an emergency*, 78th Leg Assemb, Reg Sess, Or, 2015.
113 6,5 MW de projet de SGIP/déplacement de charge permanent (A.1512004, page 1, nn 2) + 3,13 MW de SGIP 2016 (lettre d'avis de PG&E [AL] 4968E).
114 6 MW (D.1410045, pièce jointe A.) + 10 MW en approvisionnement en 2014 (D.1609004).
115 60 MW en sollicitation en 2014 (D.1609004) moins la fin d'un projet de 10 MW en date du 14 février, mise à jour 2017 de PG&E.
116 16,34 MW existants (D.1410045, pièce jointe A.) + 163,64 MW dans le bassin West LA via SCE 2013 LCR RFO pour remplacer la capacité de la centrale nucléaire San Onofre (SONGS) (D.1511041) + 10,3 MW de 2016 SGIP (SCE AL 3521E).
117 13,78 MW existant (D.1410045, pièce jointe A.) + 22 MW des projets de stockage ACES (Resolution E4804) + 16,3 MW de l'approvisionnement 2014 (D.1609004).
118 100 MW dans le bassin West LA via SCE 2013 LCR RFO pour remplacer la capacité SONG (D.1511041)
119 Étant donné que SCE peut uniquement compter sur un maximum de 170 MW de ressources du domaine de clients (200 % de la cible de 85 MW), le total pour l'« obligation d'approvisionnement restant » ne tient compte que de 170 MW, et non du total réel.
120 0,05 MW des crédits SGIP 2016, selon SDG&E AL 3011E) + 8,29 MW du SGIP (A.1603003, pièce jointe B) + 4,66 MW existants (D.1410045, pièce jointe A.).
121 6,15 MW existants (D.1410045, pièce jointe A.) + 37,5 MW d'Aliso Canyon (Resolution E4798).
122 40 MW existants (D.1410045, pièce jointe A.).

centrale électrique.

En plus des activités devant la CPUC, les intervenants ont mis l'accent en parallèle sur l'initiative d'un intervenant, l'Energy Storage and Distributed Energy Resources (ESDER), de la California Independant System Operator (CAISO) pour permettre la participation au niveau du marché en gros de systèmes de stockage d'électricité interconnectés au réseau de distribution.

2. Oregon

La législature de l'Oregon a adopté un projet de loi en 2016, le projet de loi de la Chambre 2193 (HB 2193)[123], qui exige des principaux services publics du secteur privé de mettre en service jusqu'à 1 % de la charge de stockage d'énergie de 2014 d'ici le 1er janvier 2020 et qui enjoignait la Commission des services publics de l'Oregon (OPUC) à adopter les lignes directrices pour les propositions de projets offrant au moins 5 MWh de stockage. Le 28 décembre 2016, la Commission a adopté les lignes directrices requises, établissant un cadre neutre sur le plan technologique pour l'élaboration et l'évaluation de propositions de stockage, mais laissant bon nombre de détails au personnel des services publics, des soumissionnaires et de la Commission[124]. En novembre 2017, la Portland General Electric Company (PGE&C) a présenté une proposition à l'OPUC pour un maximum de 39 MW de stockage dans son secteur de service.

3. Massachusetts

Le Massachusetts a adopté une loi sur le stockage d'énergie en août 2016, s'en remettant au département des Ressources énergétiques du Massachusetts (MADERS) pour déterminer si des cibles appropriées devaient être établies de sorte que les sociétés d'électricité puissent offrir des systèmes de stockage d'énergie viables et rentables d'ici le 1er janvier 2020[125]. En réponse à cette loi, MADERS a adopté une cible de stockage d'énergie « ambitieuse » de 200 mégawatts/heure pour les entreprises de distribution d'électricité d'ici le 1er janvier 2020. En décembre 2017, le Massachusetts a dépensé 20 millions de dollars en subventions pour financer des projets de stockage. Les entreprises de distribution électrique devaient soumettre des rapports annuels sur les activités de stockage à partir du 1er janvier 2018.

4. Autres États ayant nouvellement adopté des lois/règlementations de stockage

En 2017, New York s'est joint au club des États avec des mandats de stockage énergétique. L'AB 6571 enjoint la NYPSC d'élaborer un programme de déploiement de stockage d'énergie, y compris une cible d'approvisionnement de stockage pour 2030. La NYPSC déterminera d'ici le 31 décembre 2018 un « ensemble de politiques appropriées » pour un objectif de déploiement de stockage d'énergie.

Le Nevada a adopté le SB 204[126]. Ce projet de loi « enjoint la PUCN à étudier et à établir des cibles biennales pour certains services publics d'électricité afin d'approvisionner les systèmes de stockage d'énergie en fonction de circonstances particulières ». Les organismes de règlementation du Nevada doivent mettre en œuvre le projet de loi d'ici le 1er octobre 2018. De plus, le SB 145[127] du Nevada établit un programme de mesures incitatives pour le stockage d'énergie au sein du programme d'énergie solaire de l'État.

Hawaii n'a pas adopté de cibles de stockage. Toutefois, dans une décision de 20 octobre 2017, la HPUC a approuvé deux nouveaux programmes qui élargiront les occasions pour les clients qui souhaitent installer des systèmes de stockage d'énergie solaire comportant des batteries et des installations sur un toit[128.]

---

123 Seuls les 170 MW d'approvisionnement du domaine de clients SCE sont calculés.

124 Order Implementing Energy Storage Program Guidelines pursuant to House Bill 2193, Docket No UM 1751, Order 16-504 (Or 2016).

125 US, HB 4568, *An act to promote energy diversity,* 2015-2016, Mass, 2016.

126 US, SB 204, *An act relating to energy; requiring the Public Utilities Commission of Nevada to investigate and establish biennial targets for certain electric utilities to procure energy storage systems if certain criteria are satisfied*, 79th Sess, Nev, 2017.

127 US, SB 145, *An act relating to energy; establishing as part of the Solar Energy Systems Incentive Program a program for the payment of incentives for the installation of certain energy storage systems*, 79th Sess, Nev, 2017.

128 Decision and Order No 34924, *Instituting a Proceeding to Investigate Distributed Energy Resource Policies*, register nº 2014-0192 (Haw 20 octobre 2017), en ligne : <https://dms.puc.hawaii.gov/dms/OpenDocServlet?RT=&document_id=91+3+ICM4+LSDB15+PC_DocketReport59+26+A1001001A17J23B15234B0218118+A17J23B51330I324501+14+1960> [en anglais seulement].

XIII. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le gouvernement fédéral fait depuis longtemps la promotion de l'efficacité énergétique de diverses façons, ce qui comprend l'établissement de normes d'efficacité pour les produits de consommation comme les ampoules[129], le parrainage de recherches des laboratoires nationaux sur la façon de construire des bâtiments plus éconergétiques et la mise en œuvre du programme d'étiquetage « Energy Star » régi par l'EPA.

Bon nombre d'États disposent de lois qui enjoignent des entités règlementées à participer à des activités en matière d'efficacité énergétique. Les activités mandatées par l'État en matière d'efficacité énergétique comprennent souvent des rabais pour l'équipement éconergétique et des modifications aux codes du bâtiment axées sur l'efficacité énergétique. À des fins d'illustration, nous nous concentrerons sur la Californie[130].

Les articles 454.55 et 454.564[131] du Public Utilities Code (PUC, code sur les services publics) exigent que la CPUC, en consultation avec la CEC), trouve des moyens de réaliser de possibles économies d'électricité et de gaz naturel et établisse des objectifs d'efficacité à atteindre pour les sociétés d'électricité et de gaz. L'article 381 du PUC exige que la CPUC « affecte les fonds dépensés aux programmes qui visent à améliorer la fiabilité du réseau et qui offrent des avantages dans l'État, y compris : 1) EE rentable et activités de conservation… »[132].

La CPUC consacre environ 1 milliard de dollars chaque année en fonds de clients aux programmes d'efficacité énergétique, répartis à l'ensemble des services énergétiques régis par la CPUC. La CPUC affecte aussi près de 300 millions de dollars par année aux programmes d'efficacité énergétique pour les ménages à faible revenu. La CEC, pour sa part, élabore des codes de bâtiment et des normes pour les appareils et finance également la recherche en matière d'efficacité énergétique. Les services publics ont présenté des « plans d'affaire » devant la CPUC pour administrer les programmes d'efficacité énergétique pour un maximum de 10 ans. La CPUC évalue ces plans dans l'instance A.17-01-013.

La CPUC a rejeté la proposition de PG&E de dépenser 200 millions de dollars de plus par année pour assurer l'efficacité énergétique afin de compenser la perte de capacité de la fermeture de la centrale nucléaire de Diablo Canyon (Diablo Canyon) proposée par PG&E[133].

Le projet de loi de l'Assemblé AB 793[134] enjoint les services publics appartenant au secteur privé d'offrir des mesures incitatives aux clients des secteurs résidentiels et des petites et moyennes entreprises (PME) pour qu'ils se procurent la « technologie de gestion de l'électricité » (TGE), qui peut comprendre un produit, un service ou un logiciel permettant à un client de mieux comprendre et gérer sa consommation électrique ou de gaz dans sa maison ou son entreprise. L'AB 793 enjoignait également ces services publics à éduquer les clients résidentiels et de PME sur les mesures incitatives touchant les TGE qui leur sont offertes. Le 23 mars 2017, la CPUC a approuvé les programmes pour les services publics de l'AB 793.

XIV. RÉPONSE À LA DEMANDE

La réponse à la demande, la compensation pour la restriction de la consommation d'électricité durant les périodes de demande de pointe et le coût marginal de réseau élevé, fait de plus en plus partie intégrante des marchés d'électricité de gros en réduisant la demande de pointe des

---

129 Voir, p. ex. *Energy Independence and Security Act of 2007*, HR 6, 110 Cong (2007).

130 L'American Council for an Energy Efficient Economy (ACEEE) classe les États annuellement selon la mesure dans laquelle les États font la promotion de l'efficacité énergétique. En 2016, les deux États à égalité en première place sur le « classement de l'ACEEE » étaient la Californie et le Massachusetts, en ligne : Weston Berg et al, *The 2016 State Energy Efficiency Scorecard*, American Council for an Energy-Efficient Economy (26 septembre 2016), en ligne : < http://aceee.org/research-report/u1606> [en anglais seulement].

131 Cal Pub Util Code §§ 454.55, 454.564.

132 Cal Pub Util Code § 381.

133 Decision Approving Retirement of Diablo Canyon Nuclear Power Plant, Cal. Pub. Util. Comm'n, Decision 18-01-022 (16 janvier 2018), en ligne : http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M205/K423/205423920.PDF> [en anglais seulement].

134 US, AB 793, *An act to amend Section 2790 of, and to add Section 717 to, the Public Utilities Code, relating to public utilities,* 2015-2016, Cal, 2015.

réseaux et en anticipant le besoin pour une nouvelle capacité de production dispendieuse. Le 28 janvier 2017, la FERC a publié son rapport annuel intitulé *Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report*[135]. Le rapport présente un paysage complet des activités de réponse à la demande locale et des États. L'observation du rapport probablement la plus intéressante est que « la contribution des ressources de demande pour combler la demande aux heures de pointe a diminué de 5,7 % en 2016 et de 6,6 % en 2015 »[136]. Les programmes de réponse à la demande sont en croissance, mais la demande aux heures de pointe croît plus rapidement.

XV. MONTÉE DES AGRÉGATEURS CHOISIS PAR LA COMMUNAUTÉ

Les agrégateurs choisis par la communauté (Community Choice Aggregators [CCA]) sont des entités gouvernementales qui achètent de l'électricité au nom des résidents et des entreprises et qui la vendent aussi en leur nom. Les CCA déplacent les services publics privés de leur rôle d'approvisionnement en électricité de leur empreinte, même si les clients peuvent choisir de revenir à leur service public. Le service public titulaire demeure responsable des services de transmission et de distribution.

Les CCA sont des entités juridiques dans une poignée d'États américains : Californie, Illinois, Massachusetts, New York, New Jersey, Ohio et Rhode Island. Dans certains cas, la législation les autorisant est en place depuis plus de 20 ans. Toutefois, la formation de CCA est demeurée lente jusqu'à tout récemment.

Après un lent départ, Marin a formé le premier CCA en 2010, la formation s'est rapidement accélérée en Californie. À la fin de 2017, des CCA avaient été formés à San Francisco, Sonoma County, San Mateo County, Lancaster, Richmond et dans des parties de Contra Costa County. La CPUC a homologué de nouveaux CCA en 2017 pour servir des clients à Silicon Valley Clean Energy, à Apple Valley Energy, à Hermosa Beach Choice Energy et à Redwood Coast Energy Authority. Les CCA sont maintenant en voie de servir un peu plus de la moitié de la charge historiquement servie par les services publics privés, y compris des clients actuellement servis par Southern California Edison à Los Angeles County. ■

135 Fed Energy Regulatory Comm'n, *Assessment of Demand Response and Advanced Metering Staff Report* (28 décembre 2017), en ligne : <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2017/DR-AM-Report2017.pdf> [en anglais seulement].
136 *Ibid* à la p 1.