PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

ÉDITORIAL

Rowland J. Harrison, Q.C. et Gordon E. Kaiser, FCIArb

ARTICLES

L'obligation de la Couronne de consulter et le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie
Keith B. Bergner

Rétrospective de l'année : le marché nord-américain du gaz naturel de 2013
Gordon Pickering

Favoriser la concurrence entre les entreprises locales de distribution réglementées : l'exemple des Pays-Bas
Dr. Hugo Schotman

COMMENTAIRES DE CAS

Northern Gateway : partie no. 1
Rowland J. Harrison, Q.C.

Décision d'Enbridge Gas Distribution Nouveau-Brunswick
David MacDougall

La décision sur le projet *Trillium Wind*
Gordon E. Kaiser, FCIArb

CHRONIQUES RÉGULIÈRES

La position de Washington
Robert S. Fleishman

RÉCENSIONS

Loi sur l'énergie de l'Ontario : électricité
Helen T. Newland

Let the Eastern Bastards Freeze in the Dark
Sean Conway

Volume 2, Hiver 2014

COMMANDITAIRES FONDATEURS

Canadian Electricity Association
Association canadienne de gaz

Pour devenir un commanditaire s'il vous plait contactez, 613.748.0057 ext. 341

Publié par

Association canadienne de gaz
350 rue Sparks, bureau 809, Ottawa, ON, K1R 7S8
www.cga.ca | jibrahim@erquarterly.ca
www.energyregulationquarterly.ca

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 2, HIVER 2014

RÉDACTEURS EN CHEF

M. Rowland J. Harrison, Q.C., LLB, LLM, à la tête du projet de recherche de TransCanada en droit administratif et règlementaire, Faculté de droit, University of Alberta

M. Gordon E. Kaiser, FCIArb, BA, MA, JD, Arbitre indépendant, Kaiser Arbitration, Toronto

COLLABORATEURS 2014

M. Keith B. Bergner, BA, LLB, Associé, Lawson Lundell LLP, Vancouver

Dr A. Neil Campbell, HBA, LLB, MA, SJD, Associé, McMillan, Toronto

Dr Jan Carr, PhD, PEng, FCAE, Ancien président, Ontario Power, Toronto

M. Sean Conway, BA, MA, conseiller en politiques publiques, Gowlings, Ontario

M. James (Jim) M. Coyne, BS, MS, Vice-président général, Concentric Energy, USA

Dr Joseph Doucet, PhD, Doyen, School of Business, University of Alberta

M. Robert (Bob) S. Fleishman, BA, JD, Avocat général, département du contentieux, Morrison Foerster, USA

Dr Anastassio Gentzoglanis, BA, MA, PhD, Professeur, Faculté d'administration, Université de Sherbrooke

Mme Marie-Christine Hivon, BCL, LLB, Associé, Norton Rose Fulbright, Montréal

M. David A. Holgate, BA, LLB, Avocat général, Stikeman Elliotts, Calgary

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

M. Ian A. Mondrow, BA, LLB, Associé, Gowlings, Toronto.

Dr Michal C. Moore, BS, MS, PhD, Professeur, School of Public Policy, University of Calgary

Mme Helen T. Newland, B.Sc, LLB, MA, Associé, Dentons Cananda LLP, Toronto

Dr Nancy Olewiler, PhD, Directeur, School of Public Policy, Simon Fraser University

M. Peter Ostergaard, BA, MA, Ancien président, BCUC, Vancouver

M. Bruce Outhouse, Q. C., BA, LLB, Associé, Blois Nickerson and Bryson LLP, Halifax

M. Gordon B. Pickering, BA, BComm, Directeur, Navigant, Sacramento, CA, USA

Dr André Plourde, PhD, Doyen, faculté des affaires publiques, Carleton University, Ottawa

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

Dr Hugo Schotman, PhD, Consultant externe, Association canadienne du gaz, Ottawa

M. Rick Smead, BS, JD, Directeur général, RBN Energy LLC, USA

M. Lawrence (Laurie) E. Smith, Q.C., BA, LLB, MA, Associé, Bennett Jones, Calgary

Dr Moin A. Yahya, BA, MA, JD, PhD, Professeur agrégé, faculté de droit, University of Alberta

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

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

Éditorial 9
Rowland J. Harrison, Q.C. et Gordon E. Kaiser, FCIArb

ARTICLES

L'obligation de la Couronne de consulter et le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie 15
Keith B. Bergner

Rétrospective de l'année : le marché nord-américain du gaz naturel de 2013 61
Gordon Pickering

Favoriser la concurrence entre les entreprises locales de distribution réglementées : l'exemple des Pays-Bas 73
Dr Hugo Schotman

COMMENTAIRES DE CAS

Northern Gateway : partie no. 1 79
Rowland J. Harrison, Q.C.

Décision d'Enbridge Gas Distribution Nouveau-Brunswick 85
David MacDougall

Trillium Wind : les promoteurs peuvent-ils engager des poursuites lorsque des projets éoliens sont annulés? 89
Gordon E. Kaiser, FCIArb

CHRONIQUES RÉGULIÈRES

La position de Washington 91
Robert S. Fleishman

RÉCENSIONS

Loi sur l'énergie de l'Ontario : électricité 109
Helen T. Newland

Let the Eastern Bastards Freeze in the Dark 111
Sean Conway

ÉDITORIAL

2013 : UNE ANNÉE DIFFICILE POUR LES ORGANISMES DE RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE CANADIENS

Rowland J. Harrison, Q.C., et Gordon E. Kaiser, FCIArb
Rédacteurs en chef

À la fin de chaque année, il est toujours utile d'effectuer un retour en arrière et d'analyser les principaux développements survenus dans la réglementation de l'énergie et de cerner les principales difficultés à venir, ce qui, après tout, constitue l'un des objectifs de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*.

La plupart conviendront qu'en 2013, la situation n'avait rien d'habituel. Les organismes de réglementation ont vu les prix augmenter considérablement sous l'influence des énergies renouvelables coûteuses. Des quantités énormes de nouveaux gaz de schiste ont fait leur apparition sur le marché et un projet de construction d'un gigantesque pipeline a été prévu. Plus important encore, la majorité des clients ont diminué leur demande en énergie.

La révolution du schiste

Il y a cinq ans, près de la ville de Québec, un projet de construction de terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance d'importants exportateurs, comme la Russie, était envisagé. Aujourd'hui, des efforts sont déployés afin de construire un gazoduc destiné à transporter le gaz naturel des gisements de schiste du nord de la Colombie-Britannique vers la côte, à Kitimat, où le gaz serait transformé en GNL, puis expédié en Asie.

Il y a une demi-décennie, le prix du gaz était de près de 14 $ par gigajoule. Mais la révolution du gaz de schiste a tout changé : les prix à la fin de 2013, tant au carrefour Dawn qu'au carrefour Henry, s'élevaient à près de 3 $ par gigajoule en raison de la production de gaz naturel à Bakken, à Eagle Ford, à Marcellus et à Barnett aux États-Unis, et à Horn River en Colombie-Britannique. Le volume de gaz de schiste il y a cinq ans était de 2 billions de pieds cubes par année. À la fin de 2013, il était de plus de 8 billions de pieds cubes.

Cet énorme changement de production et ses répercussions sont exposés en détail dans l'article (inclus dans le présent numéro) de Gordon Pickering, l'un des plus éminents spécialistes des marchés du gaz au monde.

Si le gaz de schiste crée de nouvelles possibilités importantes, il engendre également certaines difficultés à surmonter. Au Canada, la capacité de transporter cette ressource vers les marchés asiatiques est essentielle, car le prix du gaz en Asie est jusqu'à trois fois supérieur à celui en Amérique du Nord. De plus, cette capacité permet de diminuer la dépendance du Canada à l'égard des marchés américains. Toutefois, la construction de nouveaux gazoducs n'est pas chose facile. Il existe en effet d'importantes questions environnementales de même que des différends non négligeables avec les Premières nations.

En outre, l'emplacement d'importants gisements de gaz de schiste à proximité de marchés situés dans le nord-est des États-Unis a donné lieu à l'une des décisions les plus difficiles et importantes en matière de réglementation que le Canada ait eu à prendre depuis longtemps. La canalisation principale de TransCanada a été conçue pour transporter 7 milliards de pieds cubes (Gpi^3) de gaz par jour. En 2013, le volume a diminué à 1,5 Gpi^3 par jour, surtout en raison de l'augmentation

de l'approvisionnement en gaz de schiste aux États-Unis, qui est passé de 3 Gpi^3 par jour en 2006 à 29 Gpi^3.

Les volumes en baisse ont forcé TransCanada à hausser les tarifs des clients restants afin de couvrir ses coûts fixes. Cela ne présageait rien de bon et l'Office national de l'énergie (ONÉ) a difficilement géré cette situation. L'un des problèmes vient du fait que les clients de TransCanada ont commencé à utiliser un service interruptible plus abordable, sachant qu'aucune interruption n'aurait lieu. Finalement, l'ONÉ a réagi en déréglementant cet aspect du service et, bien entendu, les prix ont grimpé. Toutefois, cette déréglementation a entrainé des conséquences inattendues et la question est loin d'être réglée au moment de mettre sous presse. Il est tout à fait possible que l'affaire nécessite la tenue d'une nouvelle audience basée sur une nouvelle preuve, mais cela reste à voir.

Le grand débat sur les pipelines

Au Canada, 2013 fut l'année des pipelines. Au moins cinq projets étaient en cause.

Le projet de l'oléoduc Keystone XL de TransCanada est le plus controversé. Ce projet n'engage pas directement les organismes de réglementation canadiens, puisqu'il revient actuellement au président des États-Unis de l'autoriser. Il a toutefois préparé le terrain pour le conflit qui oppose les entreprises pipelinières aux groupes environnementaux, et les organismes de réglementation du Canada prennent ce conflit très au sérieux. L'un des atouts les plus solides qu'avait TransCanada au départ, soit celui de garantir une sécurité énergétique aux Américains, a perdu de sa force en raison de l'énorme hausse de l'approvisionnement en gaz de schiste susmentionné, laquelle assure aux Américains l'autosuffisance énergétique d'ici 2035.

L'oléoduc Keystone représente un investissement de taille pour TransCanada. L'entreprise a dépensé 2,3 milliards de dollars sur la portion sud du projet et prévoit débourser une somme additionnelle de 5,4 milliards de dollars sur la portion nord. Le *Final Supplemental Environmental Impact Statement* du département d'État des États-Unis apporte de bonnes et de mauvaises nouvelles. Selon ce rapport paru à la fin de janvier 2014, un baril de pétrole de l'Alberta occasionne 17 % plus d'émissions de gaz à effet de serre qu'un baril normal raffiné aux États-Unis. Cependant, le rapport souligne également que la construction de l'oléoduc n'aurait pas une incidence importante sur le changement climatique, car autrement, le pétrole brut d'Alberta serait probablement transporté dans les marchés soit par d'autres oléoducs, soit par train.

Cela comporte une part de vérité. Des projets majeurs de transport de pétrole brut venant des sables bitumineux de l'Alberta vers la côte de la Colombie-Britannique sont en cours. Ce pétrole serait ensuite expédié en Asie. De plus, il est désormais normal de voir des trains transportant du pétrole brut. Au Canada, à la fin de 2013, 80 000 barils par jour étaient transportés sur le réseau ferroviaire alors que deux ans plus tôt, la quantité de barils était négligeable. D'ailleurs, compte tenu des catastrophes survenues à Lac-Mégantic et ailleurs, nous commençons à constater que le transport de pétrole brut par train n'est pas une solution avantageuse pour ce qui est de la sécurité et de la pollution.

L'oléoduc Northern Gateway d'Enbridge constituait le deuxième projet en importance à l'étude au Canada en 2013. Celui-ci représente un investissement de 5,5 milliards de dollars. Ce projet vise à acheminer du pétrole brut issu des sables bitumineux vers la côte Ouest, d'où il serait expédié vers des marchés internationaux du littoral du Pacifique, lesquels pratiquent des prix plus élevés. Ce projet a également fait l'objet de sévères critiques de la part de groupes environnementaux et d'une opposition aussi importante des Premières nations de la côte. Le *Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway*, qui recommande l'autorisation du projet, est analysé par Rowland Harrison dans le présent numéro.

Les organismes de réglementation canadiens doivent répondre de plus en plus aux préoccupations des Premières nations. Au cours des dernières années, tant les organismes

de réglementation que les tribunaux se sont efforcés de traiter cette question. Il s'agit là d'un enjeu constitutionnel important. L'excellent article de fond du présent numéro, rédigé par Keith Bergner, expose ces faits de façon très détaillée.

La demande de Kinder Morgan, qui vise à doubler son oléoduc actuel entre Edmonton et Burnaby en Colombie-Britannique au coût de 5,4 milliards de dollars, constitue le troisième projet digne de mention en 2013. Grâce à ce projet, la capacité de l'oléoduc augmenterait de 300 000 à 900 000 barils par jour. Comme il s'agit d'une canalisation existante, l'opposition est moins importante que dans le cas des projets Keystone XL et Northern Gateway. Toutefois, les groupes environnementaux et les Premières nations sont actifs et rien n'est garanti dans le monde de la construction de pipelines.

Une telle préoccupation se confirme par le projet Alberta Clipper d'Enbridge qui prévoit la construction d'une conduite de pétrole brut de 1 600 km entre Hardisty, en Alberta, et Superior, au Wisconsin. L'entreprise avait d'abord compris qu'un permis présidentiel autorisant l'augmentation de la capacité de la conduite de 450 000 barils par jour (capacité actuelle) à 800 000 barils par jour lui serait délivré au milieu de l'année. Cependant, le projet a été retardé à la suite d'une requête de groupes environnementaux voulant que le département d'État procède à une enquête et publie une étude d'impact environnemental supplémentaire qui tient compte des effets cumulatifs des projets Alberta Clipper et Keystone XL.

Le dernier cas et en quelque sorte le plus intéressant est le plus récent projet de TransCanada : l'oléoduc Énergie Est. Ce dernier représente un investissement de 12 milliards de dollars visant à transformer le gazoduc existant de l'entreprise en oléoduc qui s'étend de l'Alberta à la frontière du Québec, puis à construire un nouvel oléoduc parcourant le Québec et le Nouveau-Brunswick, jusqu'aux raffineries d'Irving situées sur la côte.

À certains égards, ce projet est né d'une réaction à la baisse de la demande de transport de gaz naturel sur la canalisation principale de TransCanada et de la décision récente de l'ONÉ faisant suite à la demande de TransCanada de revoir les prix du gaz transporté par cette canalisation.

Le projet Énergie Est a pris un tournant intéressant. Bien que le gouvernement fédéral et l'ONÉ détiennent une compétence exclusive sur les pipelines interprovinciaux, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a demandé à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO) de mener une consultation à l'échelle provinciale sur les effets du projet. Le ministre a demandé à la CÉO d'examiner les effets de la canalisation sur les consommateurs de gaz naturel de la province en ce qui a trait aux tarifs, à la fiabilité et à l'accès à l'approvisionnement. Le ministre a également demandé à la CÉO d'évaluer les répercussions de l'oléoduc sur la sécurité, l'environnement, les collectivités locales et les communautés autochtones, de même que les effets à court et à long terme sur l'économie de la province. À la fin de ce processus, qui comprendra la tenue de consultations aux quatre coins de la province au cours des prochains mois, l'ONÉ présentera un rapport au ministre qui servira de source d'information pour planifier l'intervention que la province prévoit effectuer au cours de l'audience fédérale.

L'absence de croissance

Les problèmes soulevés par la baisse de la demande, comme nous l'avons vu dans le cas de la canalisation principale de TransCanada, toucheront bientôt les entreprises locales de distribution canadiennes, surtout en Ontario. À l'échelle du pays, il semble que l'Ontario soit au premier rang pour ce qui est des trois facteurs qui causent la chute de la demande en énergie, soit la hausse des prix, l'augmentation de l'efficacité de l'énergie et le passage à la production d'énergie décentralisée.

Le récent *Plan énergétique à long terme* (PELT) publié par le gouvernement de l'Ontario contient des informations fort intéressantes. En 2005, la demande en électricité de l'Ontario était de 155 TWh. Cette demande est passée à 141 TWh en 2013, ce qui représente une baisse

de 9 %. En 2011, la consommation moyenne d'électricité d'un ménage était de 10 MWh. En 2031, elle devrait passer à 7,5 MWh. L'Energy Information Agency (EIA) prévoit qu'en 2035, l'éclairage d'un ménage sera de 827 kWh par année, c'est-à-dire 47 % sous le niveau de 2011. La consommation moyenne des clients commerciaux en 2011 était de 18 kWh par pied carré de plancher et selon les prévisions, en 2031, elle sera de 15 kWh par pied carré.

Une grande part de ces réductions de la demande est causée par la réaction des clients à la hausse des prix. En Ontario, le coût de l'offre de l'électricité du Régime de la grille tarifaire réglementée (RGTR) est passé de 5,5 cents en mai 2008 à 8,9 cents à l'automne 2013, ce qui constitue une augmentation de 63 %. Le PELT prévoit que la facture moyenne résidentielle en Ontario passera de 125 $ par mois en 2013 à 178 $ par mois en 2018, soit une augmentation de 42 %.

Le coût élevé de l'électricité renouvelable qui s'intègre actuellement au système est l'un des facteurs qui contribuent aux hausses de prix. Cette nouvelle production est coûteuse par rapport à la production traditionnelle. Le dernier rapport de l'Ontario sur le RGTR indique que le coût de l'hydroélectricité était de 4,8 cents par kWh et que celui de l'électricité nucléaire était de 6 cents par kWh. En revanche, l'électricité éolienne vaut 12 cents par kWh et l'électricité solaire, 49 cents par kWh.

L'Ontario a en outre été un chef de file en matière de conservation. La province a sollicité près de 5 millions de clients ontariens pour utiliser des compteurs intelligents permettant d'appliquer les tarifs en fonction des heures de consommation, une mesure qui s'est élevée à 1 milliard de dollars. Ainsi, la demande de pointe a chuté d'environ 3 %, ce qui équivaut à 1 000 MW. Par le passé, la conservation était l'affaire des services publics et relevait du gouvernement dans la plupart des cas.

Le rôle de la conservation et ses répercussions sur la demande ne feront que s'intensifier. D'après le PELT de l'Ontario, la province investira dans la conservation avant d'investir dans la nouvelle production. Depuis 2005, la conservation a permis de réduire la demande en électricité de 1 900 MW. Le rapport sur le PELT prévoit que la conservation entraînera des réductions de la demande de pointe de 1 500 MW en 2015 et de presque 3 000 MW d'ici 2030.

Les mesures de conservation à venir seront toutefois différentes, c'est-à-dire que les clients prendront plus de mesures eux-mêmes, sans être influencés par les services publics ou le gouvernement. Les clients touchés par la hausse des coûts prendront leurs propres décisions au moyen de technologies de pointes.

Google a récemment payé 3 milliards de dollars pour l'acquisition de Nest, un fournisseur de thermostats intelligents. Ces derniers pourraient devenir plus populaires que les compteurs intelligents, car ils ont l'avantage de se connecter à l'aide d'Internet et leur installation ne nécessite que quelques minutes plutôt que plusieurs mois. De plus, les coûts de transport sont nuls. Les appareils qui communiquent avec ces thermostats sont déjà entre les mains des clients; il s'agit des téléphones intelligents. Dans ce nouveau monde, l'intelligence est partout : compteurs intelligents, réseau intelligent, téléphones intelligents et, dorénavant, des thermostats intelligents.

D'autres technologies influenceront le comportement des clients. Les systèmes d'accumulateurs perfectionnés permettront un stockage d'énergie plus abordable pour les véhicules électriques, les résidences et les commerces. Le stockage d'électricité, qui était un objectif du ministre dans le PELT de l'Ontario, pourrait devenir la prochaine technologie perturbatrice. Ces technologies créeront certains enjeux intéressants en ce qui a trait à la réglementation de l'énergie au Canada.

Le troisième facteur responsable de la baisse de la demande est peut-être celui qui changera vraiment la donne. Les clients, surtout les consommateurs d'électricité, se retirent du réseau, encore une fois sous l'influence de la technologie –solaire cette fois. L'industrie solaire a d'abord éprouvé des problèmes, mais actuellement, les prix baissent rapidement. En 1977, le prix moyen d'un panneau

solaire photovoltaïque était de 77 $ par watt. Aujourd'hui, il est possible de s'en procurer pour moins de 1 $ par watt. À l'échelle mondiale, la nouvelle capacité de production solaire surpassera bientôt la capacité éolienne. En 2013, des systèmes solaires totalisant plus de 100 milliards de dollars seront installés, ce qui représente plus de 100 GW. De nos jours, les entreprises financent l'installation de dispositifs solaires sur des toits de résidences en échange de l'énergie excédentaire produite. L'arrivée de l'énergie solaire sur le marché commercial est la prochaine étape. En 2013, Walmart a installé plus de 65 MW d'énergie solaire, Costco, 39 MW et IKEA, 21,5 MW.

La production locale ne se limite pas à l'énergie solaire. En Californie, les manufacturiers ont recours à l'autoproduction et aux microéoliennes, diminuant ainsi la part d'électricité qui leur est vendue de 33 % à 10 %. Ces tendances représentent de réels problèmes pour les services publics et les organismes de réglementation.

Les industries de la production et de la distribution d'énergie ont des coûts fixes élevés. Tant que la demande est croissante, une grande partie des revenus additionnels deviennent des bénéfices nets. Mais lorsque le contraire se produit et que la demande baisse, les profits chutent. Au fur et à mesure que des clients se retirent du réseau, ceux qui demeurent doivent payer une partie des coûts fixes de plus en plus importante moyennant des tarifs plus élevés. Comme les tarifs ne cessent d'augmenter, un plus grand nombre de clients trouvent de nouvelles possibilités. Ce phénomène représente une tendance fatale pour les services publics.

Nouvelle difficulté en matière de réglementation

Sur certains points, le cas de la canalisation principale de TransCanada survenu l'année dernière a servi d'avertissement aux organismes qui réglementent les entreprises locales de distribution et, de fait, ces organismes ont vu venir les difficultés. Par exemple, ce printemps, la CÉO publiera une étude portant directement sur le problème de baisse de volume.

Les recommandations tirées de cette étude feront probablement état d'une nouvelle prime de puissance, car dans un monde où la demande est en déclin, les tarifs ne peuvent se baser uniquement sur le volume. Toutefois, un tarif qui dépend entièrement d'une prime de puissance pourrait annuler tous les acquis provenant des vastes programmes d'efficacité énergétique établis à l'échelle nationale. L'Ontario aura toutefois une prime de puissance unique du fait que le montant dépendra de la demande maximale de la clientèle. Les clients dont la demande maximale sera plus importante auront une prime de puissance plus élevée que ceux dont la demande maximale sera plus basse. D'autres autorités sont engagées dans ce type d'analyse, notamment la *California Energy Commission*, récemment chargée d'entreprendre un examen des tarifs par la législature de l'État.

L'absence de croissance soulève également des problèmes réels à l'égard des mesures tarifaires d'incitation, qui sont devenues monnaie courante dans un grand nombre de territoires de compétence. Le concept est assez simple : l'augmentation du tarif se limite à une augmentation de l'indice de prix d'une industrie moins un facteur de productivité. Mais en l'absence de croissance, il n'y a pas d'augmentation de productivité. Lorsqu'il y a une baisse dans la demande d'une industrie dont les coûts fixes sont élevés, la productivité chute, et cela n'est pas causé par l'inefficacité. La baisse de la demande qui entraîne la chute de productivité est en grande partie attribuable à des facteurs qui échappent au contrôle des services publics.

Tant les services publics de distribution d'électricité que les distributeurs de gaz auront à faire face à ce problème, quoique ces derniers se trouvent en quelque sorte dans une situation différente. Leur coût énergétique, c'est-à-dire le gaz naturel qu'ils achètent, a également chuté de façon spectaculaire en Amérique du Nord à cause du gaz de schiste. Les services publics de distribution d'électricité, pour leur part, se situent à l'autre bout de l'échelle : leur coût énergétique est haussé par les énergies renouvelables et par la construction de nouvelles installations de production traditionnelle coûteuses.

La solution à long terme à la tendance fatale pour les services publics pourrait nécessiter davantage qu'une nouvelle tarification. Si les services publics de distribution d'électricité veulent survivre, ils devront peut-être devenir des entreprises de services énergétiques intégrées. Pour que cela soit possible, les organismes de réglementation et les législateurs auront à récrire les règles du jeu. Le débat tient au fait que, pour survivre, les services publics doivent être en mesure de participer sur les nouveaux marchés. Les décideurs et les organismes de réglementation devront supprimer les limites artificielles qui, au cours des années, ont été mises en place tant sur les marchés de produits que sur les marchés géographiques.

Faut-il interdire aux entreprises locales de distribution de participer à la production? Cette question ne s'applique pas qu'à la production : les organismes de réglementation devront s'occuper d'une panoplie d'autres « nouveaux » services sous peu, notamment le stockage d'énergie, l'efficacité énergétique et la recharge de véhicules électriques. Sans oublier que les services publics soutiendront qu'ils devraient être en mesure de chercher à établir de nouveaux partenariats uniques et, après tout, qu'ils devraient profiter de règles de jeu équitables leur permettant de rivaliser avec les nouveaux concurrents qui pénètrent leur marché.

Le fait de revoir la situation des services publics pourrait présenter des avantages importants. En premier lieu, cela pourrait sauver ces entreprises, ce qui, il va sans dire, est une bonne chose. En second lieu, cela pourrait stimuler le développement de nouvelles technologies. Les services publics ont accès à des capitaux et à des connaissances et peuvent mettre à profit les relations étroites qu'ils entretiennent avec leurs clients. La possibilité que les services publics utilisent des revenus tirés de marchés monopolistiques pour subventionner des activités sur des marchés concurrentiels demeurera toujours une préoccupation, mais la distinction entre ces marchés n'est peut-être pas si claire.

Le temps est peut-être révolu pour les règlements d'exclusion systématique qui établissent des limites entre les services qui semblent peu judicieuses dans le monde de la technologie moderne.

La situation n'est pas simple à régler et les organismes de réglementation et les législateurs devront se démener. L'équilibre est fragile. Mais il suffit de considérer la décision rendue dans l'affaire de la canalisation principale de TransCanada et d'autres articles du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* pour se rendre compte que la prochaine difficulté à surmonter en matière de réglementation se profile à l'horizon. ■

L'OBLIGATION DE LA COURONNE DE CONSULTER ET LE RÔLE DE L'ORGANISME DE RÉGLEMENTATION EN MATIÈRE D'ÉNERGIE

Keith B. Bergner[1]

Introduction

L'automne prochain, le 18 novembre 2014, dix années se seront écoulées depuis que la Cour suprême du Canada a rendu deux décisions sources : *Nation haïda c. Colombie-Britannique (ministre des forêts)*, 2004 CSC 73 et *Première nation tlingit de Taku River c. Colombie Britannique (Directeur d'évaluation de projet)*, 2004 CSC 74. Il s'agissait d'un moment décisif dans l'une des évolutions les plus importantes du droit qui s'applique aux organismes de réglementation fédéraux et provinciaux canadiens en matière d'énergie ces dernières années — et sans doute parmi les plus importantes évolutions du droit canadien en général ces dernières années — à savoir, l'émergence et la clarification continue de l'obligation de la Couronne de consulter les peuples autochtones et, le cas échéant, de trouver des accommodements à leurs préoccupations.

Il y a dix ans, les questions rattachées aux droits ancestraux et titre aborigène et à l'obligation de la Couronne de consulter les peuples autochtones n'occupaient seulement que la périphérie du droit et de la pratique en matière de réglementation et d'énergie. Aujourd'hui, pour de nombreux organismes de

[1] Keith Bergner, associé au sein du cabinet d'avocats Lawson Lundell, LLP, pratique le droit autochtone, le droit réglementaire et le droit de l'énergie. http://www.lawsonlundell.com/team-Keith-Bergner.html
La publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie a pour politique de déclarer le fait qu'un collaborateur agit à titre d'avocat ou d'avocat adjoint dans le cadre d'affaires judiciaires ou d'audiences réglementaires évoquées dans un article ou un commentaire d'arrêt. Dans un esprit de totale transparence, il convient de noter que Lawson Lundell et Keith Bergner agissent à titre d'avocats ou, dans la plupart des cas, à titre d'avocats adjoints d'une partie ou d'un participant des audiences réglementaires et des procédures judiciaires en appel énumérées ci dessous et évoquées dans le présent article.
Décisions judiciaires :

- *Rio Tinto Alcan Inc. c Conseil tribal Carrier Sekani*, 2010 CSC 43, [2010] 2 RCS 650. (Chris Sanderson, c.r., Keith Bergner et Laura Bevan représentent l'intimé British Columbia Hydro and Power Authority.)
- *Beckman c Première Nation de Little Salmon/Carmacks*, 2010 CSC 53. (Brad Armstrong, c.r., et Keith Bergner de Lawson Lundell et Penelope Gawn et Lesley McCullough du ministère de la Justice du Yukon représentent l'appelant le gouvernement du Yukon.)
- *Première nation dakota de Standing Buffalo c Enbridge Pipelines Inc.*, 2009 CAF 308; l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour suprême du Canada a été rejetée en décembre 2010. (Lewis Manning et Keith Bergner représentent l'intimé l'Association canadienne des producteurs pétroliers.)
- *Conseil tribal Carrier Sekani c British Columbia Utilities Commission*, 2009 BCCA 67, affaire portée en appel

réglementation en matière d'énergie, promoteurs de projets, groupes autochtones et intervenants, ces questions sont devenues cruciales dans les processus d'approbations réglementaires des projets de grande (et de moins grande) envergure. Comme la Cour suprême du Canada l'a fait remarquer à juste titre dans une décision plus récente :

> « Depuis lors [depuis la décision Haïda], la consultation des Autochtones par le gouvernement constitue un volet important du processus d'exploitation des ressources[2]… »

Compte tenu de l'importance des organismes de réglementation en matière d'énergie dans le processus d'exploitation des ressources, les questions rattachées à l'obligation de la Couronne de consulter les peuples autochtones constituent également un volet important du processus de réglementation. Toutefois, le rôle et la fonction de ces organismes dans les consultations avec les Autochtones et l'examen des consultations avec les Autochtones menées par d'autres — et la façon dont ces questions s'intègrent dans le processus de réglementation — sont souvent encore mal compris et restent insuffisamment étudiés. Les organismes de réglementation ont eu du mal à définir leur rôle et à comprendre leur compétence en ce qui a trait aux enjeux juridiques, historiques et sociaux complexes soulevés par ces questions.

La réunion du droit des Autochtones (et de ses praticiens) et du droit réglementaire/de l'énergie (et de ses praticiens) ne se fait pas toujours sans heurts. Dans les salles d'audience des organismes de réglementation en matière d'énergie d'aujourd'hui, il n'est pas rare de voir des praticiens et avocats en droit des Autochtones (qui connaissent bien le droit relatif aux droits ancestraux et titre aborigène et à l'obligation de la Couronne de consulter) citer une foule de décisions de la jurisprudence autochtone à un organisme de réglementation (souvent un peu perplexe), tout en accordant souvent une importance négligeable aux questions concernant le rôle et la fonction véritables de l'organisme de réglementation en matière d'énergie visé. Il n'est pas rare non plus de voir ces organismes aux prises avec de tels arguments et de tenter de concilier ces arguments avec leur rôle et leur fonction d'ordre législatif, sans trouver d'indications importantes dans les descriptions de leur mandat législatif.

Objectif et aperçu

Cet article entend démontrer qu'une grande partie de la confusion qui prévaut dans ce domaine du droit est le fait de ne pas établir une distinction appropriée entre (i) les divers contextes juridiques dans lesquels l'obligation de consulter peut s'appliquer; (ii) les différents types de structures décisionnelles dans lesquelles les organismes de réglementation en matière d'énergie exercent leurs activités et (iii) les différents types de parties (privées ou représentantes de la Couronne) qui peuvent être demandeurs ou parties devant ces mêmes organismes. Ce qu'il faut, ce n'est pas une recherche de réponses universelles qui conviendront à tous les organismes de réglementation en matière d'énergie et en toutes circonstances. Il faut plutôt un cadre d'analyse qui aidera à préciser la nature des obligations de consultation et le rôle d'un tel organisme de dans le contexte d'un cadre législatif, d'une demande et d'un demandeur précis.

---

devant la Cour suprême du Canada. (Chris Sanderson, c.r., Keith Bergner représentent l'intimé British Columbia Hydro and Power Authority.)

- *Première Nation de Kwikwetlem c British Columbia Utilities Commission*, 2009 BCCA 68. (Keith Bergner et Angela Bespflug représentent l'intimé British Columbia Hydro and Power Authority.)
- *Première Nation ojibway de Brokenhead c Canada (procureur général)*, 2009 FC 484. (Lewis Manning et Keith Bergner représentent l'intervenant l'Association canadienne des producteurs pétroliers.)

Instances réglementaires :

- Rapport de la commission d'examen conjoint du projet pipelinier Northern Gateway, décembre 2013. (Keith Bergner représente l'intervenant l'Association canadienne des producteurs pétroliers.)
- Projet de transport d'électricité des terres intérieures aux basses-terres continentales, British Columbia Transmission Corporation, British Columbia Utilities Commission, décision rendue après réexamen le 3 février 2011. (Keith Bergner et Michelle Jones représentent British Columbia Hydro and Power Authority.)

[2] *Rio Tinto Alcan Inc. c Conseil tribal Carrier Sekani*, 2010 CSC 43 au para 2, [2010] 2 RCS 650 [Rio Tinto].

Dans un effort pour commencer la discussion au sujet d'un tel cadre analytique, cet article entend démontrer ce qui suit :

- Il y a trois contextes juridiques distincts au Canada qu'il importe de comprendre : (i) les traités historiques; (ii) les traités modernes ou les revendications territoriales globales; et (iii) les secteurs non couverts par traité.
- L'obligation de la Couronne de consulter peut s'appliquer dans ces trois contextes, mais le but, la portée et l'étendue de l'obligation de consulter peuvent être différents dans chaque contexte. Certains organismes de réglementation en matière d'énergie peuvent se retrouver dans plus d'un de ces contextes (parfois dans le cadre d'une seule demande de projet) et doivent être attentifs aux différences éventuelles dans les façons dont l'obligation de consulter peut s'appliquer.
- L'obligation de l'organisme de réglementation en matière d'énergie de se pencher sur la consultation et sur la portée de celle-ci dépend du mandat que lui confère la loi constitutive du tribunal. Le législateur peut ne déléguer aucun ou déléguer les deux pouvoirs pour s'acquitter de l'obligation de la Couronne de consulter ou déterminer si une consultation adéquate a eu lieu, l'exercice de ce pouvoir faisant dès lors partie de son processus décisionnel.
- Le rôle précis de l'organisme de réglementation en matière d'énergie peut varier selon la nature de la demande, la nature de la structure décisionnelle en place pour de telles demandes et le demandeur qui comparaît, en particulier si ce demandeur est une entreprise privée ou un représentant de la Couronne.

Le présent article tente de présenter un aperçu du point de vue du croisement du droit des Autochtones et du droit réglementaire. Les personnes qui ont des connaissances spécialisées en droit des Autochtones trouveront peut-être que le traitement du principe et de la jurisprudence riches et variés est assez élémentaire. Les personnes qui ont des connaissances spécialisées en droit de la réglementation, quant à elles, considéreront peut-être qu'il en va de même du traitement des principes et du droit de la réglementation. Peut-être est-ce là une conséquence de la tentative de s'adresser à deux auditoires assez différents à la fois. Comme c'est le cas pour une bonne partie du droit des Autochtones (et avec cette partie de l'histoire du Canada), ce dialogue constitue nécessairement une discussion « interculturelle », et certaines subtilités et nuances (au moins au départ) risquent d'être sacrifiées en cours de route.

Plus précisément, l'objectif de cet article est de situer et d'examiner le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie en ce qui a trait à l'obligation de la Couronne de consulter. Compte tenu du nombre et de la diversité des organismes de réglementation en matière d'énergie dans le paysage canadien, cet article ne tente pas et n'a pas la prétention d'examiner de façon exhaustive chaque organisme de réglementation en matière d'énergie ni d'examiner sa législation. Il vise plutôt l'objectif plus modeste de tenter de définir et de préciser les principes directeurs et un cadre analytique qui s'appliquent pour définir le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie. J'espère que cet effort pourra avoir une certaine utilité pour les organismes de réglementation canadiens du secteur de l'énergie et la myriade de parties qui comparaissent devant eux, notamment les promoteurs de projets, les groupes autochtones et les autres intervenants qui veulent en savoir plus sur le rôle important (mais souvent mal compris) des organismes de réglementation canadiens du secteur de l'énergie.

Cet article s'articule autour des trois parties suivantes :

A. La partie I contient des notions élémentaires sur les droits ancestraux et titre aborigène et décrit trois contextes juridiques distincts qui existent dans le Canada contemporain : les traités historiques, les traités modernes et les secteurs non couverts par traité;

B. La partie II traite des sources, du but et des principes applicables à l'obligation de la Couronne de consulter les peuples autochtones et comporte un examen de

la façon dont cette obligation s'applique dans chacun des trois contextes juridiques susmentionnés;

C. La partie III traite de l'objectif premier de cet article en examinant le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie en ce qui a trait à l'obligation de la Couronne de consulter;

L'aperçu des droits ancestraux et titre aborigène (Partie I) et de l'obligation de la Couronne de consulter (Partie II) sert de fondement pour comprendre et constater l'interrelation qui existe entre les principes du droit des Autochtones et le droit réglementaire/administratif applicable aux organismes de réglementation en matière d'énergie (Partie III).

Partie 1 : Notions élémentaires sur les droits ancestraux et le titre autochtone au Canada

Le paragraphe 35(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982*[3] précise ce qui suit :

> « Les droits existants — ancestraux ou issus de traités — des peuples autochtones du Canada sont reconnus et confirmés ».

Derrière cette simple phrase se cache un concentré de diversité et de complexité.

Au Canada, on compte plus de 600 Premières nations, de même que de nombreux groupes et organismes des Inuits et des Métis. Au sein de ces groupes, on retrouve de nombreuses traditions linguistiques et culturelles riches et variées. On y retrouve également une grande diversité de circonstances historiques et contemporaines et un éventail tout aussi diversifié de perspectives, d'orientations et d'approches. Toute tentative de classer une telle diversité dans un nombre artificiellement bas de cadres juridiques risque d'être accusée de n'être rien de plus qu'une généralisation à grande échelle. La tentative d'établir un classement de ces cadres juridiques n'est nullement un manque de respect envers la diversité qui existe parmi et entre les groupes autochtones, elle constitue simplement un effort pour rendre une telle diversité gérable pour les non-spécialistes de l'histoire et des affaires autochtones.

En gardant à l'esprit la mise en garde susmentionnée, il semble y avoir, de façon générale, trois cadres juridiques applicables aux peuples autochtones au Canada :

a. les traités historiques;
b. Les traités modernes ou les revendications territoriales globales;
c. les secteurs non couverts par traité.

Chacun de ces cadres juridiques est décrit plus en détail ci-dessous.

Traités historiques dans des secteurs qui font partie de ce qui est aujourd'hui le Canada

Dans certaines régions du Canada, il est de plus en plus courant d'entendre l'affirmation suivante : « nous sommes tous visés par les traités ». Il est vrai que des traités entre la Couronne et les peuples autochtones ont été conclus dans bon nombre de régions du Canada qui couvrent la plus grande partie de la masse territoriale canadienne. Toutefois, dans certaines parties importantes du Canada, la conclusion des traités n'est pas encore achevée. Malheureusement, il n'est pas rare que des Canadiens non autochtones vivent de nombreuses années ou même pendant leur vie entière dans une région du Canada sans connaître ou comprendre les dispositions des traités qui auraient pu amorcer ou accompagner le peuplement non autochtone dans cette région.

Un examen approfondi de ces traités (et des règles d'interprétation qui s'appliquent à eux) dépasse la portée du présent article, mais les traités historiques existants peuvent généralement être regroupés dans les catégories suivantes :

- *Traités de paix et de neutralité (1701-1760)*

  Ces traités ont été préparés par les Britanniques et les Français qui cherchaient à établir des alliances militaires avec les Premières nations dans le contexte de la lutte pour gagner le contrôle de l'Amérique du

[3] Édictée comme l'annexe B de la *Loi de 1982 sur le Canada* (R-U), 1982, c 11.

Nord. Par exemple, le traité de Swegatchy et le traité Huron-Britannique — tous deux conclus en 1760, à la fin de la Guerre de Sept Ans —abordaient, entre autres, des questions comme la protection du territoire traditionnel des Premières nations, le droit de commerce avec les Britanniques et le maintien des pratiques traditionnelles.

- *Traités de paix et d'amitié(1725-1779)*

Ces traités ont été conclus entre l'autorité britannique en Nouvelle-Écosse et les Mi'kmaq et les Maliseet dans les Maritimes.

- *Cessions de terres du Haut-Canada et les traités Williams (1781-1862/1923)*

Ces traités portaient sur des cessions de terre dans la région des Grands Lacs. Pour la plupart, ces traités comportaient le paiement d'un montant unique avec des obligations permanentes. En 1923, les traités Williams portaient sur des cessions de terre (contre le paiement d'un montant unique fixe) dans la région située entre la baie Géorgienne, la rivière des Outaouais, le lac Simcoe et les terres à l'ouest de la baie de Quinte.

- *Les traités Robinson et les traités Douglas (1850-1854)*

Les traités Robinson de 1850 ont été conclus entre William Robinson et les habitants autochtones, surtout des Ojibwa, de la région du nord des Grands Lacs. Le traité Robinson-Supérieur visait la région de la rive nord du lac Supérieur. Le traité Robinson-Huron visait les régions du lac Huron et de la baie Georgienne. Ces traités — contrairement aux traités négociés antérieurement — proposaient d'assurer la réserve de terres pour les signataires, le paiement d'annuité en perpétuité et la conservation des droits de chasse et pêche.

Les traités Douglas — 14 en tout — ont été conclus, de 1850 à 1854, entre James Douglas (facteur en chef de la Compagnie de la Baie d'Hudson et plus tard gouverneur de la colonie de l'île de Vancouver) et certaines Premières nations de l'île de Vancouver. Ces traités prévoyaient la cession de terres près des postes de la Compagnie de la Baie d'Hudson sur l'île de Vancouver en échange de réserves, de paiements et du maintien des droits de chasse et pêche.

Cette nouvelle approche (reconnaissant le maintien des droits de chasse et de pêche) sera développée plus loin dans de nombreux traités (examinés ci-dessous).

- *Les traités numérotés (1871-1921)*

Entre 1871 et 1921, le Canada a entrepris la signature de 11 traités « numérotés » (soit le Traité nº 1, le Traité nº 2, etc.) qui visaient les prairies, les vallées de la rivière de la Paix et de la rivière Mackenzie, et le nord de l'Ontario. Ces traités prévoyaient la cession de terres en échange de réserves, de paiements et du maintien des droits de chasse et pêche[4].

L'autre classement souvent employé pour ces traités historiques est de les considérer dans les regroupements suivants : (i) les traités datant d'avant la Confédération et (ii) les traités datant d'après la Confédération — avec la ligne de division tracée à 1867. Le domaine d'application et le contenu des traités historiques font l'objet de débats et d'incertitudes considérables. Par exemple, la « clause relative au commerce » du traité de paix et d'amitié de 1760 et 1761 a fait l'objet d'une célèbre contestation devant la Cour suprême du Canada en 1999 dans l'affaire *R. c. Marshall*[5]. Une jurisprudence abondante et détaillée s'est développée concernant l'interprétation de ces importants traités historiques[6].

---

[4] Pour obtenir de plus amples renseignements sur la conclusion de traités au Canada, y compris sur les textes et les cartes des traités, consultez les documents d'Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, en ligne : <http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100028574/1100100028578>.

[5] *R c Marshall*, [1999] 3 RCS 456 [*Marshall*]; la demande d'une nouvelle audience a été rejetée *R c Marshall*, [1999] 3 RCS 533.

[6] Voir par exemple : *R c Badger*, [1996] 1 RCS 771 aux para 52-58.

La carte suivante[7] indique la localisation et les frontières approximatives des traités historiques au Canada.

Comme on peut le voir sur la carte, lorsque le processus d'établissement de traités historiques s'est conclu au début des années 1900, de vastes sections du Canada actuel n'étaient pas visées par des traités, notamment la majeure partie de la Colombie-Britannique, le Québec, Terre-Neuve, Labrador, le Yukon, l'est des Territoires-du-Nord-Ouest et le territoire de ce qui est maintenant le Nunavut[8].

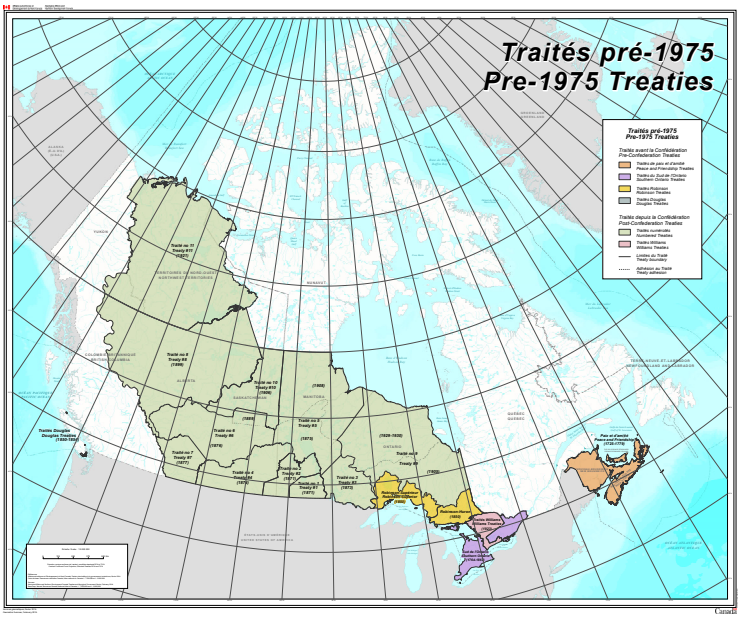
Comme on le verra ci-après, certains de ces secteurs non couverts par traité ont par la suite fait l'objet de négociations de traités modernes. De plus, dans certaines régions où les traités historiques n'ont jamais été pleinement mis en œuvre (notamment, par exemple, en ce qui concerne le Traité nº 11 et certaines des régions nordiques du Traité nº 8), la Couronne et les groupes autochtones concernés ont également entrepris des négociations de traités modernes et dans certains cas ont conclu des accords modernes.

Établissement des traités modernes au Canada

Le processus des traités modernes sert à terminer la conclusion des traités qui n'est pas encore achevée dans des régions du Canada où des traités historiques n'ont pas été signés. Le paragraphe 35(3) de la *Loi constitutionnelle de 1982*, précise ce qui suit :

> « Il est entendu que sont compris parmi les droits issus de traités…, les droits existants issus d'accords sur des revendications territoriales ou ceux susceptibles d'être ainsi acquis ».

Il n'y a pas de ligne de démarcation nette entre les traités « historiques » et « modernes ». La distinction artificielle est faite ici pour une simple raison pratique. Dans la plupart des tentatives de catégorisation, le premier traité dit moderne est censé être la *Convention de la Baie-James et du*



[7] Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, en ligne : <http://www.aadnc-aandc.gc.ca/DAM/DAM-INTER-HQ/STAGING/texte-text/htoc_1100100032308_fra.pdf>.

[8] Il n'est pas rare dans le cas des traités historiques d'entendre le terme « couvrent » une partie de la province. Par exemple, on vous dira que le Traité no 8 « couvre » des parties du nord-est de la C.-B., le nord de l'Alberta, la Saskatchewan et la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Toutefois, étant donné que dans de nombreuses régions, particulièrement dans les provinces des Prairies, la conclusion des traités a précédé la création des provinces des Prairies, il serait plus exact de dire que ces provinces « couvrent » le territoire des traités.

Nord québécois, signée en 1975. Ce qui distingue peut-être le plus les traités modernes des traités historiques est leur longueur et leur précision; ils se présentent généralement sous la forme de centaines de pages et comportent de nombreuses annexes et cartes détaillées.

Le juge Binnie, de la Cour suprême du Canada, a souligné ce qui suit :

> « Par leur complexité et leur caractère détaillé, les traités récents marquent un énorme progrès, à la fois par rapport aux traités historiques antérieurs à la Confédération… et par rapport aux traités postérieurs à la Confédération tel le Traité nº 8 (1899)... Les traités historiques, habituellement formulés en termes nobles d'une grande généralité, étaient souvent ambigus. Les tribunaux se sont ainsi vus forcés de recourir à des principes généraux (comme l'honneur de la Couronne) pour pallier les lacunes et parvenir à un résultat équitable. En revanche, si les ententes récentes sur des revendications territoriales globales — que l'on pourrait sans doute faire remonter à la *Convention de la Baie-James et du Nord québécois* (1975) — doivent elles aussi être interprétées et appliquées en conformité avec l'honneur de la Couronne, elles étaient néanmoins censées de procurer une certaine précision quant aux droits et obligations relatifs à la propriété et à la gouvernance. Au lieu d'instituer des mécanismes ponctuels facilitant la réconciliation, les traités récents visent à inscrire les relations entre Autochtones et non Autochtones dans le système juridique général, avec les avantages que cela présente sur le plan de la continuité, de la transparence et de la prévisibilité »[9].

Établissement de traités modernes au nord du 60e parallèle

Le processus d'établissement de traités modernes demeure, à ce jour, beaucoup plus prolifique dans le nord du Canada. Depuis 1973, 16 revendications territoriales globales ont été conclues dans les territoires du Nord (Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut).

- Au **Yukon**, on compte 14 Premières nations. À ce jour, des ententes sur des revendications territoriales ont été conclues avec 11 de ces Premières nations et sont appliquées. Voici ces 11 Premières nations avec la date à laquelle leur entente a été appliquée : les Premières nations de Champagne et d'Aishihik (1993); le conseil des Tlingits de Teslin (1993); la Première Nation des Gwitchin Vuntut (1993); la Première Nation des Nacho Nyak Dun (1993); la Première Nation de Little Salmon/Carmacks (1997); la Première Nation de Selkirk (1997); la Première Nation des Tr'ondek Hwech'in (1998); la Première Nation des Ta'an Kwach'an (2002); la Première Nation de Kluane (2003); la Première Nation des Kwanlin Dun (2005) et la Première Nation Carcross Tagish (2005)[10].
- Dans les **Territoires du Nord-Ouest**, à ce jour, des ententes sur des revendications territoriales ont été conclues et sont appliquées avec les groupes autochtones suivants : les Inuvialuits (1984), les Gwich'in (1992), les Dénés et les Métis du Sahtu (1994) et les Tlichos (2005). Dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, les négociations sur les revendications territoriales se poursuivent avec un certain nombre de groupes des Premières nations et des Métis.
- Au **Nunavut**, l'Accord définitif du Nunavut conclu en 1993 a conduit à la division des (jadis plus grands) Territoires du Nord-Ouest et à la création du nouveau territoire du Nunavut en 1999.

Les traités modernes au Canada comportent généralement deux volets : (i) les ententes sur des revendications territoriales globales et (ii) les ententes sur l'autonomie gouvernementale.

---

[9] *Beckman c Première Nation de Little Salmon/Carmacks*, 2010 CSC 53 au para 12, [2010] 3 RCS 103 [*Beckman*] [*Little Salmon*].

[10] Les modalités principales des ententes sur des revendications territoriales avec les Premières nations du Yukon sont énoncées dans l'*Accord-cadre définitif* (l'« ACD »). Entre autres, l'ACD comprend des dispositions relatives à la propriété des terres par les Premières nations du Yukon (« terres visées par le règlement ») et à la gestion des terres et des ressources au Yukon. Les ententes définitives mises en œuvre jusqu'à présent englobent les dispositions de l'ACD.

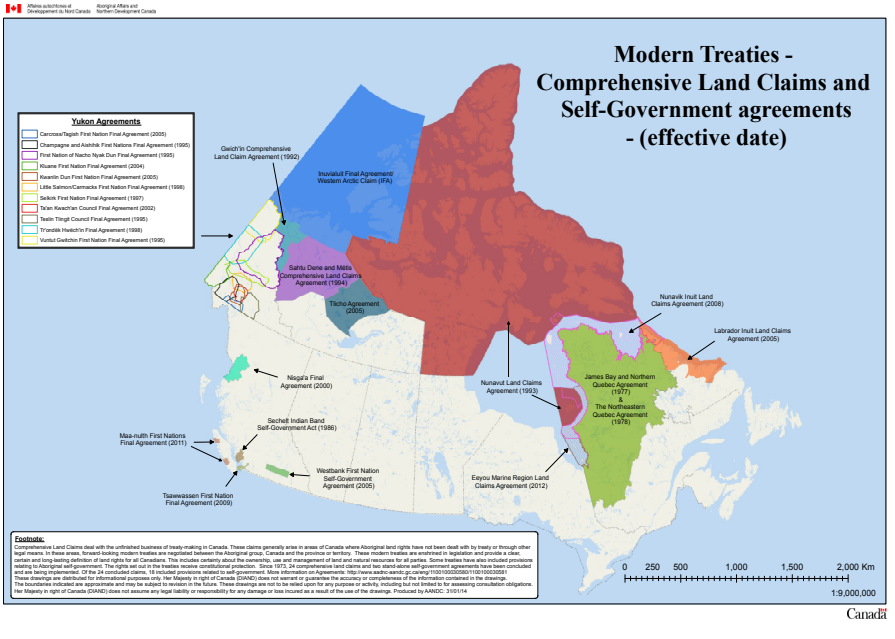
Certaines ententes portent sur les revendications territoriales et l'autonomie gouvernementale. Toutefois, certaines ententes portent uniquement sur les revendications territoriales, et laissent les négociations sur l'autonomie gouvernementale aboutir séparément. Par exemple, dans les Territoires du Nord-Ouest, l'accord définitif des Tlichos (2005) porte sur les revendications territoriales et l'autonomie gouvernementale; toutefois, les ententes antérieures conclues dans ce territoire (avec les Inuvialuits, les Gwich'in et du Sahtu) portent uniquement sur les revendications territoriales globales et laissent la question de l'autonomie gouvernementale à des négociations ultérieures (en cours).

Établissement de traités modernes au sud du 60e parallèle

Dans le reste du Canada (au sud du 60e parallèle) au cours de la même période, un nombre relativement restreint d'autres ententes sur les revendications territoriales globales et sur l'autonomie gouvernementale ont été conclues :

- Au Québec, il y a eu la *Convention de la Baie-James et du Nord québécois* (1977) susmentionnée et la *Convention du Nord-Est québécois* (1978).
- Les îles au large et les zones marines adjacentes au Québec ont fait l'objet de l'*Accord sur les revendications territoriales des Inuit du Nunavik* (2008) et de l'*Accord sur les revendications territoriales concernant la région marine d'Eeyou* (2012).
- Le nord du Labrador a fait l'objet de l'*Accord sur les revendications territoriales des Inuits du Labrador* (2005).
- En Colombie-Britannique, il y a eu l'*Accord définitif Nisga'a* (2000), l'*Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen* (2009) et l'*Accord définitif des Premières nations maa-nulthes* (2011). Des ententes sur l'autonomie gouvernementale ont également été conclues avec la bande indienne sechelte[11] (1986) et dans le cadre de l'*Accord d'autonomie gouvernementale de la Première Nation de Westbank* (2005).

La carte suivante montre les régions du pays où des traités modernes ont été conclus, notamment les ententes sur les revendications territoriales globales et sur l'autonomie gouvernementale[12].



[11] L'entente d'autonomie gouvernementale de la bande indienne sechelte se distingue quelque peu des nombreuses ententes décrites ci-dessus, puisqu'elle a été établie par une loi. Consultez : *Loi sur l'autonomie gouvernementale de la bande indienne sechelte*, LC 1986, c 27.

[12] Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, en ligne : <http://www.aadnc-aandc.gc.ca/DAM/DAM-

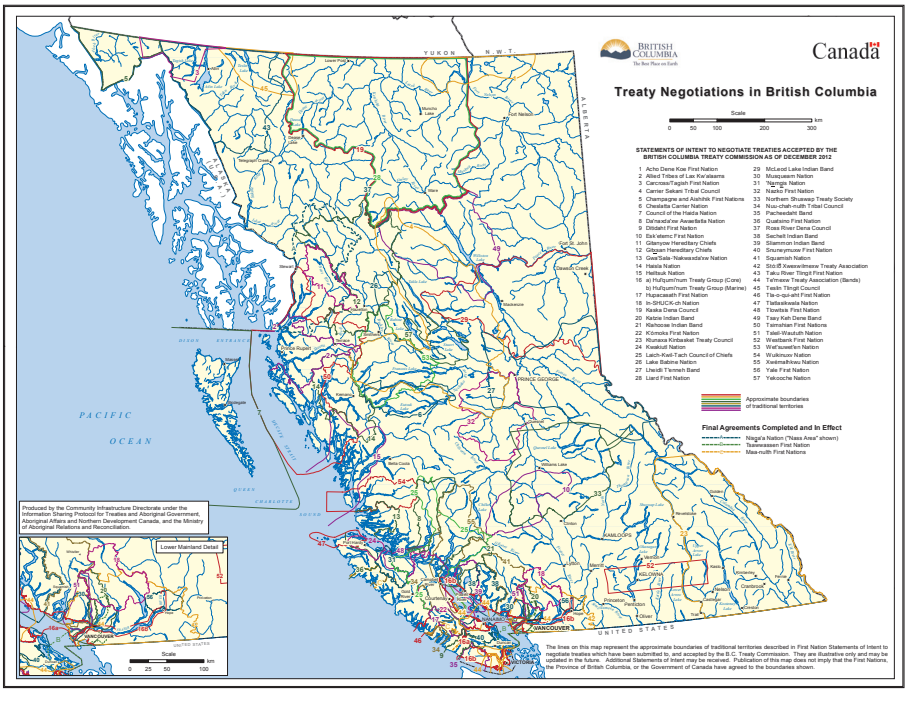
Processus de la Commission des traités de la Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique est la province où se retrouve sans doute la plus grande concentration de traités au Canada où la conclusion est restée inachevée. Comme on l'a vu précédemment, il n'y a pas de traités historiques ou modernes qui couvrent la majeure partie de la Colombie-Britannique. Toutefois, les gouvernements du Canada et de la Colombie-Britannique ont négocié des traités avec de nombreuses Premières nations, conformément au processus établi par la Commission des traités de la C.-B. La Commission des traités et le processus des traités ont été établis en 1992 en vertu d'une entente entre le gouvernement du Canada, le gouvernement de la C.-B. et le Sommet des Premières nations.

La carte suivante illustre les nombreuses revendications (se chevauchant) soumises dans le cadre du processus établi par la Commission des traités de la C.-B.[13] :

Certaines bandes indiennes en Colombie-Britannique négocient individuellement, alors que d'autres bandes se sont alliées pour former de plus grands groupes de négociation de traités. Sur les plus de 200 bandes indiennes en Colombie-Britannique, il y un peu plus de 100 d'entre elles qui participent au processus de la Commission des traités de la C.-B., regroupés dans environ 60 tables de négociation des traités[14]. Sur ces 60 groupes de négociation de traités :

- Deux (les Premières nations maa-nulthes et de Tsawwassen) sont en train de mettre en œuvre des ententes relatives à un traité;
- Trois ont conclu des accords définitifs qui n'ont pas encore été appliqués;
- Cinq ont entrepris la négociation d'ententes définitives ou ont conclu des ententes de principe;
- Dix sont bien avancés dans les négociations relatives à une entente de principe;



INTER-HQ-AI/STAGING/texte-text/mprm_pdf_modrn-treaty_1383144351646_fra.pdf>.

[13] Commission des traités de la C.-B., en ligne : <http://www.bctreaty.net/files/negotiations.php>.

[14] L'observateur attentif de la carte constatera, que même s'il y a de nombreuses revendications territoriales issues de

- Vingt poursuivent activement des négociations relatives à une entente de principe;
- Vingt ne négocient pas actuellement de traité.

De nombreux observateurs ont exprimé leur frustration devant la lenteur relative des négociations de traités et le fait — après plus de vingt ans d'existence du processus de la Commission des traités de la C.-B. — qu'il n'y ait qu'une poignée d'accords définitifs conclus. On estime toutefois que la situation actuelle s'est imposée depuis quelques centaines d'années, et il est peut-être irréaliste d'espérer ou d'attendre que des négociations de traités soient conclues rapidement. Ces dernières années, en C.-B., un certain nombre de Premières nations ont signé des ententes « progressives » qui confèrent un titre ou donnent accès à un nombre limité de parcelles de terres de la Couronne avant la conclusion d'une entente relative à un traité complet.

Revendications territoriales modernes – caractéristiques communes

Étant donné que le processus de négociation des traités modernes au Canada s'étend déjà sur quatre décennies, il n'est pas étonnant de constater une variation importante dans l'approche et dans les détails des traités modernes mentionnés précédemment. Encore une fois, au risque d'être accusé de généralisation, l'analyse qui suit sera axée sur des éléments communs. Une approche commune à l'égard de ces ententes, qui ont chacune leurs propres dispositions structurales et procédurales, est la suivante :

I. Une parcelle de terre particulière est désignée et confirmée comme étant détenue en fief simple par un groupe autochtone;

II. Une parcelle de terre plus vaste est désignée comme zone de gestion, dans laquelle le groupe autochtone, le gouvernement fédéral et le gouvernement provincial ou territorial participent à la planification de l'aménagement du territoire, à la délivrance des permis et aux autorisations d'utilisation des terres;

III. Une étendue plus vaste dans laquelle certains droits relatifs aux terres, comme les droits de chasse, de pêche, de piégeage et de cueillette, continuent de s'appliquer. Cette étendue plus vaste chevauche souvent les zones de gestion ou d'autres zones dans lesquelles les groupes autochtones voisins ont des droits et les exercent.

Il est évident que les décisions concernant les projets sur les terrains et les ressources des terres en fief simple en vertu de ces ententes relèvent du groupe autochtone, sous réserve des lois et règlements de ce groupe autochtone, ainsi que des lois et règlements en matière d'évaluation environnementale et de protection de l'environnement généralement applicables. Le problème le plus complexe et délicat est de déterminer le degré de contrôle exercé par le groupe autochtone dans les deuxième et troisième catégories de terres susmentionnées. Cette question sera examinée de façon plus approfondie dans la Partie II ci-après.

Secteurs non couverts par traité au Canada

Malgré les efforts de négociation des traités historiques et modernes, il reste encore des parties importantes du Canada où des traités n'ont jamais été signés. Par exemple, en Colombie-Britannique, où il y a plus de 200 Premières nations (sur un peu plus de 600 dans l'ensemble du Canada), la grande majorité des groupes autochtones n'ont pas de traité en vigueur[15]. En l'absence de traités,

traités qui se chevauchent, il y a également de vastes étendues qui ne sont pas visées par des revendications territoriales issues de traités. Il y a un grand nombre de Premières nations de la C.-B. qui ont choisi de poursuivre le règlement de leurs revendications hors du contexte du processus établi par la Commission des traités de la C.-B.

[15] Comme il a été mentionné précédemment, les principales exceptions sont (i) de petites parties de l'île de Vancouver qui sont visées par les traités Douglas signés avant la Confédération; (ii) la partie nord-est de la province, qui est visée par le Traité no 8 signé après la Confédération; (iii) le traité moderne des Nisga'a (2000) et le nombre relativement modeste des traités modernes achevés jusqu'à ce jour dans le cadre du processus de la Commission des traités de la C.-B., notamment l'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen (2009) et l'Accord définitif des Premières nations maa-nulthes (2011).

les principaux développements au chapitre des droits ancestraux et titre aborigène découlent de décisions judiciaires. Dans le monde hiérarchique des tribunaux, il n'y a pas de décisions judiciaires plus importantes que celles qui ont été prises par la Cour suprême du Canada. C'est pourquoi les paragraphes qui suivent porteront sur les étapes et les décisions judiciaires importantes de cette Cour.

Le jugement Calder

À la fin des années 1960, Frank Calder, le conseil tribal des Nisga'as et quatre bandes indiennes ont intenté une action contre le procureur général de la Colombie-Britannique en vue d'obtenir une déclaration « suivant laquelle le titre aborigène, autrement dit titre indien, que les demandeurs détiennent sur leur ancien territoire tribal… n'a jamais été juridiquement éteint ». La demande reposait en partie sur la *Proclamation royale* du 7 octobre 1763. L'action a été rejetée en première instance, et la Cour d'appel a rejeté l'appel de la décision.

Un comité de sept juges de la Cour suprême du Canada a entendu l'appel et, dans un jugement inhabituel sur le plan procédural, la décision a été partagée : 3-3-1[16].

- Trois juges (Hall, Spence et Laskin) auraient accueilli l'appel et rejeté comme « entièrement erronée » la proposition selon laquelle « après la conquête ou la découverte, les peuples aborigènes n'ont aucun droit à l'exception de ceux qui leur sont par la suite accordés ou reconnus par le conquérant ou le découvreur ». Ils ont conclu que le titre aborigène a continué d'exister et qu'il n'a pas été cédé.
- Trois juges (Martland, Judson et Ritchie) ont voté pour rejeter l'appel en fondant leur opinion sur les termes mêmes de la Proclamation ainsi que « sur l'histoire de la découverte, de la colonisation et de l'établissement de ce qui est maintenant la Colombie-Britannique ». Comme la région en question n'a été soumise à la souveraineté britannique qu'en 1846, les appelants ne faisaient pas partie de l'une des diverses bandes ou tribus indiennes soumises à la protection britannique en 1763 et n'étaient pas visés par la Proclamation.
- Le septième juge (Pigeon) a refusé de trancher et a plutôt conclu que la Cour n'est pas compétente (à défaut d'une autorisation du lieutenant-gouverneur de cette province) pour faire la déclaration demandée, puisqu'il s'agit de la revendication d'un titre contre la Couronne du chef de la province de la Colombie-Britannique.

Étant donné la nature inhabituelle de cette décision partagée 3-3-1, la décision finale n'était pas concluante, mais elle est généralement reconnue pour avoir relancé le processus de négociation des traités modernes au Canada. (L'accord définitif Nisga'a est entré en vigueur en 2000.)

Jurisprudence relative à l'article 35

À la suite de l'introduction du paragraphe 35(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982*, la Cour suprême du Canada en a examiné la portée dans l'affaire *R. c. Sparrow*, [1990] 1 RCS 1075 [*Sparrow*]. Elle a estimé qu'il y a lieu d'interpréter le paragraphe 35(1) « en fonction de l'objet qu'il vise » et qu'une interprétation généreuse et libérale s'impose étant donné que cette disposition vise à confirmer les droits ancestraux. Un texte législatif qui touche l'exercice de droits ancestraux sera valide s'il satisfait au critère applicable pour justifier une atteinte à un droit reconnu et confirmé au sens du paragraphe 35(1).

À la suite de l'arrêt *Sparrow* en 1990, un nombre croissant des litiges relatifs au droit applicable aux Autochtones au cours des années 1990 ont porté sur les droits ancestraux et titre aborigène, y compris le contenu de tels droits et comment ces droits peuvent être établis. À la fin des années 1990, ces questions ont été débattues jusqu'à la Cour suprême du Canada dans une série d'appels. Incontestablement, deux des plus importants appels de cette époque étaient

[16] *Calder et a.l c Procureur général de la Colombie-Britannique*, [1973] RCS 313 [*Calder*].

les suivants :

- *R. c. Van der Peet, [1996] 2 R.C.S. 507.*

Cet appel, entendu de concert avec les appels connexes *R. c. N.T.C. Smokehouse Ltd.*, [1996] 2 R.C.S. 672, et *R. c. Gladstone*, [1996] 2 R.C.S. 723, a soulevé la question que la Cour suprême du Canada n'a pas tranchée dans l'arrêt *R. c. Sparrow*, [1990] 1 R.C.S. 1075, à savoir : Comment faut-il s'y prendre pour définir les droits ancestraux reconnus et confirmés par le paragraphe 35(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982*? Pour constituer un droit ancestral, une activité doit être un élément d'une coutume, pratique ou tradition faisant partie intégrante de la culture distinctive du groupe autochtone qui revendique le droit en question. Constituent des droits ancestraux les coutumes, pratiques et traditions qui marquent la continuité avec les coutumes, pratiques et traditions qui existaient avant le contact avec les Européens.

- *Delgamuukw c. Colombie-Britannique,* [1997] 3 R.C.S. 1010 [*Delgamuukw*].

Cet appel a porté sur le contenu du titre aborigène, la façon dont l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982* protège le titre aborigène et les éléments de preuve requis pour établir le titre aborigène. La Cour a jugé que le titre aborigène comprend le droit d'utiliser et d'occuper de façon exclusive les terres détenues en vertu de ce titre pour différentes fins qui ne doivent pas nécessairement être des aspects de coutumes, pratiques et traditions autochtones faisant partie intégrante d'une culture autochtone distinctive. Pour établir le bien fondé de la revendication d'un titre aborigène, le groupe autochtone qui revendique le titre doit démontrer qu'il occupait les terres en question au moment où la Couronne a affirmé sa souveraineté sur ces terres.

La Cour n'a toutefois pas déterminé avec précision *le lieu*, les droits ancestraux ou le titre aborigène s'appliquent et n'a pas défini avec précision leur contenu. On a laissé le soin de les définir dans le cadre de nouvelles actions en justice ou de les établir dans le cadre de négociations de traités. Comme il a été mentionné précédemment, un certain nombre de groupes autochtones dans la province participent actuellement à des négociations de traité avec la Couronne, alors que d'autres groupes autochtones cherchent à faire valoir le titre aborigène ou les droits ancestraux devant les tribunaux. Dans l'intervalle, le lieu d'application *précis* du titre aborigène en Colombie-Britannique et dans d'autres régions reste indéfini. En l'absence d'une telle définition, ces groupes autochtones ont *revendiqué* un titre et des droits ancestraux sur de vastes étendues de terre de la Couronne. Bon nombre de ces « territoires traditionnels » revendiqués empiètent sur les revendications territoriales des voisins.

La définition de droits ancestraux et de titre aborigène est toujours en cours d'élaboration :

- En ce qui a trait aux droits ancestraux, la Cour suprême du Canada a examiné un certain nombre de revendications particulières visant des droits précis. Par exemple, la Cour s'est penchée récemment sur un certain nombre de revendications visant les droits de pêche commerciale[17].
- En ce qui a trait au titre aborigène, la Cour suprême du Canada a eu l'occasion de se prononcer sur cette question[18], et elle a actuellement une affaire très importante à délibéré qui est susceptible d'offrir l'occasion de préciser davantage la nature du titre aborigène[19].

[17] Consultez l'affaire *Bande indienne des Lax Kw'alaams c Canada (Procureur général)*, 2011 CSC 56, [2011] 3 RCS 535. Consultez également l'affaire *Bande indienne Ahousaht c Canada (Procureur général)*, 2012 BCCA 404, dont la demande d'autorisation d'interjeter appel a été rejetée par la Cour suprême du Canada le 30 janvier 2014.

[18] Voir *Marshall*, *supra* note 5; *R c Bernard*, 2005 CSC 43, [2005] 2 RCS 220.

[19] Consultez la décision de la Cour d'appel de la C.-B. dans l'affaire *William c Colombie-Britannique*, 2012 BCCA 285. La Cour suprême du Canada a accordé l'autorisation d'interjeter appel, et l'appel a été entendu en novembre 2013. La décision est en délibéré.

- La Cour suprême du Canada a également rendu une série de décisions sur les droits des Métis[20].

Le message fondamental de la partie I est que, pour bien commencer, il faut que tous les participants (organismes de réglementation en matière d'énergie et parties qui comparaissent devant eux) comprennent le contexte juridique applicable des groupes autochtones qui peuvent participer aux processus réglementaires. Les organismes de réglementation en matière d'énergie, dont la compétence est restreinte aux frontières provinciales, territoriales et canadiennes, peuvent entendre les groupes autochtones dans ces trois contextes juridiques. Certains groupes peuvent avoir des droits issus de traités (fondés sur des accords historiques ou modernes) alors que de nombreux autres ont revendiqué ou établi des droits ancestraux. Comprendre le contexte peut permettre d'éviter les erreurs qui pourraient se produire dans l'application de la jurisprudence, des pratiques ou des principes qui ont été élaborés ou analysés dans un contexte juridique différent. La bonne compréhension du contexte juridique des droits ancestraux et issus de traités est importante lorsque l'on tient compte de l'obligation de la Couronne de consulter, qui est examinée dans la partie II.

Partie II : L'obligation de consulter[21]

L'obligation de consulter – Origine et aperçu de la jurisprudence

Une des premières constatations au sujet de l'obligation de consulter est qu'elle trouve ses origines principalement dans le droit jurisprudentiel (et demeure une loi faite par les juges). Contrairement à bon nombre des enjeux auxquels font face les organismes de réglementation en matière d'énergie (qui sont fondés sur une loi, un règlement ou une politique gouvernementale), la loi relative à l'obligation de la Couronne de consulter est essentiellement le fruit de la jurisprudence. Même si les politiques de consultation et (récemment) la législation ont commencé à jouer un rôle plus important, c'est encore la jurisprudence qui joue les accords dominants.

L'obligation de consulter a d'abord été soumise à maintes reprises à l'examen des tribunaux dans le cas des secteurs non couverts par un traité du Canada, particulièrement en Colombie-Britannique. On a fait référence à la consultation de la Couronne dans le contexte de la discussion sur les droits ancestraux[22] et le titre aborigène[23], mais la portée et l'étendue de toute obligation juridique restait indéterminée. À la fin des années 1990 et au début des années 2000, le débat a fait rage dans les tribunaux inférieurs pour déterminer quand, le cas échéant, la Couronne a une « obligation de consulter » dans les circonstances où les droits ancestraux et le titre aborigène ont été revendiqués, mais non encore prouvés.

Cette question a été traitée par la Cour suprême du Canada en 2004 lorsqu'elle a rendu deux arrêts de principe sur l'obligation de la Couronne de consulter : *Nation haïda c. Colombie-Britannique (ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73 et *Première Nation Tlingit de Taku c. Colombie-Britannique (Directeur d'évaluation*

[20] *R c Powley*, 2003 CSC 43, [2003] 2 RCS 207; *Manitoba Metis Federation Inc. c Canada (Procureur général)*, 2013 CSC 14; *R c Hirsekorn*, 2013 ABCA 242, la demande d'autorisation d'interjeter appel a été rejetée dans l'affaire *Hirsekorn c Sa Majesté la Reine*, 2014 CanLII 2421.

[21] Certaines sections de la partie II et de la partie III s'inspirent d'idées mises de l'avant au départ dans un article de Chris W. Sanderson, c.r., K. Bergner et Michelle S. Jones « The Crown's Duty to Consult Aboriginal Peoples: Towards an understanding of the source, purpose and limits of the duty » (l'obligation de la couronne de consulter les peuples autochtones : vers une compréhension de la source, de l'objectif et des limites de cette obligation) (2012) 49:1 Alberta LJ, .

[22] Par exemple, dans la décision de 1990 rendue dans *Sparrow*, l'examen de la Cour de la « justification » pour la violation des droits ancestraux a dégagé certaines des questions à prendre en compte, notamment si le groupe autochtone concerné a été consulté au sujet des mesures mises en œuvre.

[23] Par exemple, dans la décision de 1997 rendue dans *Delgamuukw* au para 168, l'examen de la Cour de la « justification » de l'atteinte au titre aborigène comprenait les observations suivantes : « Il y a toujours obligation de consultation. La question de savoir si un groupe autochtone a été consulté est pertinente pour décider si l'atteinte au titre aborigène est justifiée, au même titre que le fait pour la Couronne de ne pas consulter un groupe autochtone au

de projet), 2004 CSC 74. Ces deux affaires sont survenues dans des régions de la Colombie-Britannique où des traités n'ont jamais été signés historiquement entre la Couronne (les gouvernements fédéral et/ou provincial) et les Premières nations.

Dès le début, il est apparu clairement pour la Cour suprême du Canada (et de nombreux observateurs) que la compréhension de l'obligation de consulter ne faisait que commencer. Dans l'arrêt *Haïda*, la Cour a indiqué ce qui suit :

> « Il s'agit de la première affaire du genre à être soumise à la Cour. Notre tâche se limite modestement à établir le cadre général d'application, dans les cas indiqués, de l'obligation de consultation et d'accommodement avant que les revendications de titre et droits ancestraux soient tranchées. Au fur et à mesure de l'application de ce cadre, les tribunaux seront appelés, conformément à la méthode traditionnelle de la Common Law, à préciser l'obligation de consultation et d'accommodement. » (paragraphe 11)

Ce travail de « préciser » l'obligation de consultation se poursuit depuis, y compris les décisions occasionnelles rendues par la Cour suprême du Canada. Les étapes importantes comprennent les suivantes :

- En 2005, la Cour suprême du Canada a appliqué ce nouveau cadre de l'obligation de la Couronne de consulter dans le contexte d'un traité historique (Traité nº 8 signé en 1899). *Première nation crie Mikisew c. Canada (Ministre du Patrimoine canadien)*, 2005 CSC 69[24].
- En 2010, la Cour suprême du Canada a appliqué ce cadre dans le contexte d'un traité moderne (signé en 1997). *Beckman c. Première Nation de Little Salmon/Carmacks*, 2010 CSC 53[25].
- Également en 2010, la Cour suprême du Canada a réaffirmé comment ce cadre fonctionne dans un contexte de secteurs non couverts par traité, en s'attachant en particulier à déterminer si des violations passées des droits ancestraux peuvent faire naître l'obligation de consulter et (plus important encore pour le sujet de cet article) à examiner le rôle que joue un tribunal administratif dans la consultation et le contrôle de celle-ci. *Rio Tinto Alcan Inc. et BC Hydro c. Conseil tribal Carrier Sekani*, 2010 CSC 43.
- Plus récemment en 2013, la Cour suprême du Canada s'est penchée sur la question de savoir à qui est due l'obligation de consultation de la Couronne — y compris si des particuliers peuvent revendiquer une obligation de consulter ou invoquer des droits issus de traités — et quelle est la procédure appropriée pour soulever des allégations de consultation inadéquates. *Behn c. Moulton Contracting Ltd*, 2013 CSC 26.

L'analyse qui suit examinera les principaux aspects de cette jurisprudence, en mettant l'accent sur les questions qui sont d'un intérêt primordial pour les organismes de réglementation en matière d'énergie.

Le cadre de l'obligation de consultation dans les secteurs non couverts par traité – *Haïda*

Dans l'arrêt *Haïda*, la Cour a jugé que le gouvernement est tenu à une obligation de consulter les peuples autochtones et que cette obligation découle du principe de « l'honneur de la Couronne ». En attendant le règlement des revendications des Autochtones, la Cour suprême du Canada a déterminé que l'obligation de la Couronne « prend naissance lorsque la Couronne a connaissance, concrètement ou

sujet des conditions auxquelles des terres d'une réserve sont cédées à bail peut constituer un manquement à l'obligation de fiduciaire de celle-ci en Common Law ».

[24] *Première nation crie Mikisew c Canada (Ministre du Patrimoine canadien)*, 2005 CSC 69 (dans le respect du Traité nº 8 signé en 1899) [*Mikisew*].

[25] *Beckman*, *supra* note 9 (dans le respect d'un traité signé en 1997).

par imputation, de l'existence potentielle du droit ou titre ancestral et envisage des mesures susceptibles d'avoir un effet préjudiciable sur celui ci »[26].

La portée et l'étendue de l'obligation de consulter et d'accommoder varient selon les circonstances. En termes généraux, l'étendue de l'obligation dépend de l'évaluation préliminaire de deux variables : la solidité de la preuve étayant l'existence du droit ou du titre revendiqué et la gravité des effets préjudiciables potentiels sur le droit ou le titre revendiqué[27]. Cela produit un « continuum » de consultation. À une extrémité du continuum, on retrouve les cas où la revendication de titre est peu solide, le droit ancestral limité ou le risque d'atteinte faible. Dans ces cas, les seules obligations seraient d'aviser les intéressés, de leur communiquer des renseignements et de discuter avec eux des questions soulevées par suite de l'avis[28]. À l'autre extrémité du continuum, on retrouve les cas où la revendication repose sur une preuve à première vue solide, où le droit et l'atteinte potentielle sont d'une haute importance pour les Autochtones et où le risque de préjudice non indemnisable est élevé. Dans de tels cas, il peut s'avérer nécessaire de tenir une « consultation approfondie » en vue de trouver une solution provisoire acceptable[29]. Bien que les exigences précises puissent varier selon les circonstances, la consultation requise dans ces cas pourrait comporter la possibilité de présenter des observations, la participation officielle à la prise de décisions et la présentation de motifs montrant que les préoccupations des Autochtones ont été prises en compte et de préciser quelle a été l'incidence de ces préoccupations sur la décision. Cette liste n'est pas exhaustive et ne doit pas nécessairement être suivie dans chaque cas. D'autres cas se situent entre ces deux extrêmes. Il faut procéder au cas par cas. Il faut également faire preuve de souplesse, car le degré de consultation nécessaire peut varier à mesure que se déroule le processus et que de nouveaux renseignements sont mis au jour. La Cour suprême du Canada a déterminé que la « question décisive » dans toutes les situations consiste à déterminer « ce qui est nécessaire pour préserver l'honneur de la Couronne et pour concilier les intérêts de la Couronne et ceux des Autochtones »[30].

Des consultations menées de bonne foi peuvent donc faire naître « l'obligation d'accommoder ». Lorsque la revendication repose sur une preuve à première vue solide et que la décision que le gouvernement entend prendre risque de porter atteinte de manière appréciable aux droits visés par la revendication, l'obligation d'accommodement pourrait exiger « l'adoption de mesures pour éviter un préjudice irréparable ou pour réduire au minimum les conséquences de l'atteinte jusqu'au règlement définitif de la revendication sous jacente »[31].

Le droit d'être consulté au sujet des activités proposées sur les terres de la Couronne ne donne pas aux groupes autochtones un droit de « veto »[32]. Il n'y a pas obligation de parvenir à un accord.

Les tierces parties, comme les entreprises pétrolières et gazières ou les sociétés minières et forestières privées, n'ont pas d'obligation juridique de consulter. Cela ne signifie toutefois pas qu'elles n'ont aucun rôle à jouer :

> « La Couronne demeure seule légalement responsable des conséquences de ses actes et de ses rapports avec des tiers qui ont une incidence sur des intérêts autochtones. <u>Elle peut déléguer certains aspects procéduraux de la consultation à des acteurs industriels</u>

[26] *Nation haïda c Colombie-Britannique (ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73 au para 35 [*Haïda*]. Dans l'arrêt Rio Tinto, supra note 2 au para 31, la Cour a confirmé que cette condition lorsque l'obligation de consulter prend naissance (dans les secteurs non couverts par traité) comporte trois éléments : (1) la connaissance par la Couronne, réelle ou imputée, de l'existence possible d'une revendication autochtone ou d'un droit ancestral; (2) la mesure envisagée de la Couronne; et (3) la possibilité que cette mesure ait un effet préjudiciable sur une revendication autochtone ou un droit ancestral.
[27] *Ibid* au para 39.
[28] *Ibid* au para 43.
[29] *Ibid* au para 44.
[30] *Ibid* au para 45.
[31] *Ibid* au para 47.
[32] *Ibid* au para 48.

> qui proposent des activités d'exploitation; cela n'est pas rare en matière d'évaluations environnementales »[33]. [Le soulignement a été ajouté.]

La portée et l'étendue de la délégation des « aspects procéduraux » de la consultation (et la façon dont une telle délégation s'effectue) sont une source de débat constant. En pratique, il arrive souvent que la majeure partie de l'obligation de consultation incombe aux promoteurs industriels.

Comme il en est question dans la partie III, cette observation est particulièrement importante dans le contexte du rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie, lorsque le demandeur est le plus souvent un « promoteur industriel qui cherche à effectuer un développement particulier ». La capacité de la Couronne de déléguer des « aspects procéduraux » de la consultation aux promoteurs industriels qui cherchent à effectuer un développement particulier est importante dans le contexte de la détermination du rôle des organismes de réglementation en matière d'énergie, qui pourraient avoir un rôle à jouer dans l'évaluation du caractère adéquat de la consultation menée par un promoteur (privé), mais qui pourraient, ou non, avoir un rôle à jouer dans l'évaluation du caractère adéquat de la consultation menée par la Couronne à l'égard du même projet.

Le cadre prévoit un processus administratif

La décision en cause dans l'affaire *Haïda* n'était pas le fruit d'un tribunal administratif (encore moins d'un organisme de réglementation en matière d'énergie quasi judiciaire). La Cour a néanmoins formulé quelques observations sur la façon dont un régime administratif pourrait constituer un forum approprié pour traiter de l'obligation de la Couronne de consulter :

> Dans les affaires complexes ou difficiles, le gouvernement peut décider de recourir à un mécanisme de règlement des différends comme la médiation ou un régime administratif mettant en scène des décideurs impartiaux[34].

La Cour a également déclaré qu'il incombe au gouvernement de choisir la manière de structurer un tel processus :

> Il est loisible aux gouvernements de mettre en place des régimes de réglementation fixant les exigences procédurales applicables aux différents problèmes survenant à différentes étapes, et ainsi de renforcer le processus de conciliation et réduire le recours aux tribunaux[35].

Tout en soulignant que « la province n'a pas encore établi de mécanisme à cette fin », la Cour a toutefois décrit sommairement quelle norme de contrôle devrait s'appliquer à tout processus administratif qui pourrait être instauré à cette fin[36]. La Cour a conclu cette analyse avec une autre référence qui semble indiquer des parallèles entre ce domaine du droit des Autochtones et du droit réglementaire/administratif : « l'élément central n'est pas le résultat, mais le processus de consultation et d'accommodement »[37].

Cette analyse sera reprise et précisée dans des affaires ultérieures (notamment dans l'affaire *Carrier Sekani*). En premier lieu, il convient cependant d'examiner l'arrêt connexe d'*Haïda* — *Taku River* — pour en tirer des enseignements concernant le rôle des processus administratifs et du processus décisionnel.

Le cadre appliqué à un processus administratif (non quasi judiciaire) - Taku River

Le jugement de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Première Nation Tlingit de Taku River c. Colombie-Britannique (Directeur d'évaluation de projet)*, 2004 CSC 74 a été rendu en même temps que le jugement *Haïda*. À la différence de la décision gouvernementale en cause dans l'affaire *Haïda*, le processus

[33] *Ibid* au para 53.
[34] *Ibid* au para 44.
[35] *Ibid* au para 51.
[36] *Ibid* aux para 60 à 63.
[37] *Ibid* au para 63.

décisionnel examiné dans l'affaire *Taku* découlait d'une recommandation résultant d'un processus d'évaluation environnementale se déroulant sous un régime administratif reconnu sur le plan législatif, même s'il ne comportait pas une audience d'un tribunal réglementaire quasi judiciaire, comme c'est habituellement le cas pour les organismes de réglementation en matière d'énergie. Le projet en cause concernait la réouverture d'une ancienne mine et la construction d'une route d'accès. Même si la demande a été examinée, elle est devenue assujettie à la *Environmental Assessment Act*, R.S.B.C. 1996, ch. 119, qui venait alors d'être adoptée[38]. Un des buts de l'*Environmental Assessment Act* (tel qu'il était énoncé à l'époque), au sens du paragraphe 2(e), était de « permettre, lors des évaluations effectuées en vertu de la présente loi, la participation… des Premières nations… ». La Première Nation Tlingit de Taku River a été invitée à participer au « comité d'examen du projet » et à divers sous-comités et a accepté de le faire. Finalement, la majorité des membres du comité d'examen du projet ont préparé un rapport écrit faisant état des recommandations pour renvoyer la demande de certificat d'approbation de projet aux ministres pour décision. La Première nation a exprimé son désaccord avec les recommandations contenues dans le rapport et a préparé son propre rapport faisant état de ses préoccupations à l'égard du processus et de la proposition. Les ministres ont approuvé le projet proposé et un certificat d'approbation de projet a été émis, sous réserve de conditions détaillées.

La Cour suprême du Canada a statué que la province avait l'obligation de consulter la Première Nation Tlingit de Taku River avant de décider de rouvrir la mine[39]. Elle a estimé que l'acceptation de la revendication de titre de la Première Nation Tlingit de Taku River en vue de la négociation d'un traité dans le cadre du processus de la Commission des traités de la C.-B. constituait une preuve *prima facie* du bien-fondé de ses revendications d'un titre et de droits ancestraux et que le risque de conséquences négatives sur les revendications de la Première Nation Tlingit de Taku River était élevé[40]. La Cour a conclu que la Première Nation Tlingit de Taku River « avait le droit de s'attendre à des consultations plus poussées que le strict minimum et à une volonté de répondre à ses préoccupations qui puisse être qualifiée d'accommodement »[41].

Toutefois, après examen du processus qui a donné lieu à l'évaluation environnementale, la Cour a conclu que la consultation menée par la province a été suffisante[42]. La Cour a notamment confirmé que la province n'était pas tenue d'établir un processus de consultation distinct pour répondre aux préoccupations des Autochtones, mais que cette consultation pouvait se faire dans le cadre du processus administratif existant.

> « La province n'était pas tenue de mettre sur pied, pour l'examen des préoccupations de la PNTTR [Première Nation Tlingit de Taku River], une procédure spéciale de consultation différente de celle établie par l'*Environmental Assessment Act*, qui requiert expressément la consultation des Autochtones concernés »[43].

En examinant la large participation de la Première Nation Tlingit de Taku River à plusieurs étapes de l'évaluation, la Cour a estimé, qu'à la fin de l'évaluation, les préoccupations de la PNTTR avaient été bien comprises et qu'elles avaient été analysées en profondeur. Par conséquent, la Couronne « s'est pleinement acquittée de son obligation de consultation »[44].

La Cour a indiqué que de nouvelles consultations plus détaillées seraient tenues à l'étape d'approbation du permis pour

---

[38] La *Environmental Assessment Act* de la C.-B. de 1996 a ultérieurement été modifiée en 2002 (SBC 2002, c 43).
[39] *Premère nation Tlinglit de Taku River c Colombie-Britannique (Directeur d'évaluation de projet)*, 2004 CSC 74 aux para 23-28 [Taku].
[40] *Ibid* au para 30.
[41] *Ibid* au para 32.
[42] *Ibid* au para 39.
[43] *Ibid* au para 40.
[44] *Ibid* au para 41.

le projet, qui permettrait également à la Couronne de continuer de s'acquitter de son obligation de consulter les Autochtones et, s'il y a lieu, de trouver des accommodements aux préoccupations des Autochtones.

> « Le comité d'examen du projet a conclu que certaines préoccupations non encore examinées pourraient être étudiées de façon plus efficace à l'étape du permis, dans le contexte plus large de la négociation de traités ou lors de la planification d'une stratégie d'utilisation du territoire. … Il ne fait donc aucun doute que le comité d'examen du projet, et par voie de conséquence les ministres, ont examiné la question de savoir dans quelle mesure les préoccupations de la PNTTR devaient faire l'objet d'accommodements à ce stade du projet et dans quelles autres instances celle-ci pourrait continuer de participer au processus. On s'attend à ce que, à chacune des étapes (permis, licences et autres autorisations) ainsi que lors de l'élaboration d'une stratégie d'utilisation du territoire, la Couronne continue de s'acquitter honorablement de son obligation de consulter la PNTTR et, s'il y a lieu, de trouver des accommodements aux préoccupations de celle-ci »[45].

Il ressort clairement de l'analyse des arrêts *Haïda* et *Taku* que le cadre de l'obligation de consulter comprenait, dès le début, la prévision d'un rôle important pour la prise de décisions administratives dans le processus d'examen environnemental et réglementaire existant, même si ce processus ne règle pas tous les problèmes en suspens. Une meilleure clarification du rôle des organismes de réglementation en matière d'énergie pourrait prendre encore quelques années. Toutefois, les grandes lignes de l'approche qui se dégage étaient visibles dans les décisions antérieures rendues par la Cour.

L'obligation de consultation dans les secteurs couverts par traité historique – Mikise

Après l'établissement du cadre de l'obligation de consultation en 2004, une des premières questions a été de déterminer comment l'obligation de consulter s'applique dans le contexte des droits issus de traités. En 2005, la Cour s'est penchée sur l'obligation de consulter dans le contexte d'un traité historique : le Traité nº 8 signé en 1899.

Cette affaire portait sur la contestation de l'approbation ministérielle d'une proposition visant le rétablissement d'une route d'hiver à travers le parc national Wood Buffalo. La Première nation crie Mikisew, une nation signataire du Traité nº 8, s'opposait à la construction de la route proposée parce qu'elle porterait atteinte aux droits de chasse et de piégeage issus du Traité nº 8. Parcs Canada a fourni une trousse d'information standard sur cette route à la Première nation, et cette dernière a été invitée à participer à des journées portes ouvertes d'information avec le grand public. Parcs Canada n'a tenu une consultation directe avec la Première nation au sujet de cette route et au sujet des moyens d'atténuer les répercussions de cette route sur les droits issus du traité qu'une fois que des décisions importantes au sujet de cette route avaient déjà été prises. La Première nation a contesté la décision du ministre du Patrimoine canadien et du ministre responsable de Parcs Canada d'autoriser la construction de la route parce que le ministre n'a pas consulté de façon appropriée la Première nation au sujet de cette route.

Le Traité nº 8 contient la clause suivante (qui est incluse dans des termes similaires dans la plupart des autres traités numérotés)[46] :

> « Et Sa Majesté la Reine convient par les présentes avec les dits indiens qu'ils auront le droit de se livrer à leurs occupations ordinaires de la chasse au fusil, de la chasse au piège et de la pêche dans l'étendue de pays cédée telle que ci-dessus décrite, subordonnées à tels règlements qui pourront être faits de temps à autre par le gouvernement du pays agissant

[45] *Ibid* au para 46.

[46] Certains des traités numérotés utilisent des termes légèrement différents, même si l'importance de cette différence n'est pas une question qui a été résolue. La Cour suprême du Canada a accordé une autorisation d'appel relativement au Traité nº 3. Consultez : *Keewatin c Ontario (ministre des Ressources naturelles)*, 2013 ONCA 158; l'autorisation d'interjeter appel est accordée dans l'affaire *Keewatin c Ministre des Ressources naturelles*, 2013 CanLII 59883.

> au nom de Sa Majesté et sauf et excepté tels terrains qui de temps à autre pourront être requis ou pris pour des fins d'établissements, de mine, de commerce de bois, ou autres objets ». [Le soulignement a été ajouté.]

La Cour a confirmé que le Traité nº 8 prévoyait la « prise » de terres cédées pour différentes fins, mais a constaté que le traité n'a pas précisé le processus par lequel une telle prise devait se faire. La Cour s'est servie de l'obligation de consulter pour combler cette lacune procédurale :

> Tant le contexte historique que les inévitables tensions sous jacentes à la mise en œuvre du Traité nº 8 commandent un *processus* par lequel des terres peuvent être transférées d'une catégorie (celle des terres sur lesquelles les Premières nations conservent des droits de chasse, de pêche et de piégeage) à l'autre (celle des terres sur lesquelles elles n'ont pas ces droits). Le contenu du processus est dicté par l'obligation de la Couronne d'agir honorablement[47].

La Cour a estimé que le Traité nº 8 confère aux Cris Mikisew des droits substantiels (de chasse, de pêche et de piégeage) ainsi que le droit de nature procédurale d'être consultés par rapport aux atteintes aux droits substantiels. La Cour suprême a déclaré qu'étant donné que la prise a un effet préjudiciable sur le droit de chasser et de piéger issu du traité de la Première nation, Parcs Canada était tenu de consulter les Cris Mikisew avant de prendre une décision.

La Cour a signalé qu'une échelle variable des obligations de consultation s'applique dans un contexte lié à un traité aussi bien que dans un contexte non lié à un traité. Toutefois, au lieu de la « solidité de la revendication » (pour un droit revendiqué, mais non encore prouvé) la Cour parle de la « spécificité de la promesse faite dans le traité ». La seconde variable (l'effet préjudiciable) reste à peu près la même, avec la Cour déclarant que « l'effet préjudiciable, comme l'étendue de l'obligation de la Couronne, est une question de degré ».

Le traité historique modifie clairement la façon dont l'obligation de consultation s'applique. La Cour a jugé que même si la route d'hiver est susceptible d'avoir un effet sur les droits de chasse et de piégeage issus du traité des Mikisew, il s'agit d'une route d'hiver relativement peu importante sur des terres « cédées » par les Cris Mikisew lorsqu'ils ont signé le Traité no 8. En conséquence, l'autre extrémité du continuum de consultation était prise en compte. Cela signifie que Parcs Canada aurait dû aviser les Mikisew et aurait dû les faire participer directement pour solliciter leurs points de vue et s'efforcer de réduire au minimum les effets préjudiciables du projet sur leurs droits. Comme Parcs Canada a déterminé unilatéralement des questions importantes comme le tracé de la route avant de rencontrer les Cris Mikisew, la Cour a jugé que l'obligation de la Couronne de consulter n'a pas été satisfaite adéquatement.

L'obligation de consultation dans les secteurs couverts par traité moderne - *Little Salmon*

Les décisions de 2004-2005 énoncent comment l'obligation de consultation s'applique dans les secteurs non couverts par traité et les secteurs couverts par traité historique. En 2010, la Cour suprême du Canada a rendu sa décision dans l'affaire *Beckman c. Première Nation de Little Salmon/Carmacks* qui traite de la façon dont l'obligation de la Couronne de consulter les groupes autochtones au sujet de ses décisions s'applique dans le contexte des ententes modernes sur les revendications territoriales.

L'affaire a pour origine l'*Entente définitive de la Première Nation de Little Salmon/Carmacks* (« l'entente définitive ») de 1997, que la Première Nation Little Salmon/Carmacks a conclue avec les gouvernements du Yukon et du Canada[48].

---

[47] *Mikisew, supra* note 24 au para 33.

[48] En vertu de cette entente définitive, Little Salmon/Carmacks a reçu certains avantages, notamment un titre à l'égard d'une superficie de 2 589 kilomètres carrés de terres, une indemnisation pécuniaire excédant 34 millions de dollars, une possibilité de partage des redevances, des mesures de développement économique et des droits relatifs à la récolte des ressources halieutiques, fauniques et forestières. De plus, la Première Nation de Little Salmon/Carmacks, avec d'autres Premières nations du Yukon, a obtenu l'autorisation de nommer des membres à des conseils de cogestion traitant de la gestion des pêches et de la faune, de l'évaluation des activités de développement, de l'aménagement du territoire et

En 2001, le gouvernement a reçu une demande pour une concession de terres agricoles de quelque 65 hectares des terres de la Couronne du Yukon dans le territoire traditionnel visé par l'entente définitive. Cette entente prévoyait que les membres de la Première Nation de Little Salmon/Carmacks aient des droits d'accès aux terres de la Couronne dans leur territoire traditionnel aux fins de récolte de subsistance à l'exception de celles faisant l'objet d'un contrat de vente, comme c'est le cas de cette demande. La demande a été examinée dans le cadre d'une série de processus d'examen administratifs, notamment :

- Un « examen préliminaire » effectué par la Direction de l'agriculture et la Direction des terres ainsi que le Secrétariat des revendications territoriales;
- Un examen technique plus approfondi effectué par le Comité d'examen des demandes concernant les terres agricoles (« CEDTA »), un organisme antérieur au traité et qui n'a rien à voir avec celui ci; (Le CEDTA a recommandé au demandeur de redélimiter sa parcelle de terre pour des raisons liées aux caractéristiques du sol et à des préoccupations non précisées concernant l'environnement, la faune et la flore ainsi que le piégeage. Le demandeur s'est conformé à cette recommandation.)
- Un palier d'examen supérieur effectué par le Comité d'examen des demandes d'aliénation de terres (« CEDAT »), un comité composé de représentants d'organismes fédéraux, territoriaux et provinciaux ainsi que de Premières nations, dont la Première Nation de Little Salmon/Carmacks. Le CEDAT est également antérieur au traité et n'a rien à voir avec celui ci.

Dans une lettre envoyée au CEDAT, la Première Nation de Little Salmon/Carmacks a exprimé ses préoccupations à l'égard de la demande. Cependant, aucun représentant de la Première Nation de Little Salmon/Carmacks n'a pris part à la réunion et n'a demandé l'ajournement de l'examen. Les préoccupations soulevées dans la lettre ont été prises en compte par le CEDAT, mais celui-ci a finalement approuvé la demande. Le directeur de la Direction de l'agriculture du gouvernement du Yukon (le « directeur ») a examiné et confirmé l'approbation du CEDAT. La Première Nation de Little Salmon/Carmacks a demandé un contrôle judiciaire de la décision du directeur d'approuver la demande. Deux questions principales se posaient : 1. Le gouvernement du Yukon avait-il l'obligation de consulter la Première Nation de Little Salmon/Carmacks et, s'il y a lieu, de l'accommoder au-delà de ce qui était expressément requis par l'entente définitive? 2. Si oui, quelle portée de consultation s'avérait nécessaire et le gouvernement s'est-il acquitté de cette obligation?

La Cour suprême du Canada a rendu deux jugements : un appuyé par sept juges et l'autre par deux juges. Bien que ces deux jugements soient techniquement des motifs « concordants » (car il y a eu entente sur la décision à l'égard de cette affaire donnée), ils représentent des points de vue fondamentalement différents sur la façon dont l'obligation de consulter doit s'appliquer dans le contexte des traités modernes.

La décision majoritaire

S'exprimant au nom des sept juges de la majorité, le juge Binnie a souligné que l'entente définitive présente un « juste équilibre des intérêts » et que les traités du Yukon visent notamment à substituer à des procédures ponctuelles coûteuses en temps et en argent des mécanismes juridiques mutuellement acceptés qui sont efficaces tout en étant équitables.

Relativement à la première question (si l'obligation de consulter s'applique), les juges majoritaires ont conclu que « l'obligation de consulter découle du principe de l'honneur de la Couronne, qui s'applique indépendamment de l'intention expresse ou implicite des parties ». Selon la majorité :

> … il fallait remédier à la lacune procédurale suscitée par l'absence de mise en œuvre du chapitre 12, et la Première nation a eu tout à fait raison à mon avis d'invoquer l'obligation de consulter et d'établir un

cadre de procédure approprié[49].

Les juges majoritaires ont déclaré ce qui suit : « Les parties ont la possibilité de s'entendre sur les modalités de la consultation, mais la Couronne ne peut pas se soustraire à son obligation de traiter honorablement avec les Autochtones »[50].

« Lorsqu'un traité récent a été conclu, la première étape consiste à en examiner les dispositions et à tenter de déterminer les obligations respectives des parties et l'existence, dans le traité lui même, d'une forme quelconque de consultation. Si un processus de consultation a été établi dans le traité, les dispositions du traité indiqueront la portée de l'obligation de consulter ».

Ils ont souligné que « l'honneur de la Couronne peut ne pas *toujours* exiger la consultation. Les parties peuvent, dans leur traité, négocier un mécanisme différent qui permet malgré tout, dans son résultat, de préserver l'honneur de la Couronne »[51]. Toutefois, dans cette affaire, les juges majoritaires ont conclu que l'entente définitive n'exclut pas l'obligation de consulter et, au besoin, d'accommoder.

Relativement à la deuxième question (à savoir la portée de la consultation qui s'avérait nécessaire et si l'obligation de consulter a été respectée), les juges majoritaires ont examiné la définition négociée de consultation contenue dans l'entente définitive et ont estimé qu'elle constitue un énoncé raisonnable du contenu de la consultation « au bas du continuum ». Ils ont conclu que « la consultation *a effectivement* été rendue possible et *a bel et bien* eu lieu dans le cadre du processus du CEDAT »[52]. Les juges majoritaires ont confirmé que « la participation à un forum créé pour d'autres besoins peut tout de même satisfaire à l'obligation de consulter si, *pour l'essentiel*, un niveau approprié de consultation a été rendu possible »[53]. Les juges majoritaires ont conclu que selon les faits les exigences de l'obligation de consulter ont été respectées.

La Première nation a fait valoir qu'il y avait une obligation juridique non seulement de tenir une consultation au plan procédural, mais d'offrir des « mesures concrètes d'accommodement ». Dans cette affaire, l'accommodement doit inévitablement, à ses yeux, entraîner le rejet de la demande. Les juges majoritaires ont fermement rejeté cet argument et ont conclu que « le traité lui même ou l'ensemble des circonstances ne donnent en aucun cas ouverture à une obligation d'accommodement »[54].

La décision minoritaire

S'exprimant au nom des deux juges minoritaires, la juge Deschamps était d'accord avec les conclusions, mais pour des raisons différentes. Les juges minoritaires ont souligné que l'entente définitive était le fruit d'intenses négociations entre les deux parties.

C'est faire affront à l'objectif même de la négociation d'un traité que d'ajouter à ces dispositions une obligation additionnelle de consultation. Une telle approche constitue un recul, qui a pour effet de saper les engagements pris par les parties l'une à l'égard de l'autre et de miner l'objectif de réconciliation par la négociation. Cet affront met en péril les processus de négociation actuellement en cours dans l'ensemble du pays.

Les juges minoritaires ont indiqué que « les

---

d'autres questions liées à la gestion des ressources renouvelables dans leurs territoires traditionnels.

[49] *Little Salmon, supra* note 9 au para 38.

[50] *Ibid* au para 61.

[51] *Ibid* au para 71.

[52] *Ibid* au para 39.

[53] *Ibid* au para 39.

[54] Nigel Bankes a critiqué la décision des juges majoritaires, il a indiqué qu'à son avis le contenu de l'obligation de consultation énoncée par la Cour dans cette affaire n'est pas supérieur à celui qui serait obtenu par l'application des principes normalisés du droit administratif. Cette vue étriquée de l'obligation de consulter ne contribue guère à l'objectif constitutionnel de réconciliation intersociétale. Consulter l'article « Little Salmon and the juridical nature of the duty to consult and accommodate » (en anglais seulement) affiché le 10 décembre 2010 sur le site à l'adresse suivante : <http://ablawg.ca/2010/12/10/little-salmon-and-the-juridical-nature-of-the-duty-to-consult-and-accommodate/>.

tribunaux doivent toutefois veiller à ce que cette obligation de consultation ne soit pas dénaturée et invoquée d'une manière qui compromette la négociation au lieu de la favoriser ».

La différence fondamentale entre la position des juges majoritaires et des juges minoritaires était que les juges minoritaires rejetaient la thèse de l'existence d'un « hiatus procédural » dans cette affaire et ne souscrivaient pas à la surimposition au traité du régime jurisprudentiel de l'obligation de consultation.

La juge Deschamps (au nom des juges minoritaires) a convenu en principe que *s'il* y avait une lacune procédurale dans un traité récent, l'obligation jurisprudentielle de consultation *pourrait* s'appliquer pour combler cette lacune. Les juges minoritaires ont examiné les dispositions provisoires du traité et conclu qu'aucune lacune de ce genre n'a pu être constatée dans le traité en question[55].

La juge Deschamps semblait faire une distinction entre l'obligation de consulter dans le contexte de droits revendiqués, mais non encore prouvés et l'obligation de consulter dans le contexte d'un traité, en allant jusqu'à déclarer qu'il serait « trompeur » de considérer l'obligation de consulter comme étant la même obligation dans ces deux contextes :

> Par ailleurs, lorsque, comme dans l'affaire *Mikisew*, l'obligation de consultation de régime jurisprudentiel doit être mobilisée afin de combler une lacune du traité, cette obligation connaît alors un phénomène de différenciation. En effet, en présence d'un traité, l'obligation jurisprudentielle de consultation remplit une fonction bien distincte de celle de l'obligation de consultation en cause dans les affaires *Nation haïda* et *Taku River*, si bien qu'il serait trompeur d'assimiler ces deux obligations. Certes, il s'agit dans les deux cas d'une obligation constitutionnelle, fondée sur le principe de l'honneur de la Couronne qui doit présider aux relations entre celle-ci et les peuples autochtones lorsque les droits constitutionnels — ancestraux ou issus de traités — des seconds sont en jeu. Cependant, il est important de bien distinguer, d'une part, l'obligation de consultation qui s'impose à la Couronne préalablement à la prise de mesures ou dispositions qui risquent d'enfreindre les droits ancestraux d'un peuple autochtone et, d'autre part, l'obligation minimale en matière de consultation de la partie autochtone qui s'applique impérativement à la Couronne relativement à l'exercice par celle-ci des droits que la première lui a reconnus par traité[56].

Les juges minoritaires ont examiné les dispositions de l'entente définitive elle-même — en particulier le processus d'évaluation convenu dans l'entente définitive qui s'applique à la demande — et ont conclu que des dispositions dans l'entente définitive régissent précisément la question de savoir si la Couronne est tenue de consulter la Première nation avant d'exercer son droit de céder des terres.

Ces processus prévoyaient non seulement la consultation de la nation autochtone concernée, mais aussi sa participation à l'évaluation du projet. Une telle participation impliquait un niveau de consultation supérieur à celui qui aurait été fondé sur l'obligation faite par la jurisprudence à cet égard. En conséquence, rien, en l'espèce, ne saurait justifier le recours à une obligation externe à celle prévue par l'Entente définitive.

Les juges minoritaires ont conclu que le processus qui a mené à la décision concernant la demande respectait les dispositions de l'entente définitive et qu'il n'existait aucun motif juridique permettant de conclure que l'obligation de consultation de la Couronne a été violée.

Répercussions de la décision

La décision dans l'affaire *Little Salmon/Carmacks* de même que la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Moses*[57] ont constitué pour la Cour suprême les premières occasions d'appliquer la jurisprudence sur l'obligation de

[55] *Little Salmon, supra* note 9 au para 124, juge Deschamps.
[56] *Ibid* au para 19.
[57] *Québec (Procureur général) c Moses*, 2010 CSC 17.

la Couronne de consulter dans le contexte des ententes sur les revendications territoriales et des traités modernes.

Pour bon nombre des ententes modernes sur les revendications territoriales existantes, particulièrement les ententes précédentes et celles conclues au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut (susmentionnées), le résultat de la décision des juges majoritaires est qu'il y aura une incertitude persistante quant à savoir si le gouvernement a l'obligation de consulter les groupes autochtones lors de la prise de décisions de gestion des terres et des ressources et l'étendue de cette obligation. Même si l'arrêt *Little Salmon/Carmacks* indique que les gouvernements peuvent, dans le cadre de la négociation des traités, mieux cerner et définir l'étendue de l'obligation de consultation, il n'en demeure pas moins que, lorsque cela n'a pas été fait dans les traités existants, l'obligation jurisprudentielle de consultation continuera de s'appliquer et d'être une source éventuelle de conflits entre les gouvernements et les signataires autochtones des traités à savoir si l'obligation est déclenchée et ce qu'elle exige des gouvernements.

Certains traités modernes récents, comme l'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen en Colombie-Britannique, comportent des dispositions précisant que les traités contiennent une « liste exhaustive des obligations de consultation qui incombent au Canada et à la Colombie-Britannique »[58]. L'arrêt *Little Salmon/Carmacks* reconnaît que les tribunaux doivent s'en remettre aux intentions des parties lorsqu'elles sont clairement exprimées dans le traité et lorsqu'elles ne sont pas incompatibles avec l'honneur de la Couronne. On peut s'attendre à ce que les futurs traités continuent d'indiquer avec plus de précision la manière dont les parties souhaitent que l'obligation de consulter qui incombe à la Couronne s'applique.

En ce qui a trait au respect de l'obligation de consulter, il est à noter que les neuf juges de la Cour suprême du Canada étaient unanimes pour conclure que les mesures prises par le gouvernement du Yukon étaient adéquates pour s'acquitter de l'obligation de la Couronne de consulter. De toute évidence, donner la possibilité aux Premières nations de participer à un forum créé pour d'autres besoins peut tout de même satisfaire à l'obligation de consulter si, pour l'essentiel, un niveau approprié de consultation a été rendu possible. Au regard des faits de cette affaire : la Première nation n'a pas pris part à la réunion, a fait part de ses préoccupations par lettre et ces préoccupations ont été prises en compte par le décideur, la Cour a conclu que les exigences de l'obligation de consulter ont été respectées.

Questions particulières – Les erreurs du passé

En plus de préciser la façon dont l'obligation de consulter s'applique différemment selon les contextes juridiques (secteurs non couverts par traité, couverts par traité historique et couverts par traité moderne), la jurisprudence a également été aux prises avec un certain nombre de questions relatives à la détermination de la portée. Deux d'entre elles seront examinées dans le cadre de cet article étant donné leur importance pour les organismes de réglementation en matière d'énergie : (i) la question des violations passées et (ii) la question de savoir à qui est due l'obligation de consultation.

Dans l'affaire *Rio Tinto*, la Cour a formulé des observations sur la signification de griefs passés ou de violations passées dans le contexte de ce qui est requis pour établir la possibilité que la mesure de la Couronne ait un effet sur une revendication autochtone ou un droit ancestral :

> « La [Première nation] doit établir un lien de causalité entre la mesure ou la décision envisagée par le gouvernement et un effet préjudiciable éventuel sur une revendication autochtone ou un droit ancestral. Un acte fautif commis dans le passé, telle l'omission de consulter, ne suffit pas…
>
> Une atteinte sous jacente ou continue, même si elle ouvre droit à d'autres recours, ne constitue pas un effet préjudiciable

[58] Consultez, par exemple, les articles 45 et 46 de l'Accord définitif de la Première Nation de Tsawwassen, 8 décembre 2006.

> lorsqu'il s'agit de déterminer si une décision gouvernementale particulière emporte l'obligation de consulter…
>
> Il faut déterminer si une revendication ou un droit est susceptible d'être compromis par la mesure ou la décision *actuelle* du gouvernement. L'atteinte antérieure et continue, y compris l'omission de consulter, ne fait naître l'obligation de consulter que si la décision actuelle risque d'avoir un nouvel effet défavorable sur une revendication actuelle ou un droit existant »[59].

Cette clarification du droit concernant l'obligation de consultation a permis de préciser davantage l'objet des audiences devant les organismes de réglementation en matière d'énergie. Avant cette décision, un débat important intervenait dans les audiences réglementaires quant à savoir si la portée de l'obligation de consulter nécessitait une consultation en ce qui a trait aux installations déjà en place que l'on associait d'une certaine manière à l'objet de la demande portée devant l'organisme de réglementation en matière d'énergie. On peut trouver deux exemples relativement à une procédure engagée devant la British Columbia Utilities Commission :

- Dans la procédure concernant le transport d'électricité des terres intérieures aux basses terres continentales (Interior to Lower Mainland [projet ILM]) de la British Columbia Transmission Corporation (BCTC), une question primordiale pendant la consultation et dans les éléments de preuve et les arguments des intervenants des Premières nations présentés devant la Commission était l'affirmation que BCTC/BC Hydro ont manqué à leur obligation de consulter sur les lignes de transport d'électricité, les emprises et d'autres actifs associés aux lignes construites dans les années 1960 et 1970 (les « actifs existants »). La violation historique des droits ancestraux revendiqués a alimenté les discussions entre BCTC/BC Hydro et les Premières nations. Toutefois, à la suite de la publication de la décision de la Cour dans l'affaire *Rio Tinto*, les intervenants de la Première nation ont retiré leurs prétentions sur les actifs existants[60].
- Cette question a également été soulevée dans la procédure concernant la proposition de BC Hydro (un représentant de la Couronne) d'acquérir auprès de Teck Metals Ltd. un tiers d'une participation indivise dans le barrage Waneta et les actifs connexes. Le barrage Waneta est une installation hydroélectrique déjà existante qui a été construite dans les années 1950 et qui est fonctionnelle depuis. BC Hydro exigeait l'approbation de la British Columbia Utilities Commission (BCUC) dans le but de déterminer si cette acquisition était dans l'intérêt public. Dans sa décision datée du 12 mars 2010, la BCUC a admis que (i) BC Hydro avait une obligation de consulter et (ii) que la BCUC devait examiner le caractère adéquat de cette consultation. La BCUC a cependant rejeté la position des Premières nations qui était que BC Hydro

[59] *Rio Tinto, supra* note 2 aux para 45, 48-49.

[60] *British Columbia Transmission Corporation (BCTC), Reconsideration of the Interior to Lower Mainland (ILM) Transmission Project, Decision*, 3 février 2011 (en anglais seulement). Cette procédure était un « réexamen » d'une décision antérieure (5 août 2008) de la British Columbia Utilities Commission d'accorder un certificat d'utilité publique (CUP) à la BCTC pour le projet ILM. Au cours de cette procédure, la Commission a décidé qu'il n'était pas nécessaire d'examiner le caractère adéquat des efforts de consultation et d'accommodement des Premières nations relativement au projet ILM. Cette décision a été portée en appel, et le 18 février 2009, la Cour d'appel de la C.-B. a rendu sa décision dans l'affaire *Kwikwetlem First Nation v British Columbia (Utilities Commission)*, 2009 BCCA 68 (décision rendue au même moment que la décision de la Cour d'appel de la C.-B. dans l'affaire *Carrier Sekani*, qui a ensuite été portée en appel devant la Cour suprême du Canada). Dans l'affaire *Kwikwetlem*, la Cour a suspendu le CUP et a enjoint la Commission de réexaminer la question de la consultation des Premières nations et de déterminer si l'obligation de la Couronne de consulter et d'accommoder les Premières nations a été respectée le 5 août 2008, la date à laquelle le CUP a été accordé. Consultez également : *Upper Nicola Indian Band v British Columbia (Environment)*, 2011 BCSC 388 (en anglais seulement), qui traite d'une contestation du certificat d'évaluation environnementale pour le projet ILM.

avait une obligation de consultation et d'accommodement par rapport à des violations et des griefs passés[61]. Les trois groupes des Premières nations ont demandé l'autorisation d'interjeter appel de la décision de la Commission devant la Cour d'appel de la C.-B. au motif notamment que la Commission a commis une erreur dans son examen de la question des violations passées. Ces demandes d'autorisation d'appel étaient en examen (et donnent un aperçu des questions qui restent en suspens) lorsque la Cour suprême du Canada a rendu sa décision dans l'affaire *Rio Tinto*. Après la décision de la Cour suprême, les trois demandes d'autorisation d'appel ont été abandonnées.

À la lumière de la décision dans l'affaire *Rio Tinto,* manifestement les organismes de réglementation en matière d'énergie concentreront leurs efforts sur le projet et la demande qui leur sont présentés, l'analyse portera exclusivement sur les effets préjudiciables découlant de la décision actuelle, non sur les effets préjudiciables plus vastes du projet qui s'y rattachent. Des décisions judiciaires subséquentes[62] ont clarifié ou précisé ce principe, mais ne l'ont pas modifié.

Questions particulières – À qui est due l'obligation de consultation?

L'incertitude quant à la détermination du groupe autochtone à consulter peut survenir dans un contexte lié à un traité comme dans un contexte non lié à un traité.

Dans la décision *Behn c. Moulton Contracting Ltd*, 2013 CSC 26 rendue en mai 2013, la Cour suprême du Canada s'est penchée sur les questions visant à savoir à qui est due l'obligation de consultation et la procédure à suivre pour contester le caractère adéquat d'une consultation. Les Behn sont des membres individuels de la Première Nation de Fort Nelson. Aucune partie n'a soumis de contestation judiciaire de la validité de certains permis d'exploitation forestière délivrés à *Moulton Contracting Ltd*. Toutefois, lorsque Moulton a tenté d'accéder à l'un des sites, les Behn ont érigé un camp qui, dans la pratique, bloquait l'accès aux sites d'exploitation forestière de l'entreprise. Moulton a intenté une action en justice. En défense à cette action, les Behn ont allégué l'invalidité des permis parce qu'ils auraient été délivrés sans que soit respectée l'obligation de la Couronne de consultation et qu'ils violeraient leurs droits de chasse et de piégeage issus du Traité nº 8.

La première question abordée par la Cour était de savoir si les Behn, en tant que membres de la collectivité autochtone, pouvaient invoquer un manquement à l'obligation de consultation. La Cour a confirmé que l'obligation de consultation existe pour la protection des droits collectifs des peuples autochtones et qu'elle est due au groupe autochtone qui en est titulaire. Un groupe autochtone peut autoriser un individu ou un organisme à le représenter en vue de faire valoir ses droits ancestraux ou issus d'un traité, mais en l'espèce une telle autorisation n'a pas été accordée.

De nombreux organismes de réglementation en matière d'énergie, d'autres décideurs de la Couronne et promoteurs de projets ont consacré des efforts pour tenter d'établir « qui parle au nom de la nation » dans un processus de consultation. De nombreux observateurs espéraient que cette décision offrirait une plus grande certitude quant à savoir à qui est due l'obligation de consultation de la Couronne. La conclusion de la Cour selon laquelle l'obligation

[61] *BCUC Order G-12-10, Reasons for Decision* page 28. Voir : <http://www.bcuc.com/Documents/Orders/2010/DOC_24485_G-12-10_BCH_Waneta-Decision.pdf> (en anglais seulement). Le 5 août 2010, la BCUC a rejeté une demande de réexamen. BCUC G-126-10. Voir : <http://www.bcuc.com/Documents/Decisions/2010/DOC_25967_Sinixt-Nation_BCH-Waneta-Reconsideration-Decision-Web.pdf> (en anglais seulement). Dans un esprit de totale transparence : Lawson Lundell a représenté BC Hydro dans la procédure de la BCUC et les appels connexes.

[62] Voir par ex : *Upper Nicola Indian Band v British Columbia (Environment)*, *supra* note 60; *West Moberly First Nations v British Columbia (Chief Inspector of Mines)*, 2011 BCCA 247, autorisation d'interjeter appel rejeté *Sa Majesté la Reine c les Premières nations de West Moberly*, 2012 CanLII 8361; et *Louis v British Columbia (Minister of Energy, Mines, and Petroleum Resources)*, 2013 BCCA 412 (en anglais seulement), autorisation de pourvoi devant la Cour suprême du Canada refusée 204 CanLII 8257.

« est due au groupe autochtone titulaire des droits protégés par l'article 35, qui sont par nature des droits collectifs » fournit des précisions[63]. Il reste toutefois une certaine incertitude juridique quant à la détermination du groupe autochtone qui détient les droits protégés par l'article 35.

La détermination du titulaire réel des droits est également un sujet qui a donné lieu à de longs litiges. Par exemple, dans l'affaire *William v. British Columbia*, 2012 BCCA 285, la Cour d'appel de la C.-B. a reconnu que lorsque qu'il n'y a personne qui possède le pouvoir de parler au nom de la collectivité (ou pire, lorsqu'il y a des instances concurrentes qui soutiennent avoir un tel pouvoir), cela peut nuire à la consultation[64]. Néanmoins, la Cour d'appel a confirmé la conclusion du juge de première instance selon laquelle la définition du titulaire réel des droits est une question qui est déterminée principalement du point de vue du collectif autochtone lui-même[65]. La Cour suprême du Canada a entendu un appel de cette affaire en novembre 2013, mais la décision n'a pas encore été rendue. Par conséquent, tant sur le plan juridique que factuel, des incertitudes demeurent concernant la façon de déterminer, selon les termes de l'affaire Behn, « le groupe autochtone titulaire des droits protégés par l'article 35 » à qui est due l'obligation de consultation.

Dans l'affaire *Behn*, la Cour a également traité d'une question connexe : à savoir si les droits issus de traités peuvent être invoqués par les membres individuels d'une collectivité autochtone. La Cour a indiqué que certains droits ancestraux ou issus de traités peuvent posséder des attributs à la fois collectifs et individuels, et il se peut fort bien que, lorsque les circonstances s'y prêtent, des membres d'une collectivité puissent les invoquer à titre individuel. Toutefois, la Cour a jugé qu'il n'était pas nécessaire de « trancher de façon définitive et complète » dans le contexte de cette affaire. La réticence de la Cour à résoudre définitivement cette question est quelque peu décevante (bien que compréhensible) et laisse (pour le moment) sans réponse la question de ce qui pourrait constituer des « circonstances s'y prêtant » dans lesquelles un membre individuel peut invoquer des droits ancestraux ou issus de traités (et si de telles circonstances peuvent en outre nécessiter une consultation avec ces membres individuels). La Cour avait déjà envoyé des signaux comme quoi les membres individuels n'étaient pas des parties nécessaires à une consultation. Dans l'affaire *Little Salmon*, la Cour a examiné la situation d'un trappeur individuel et a conclu que le droit du trappeur « constituait un avantage dérivé qu'il tenait de l'intérêt collectif de la première nation dont il était membre » et qu'il « n'était pas, à titre individuel, une partie nécessaire à la consultation »[66]. L'analyse non exhaustive de la Cour dans l'affaire *Behn* fait en sorte que d'autres actions en justice sur ce point sont inévitables.

Conclusion de la partie II

En résumé, même si des réponses à de nombreuses importantes questions et bon nombre de précisions ont été apportées sur l'obligation de consultation et d'accommodement de la Couronne, de nombreuses questions tout aussi vastes et importantes restent à résoudre. Ces précisions supplémentaires ne seront probablement apportées — « conformément à la méthode traditionnelle de la Common Law » — que graduellement, par petites touches. Bien qu'il soit encore trop tôt pour déterminer si les dix prochaines années de jurisprudence seront aussi intenses que les dix dernières années, il subsiste un grand nombre d'importantes questions qui attendent encore que la Cour se prononce de manière définitive à leur sujet.

La prochaine partie traitera du rôle d'un organisme de réglementation en matière d'énergie à l'égard de l'obligation de consultation de la Couronne. Le champ d'action de l'organisme de réglementation est déterminé et circonscrit par le gouvernement (fédéral ou provincial) qui l'a créé, la compétence de nombreux organismes de réglementation en

[63] *Behn c Moulton Contracting Ltd.*, 2013 CSC 26 au para 30 [*Behn*].
[64] *William*, *supra* note 19 au para 142.
[65] *Ibid* au para 149.
[66] *Beckman*, *supra* note 9 au para 35.

matière d'énergie est donc limitée ou différenciée par les frontières politiques provinciales ou territoriales. Toutefois, tel qu'il est mentionné dans les parties I et II du présent article, les différents contextes juridiques applicables aux groupes autochtones (traités historiques, traités modernes ou secteurs non couverts par traité) ne sont pas restreints ou limités aux frontières provinciales ou territoriales. Une seule province peut compter (et donc un seul organisme de réglementation en matière d'énergie peut entendre) des groupes autochtones sans traité ou pour lesquels un traité historique ou un traité moderne a été conclu.

Partie III – Le rôle d'un organisme de réglementation en matière d'énergie à l'égard de l'obligation de consultation de la Couronne[67]

Le principal argument invoqué dans cette partie est qu'il n'y a pas de réponse universellement applicable à la question suivante : Quel est le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie? La réponse dépendra du mandat statutaire confié à l'organisme de réglementation en matière d'énergie dans le contexte de la demande examinée. Comme on le verra plus loin, on pourrait tirer des indications de l'examen de la manière dont le processus de réglementation s'inscrit dans tout le processus décisionnel. Par ailleurs, le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie peut varier selon la nature du demandeur qui comparaît devant lui, en particulier si ce demandeur est un représentant de la Couronne ou une partie privée. La présente partie exposera d'abord les grandes lignes des principes généraux, puis se penchera sur trois études de cas pour examiner comment ces principes s'appliquent dans le contexte d'un certain nombre d'organismes de réglementation en matière d'énergie canadiens.

Le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie – principaux généraux

Dans l'arrêt *Rio Tinto*, la Cour a abordé directement les principes juridiques sous-jacents au rôle d'un organisme de réglementation en matière d'énergie par rapport à l'obligation de la Couronne de consulter :

« L'obligation du tribunal administratif de se pencher sur la consultation et sur la portée de celle ci dépend de la mission que lui confie sa loi constitutive. Un tribunal administratif doit s'en tenir à l'exercice des pouvoirs que lui confère sa loi habilitante. …le rôle d'un tribunal administratif en ce qui a trait à la consultation tient à ses obligations et à ses attributions légales.

> Le législateur peut décider de lui déléguer l'obligation de la Couronne de consulter. Comme le signale la Cour dans l'arrêt *Nation haïda*, il est loisible aux gouvernements de mettre en place des régimes de réglementation fixant les exigences procédurales de la consultation aux différentes étapes du processus décisionnel relatif à une ressource.
>
> Sinon, il peut lui confier le seul pouvoir de décider si une consultation adéquate a eu lieu, l'exercice de ce pouvoir faisant dès lors partie de son processus décisionnel. En pareil cas, le tribunal administratif ne participe pas à la consultation. Il s'assure plutôt que la Couronne s'est acquittée de son obligation de consulter une Première nation en particulier sur un éventuel effet préjudiciable de la décision en cause sur ses droits ancestraux.

Le tribunal administratif appelé à examiner une question ayant trait à une ressource et ayant

[67] À diverses occasions au cours de ces dernières années, j'ai eu l'immense privilège d'avoir plusieurs discussions avec David Mullan au sujet de l'obligation de la Couronne de consulter et du rôle des organismes de réglementation en matière d'énergie. Il a partagé généreusement ses connaissances encyclopédiques du droit administratif et son enthousiasme et son intérêt marqué à l'égard de la pratique (et avant cette pratique) des organismes de réglementation en matière d'énergie. Ces discussions et ses écrits sur le sujet m'ont poussé et m'ont aidé à développer une réflexion sur ces questions. Consultez : D. Mullan, « The Supreme Court and the Duty to Consult Aboriginal Peoples: A Lifting of the Fog? » 24 C.J.A.L.P 233 (en anglais seulement) et D. Mullan, « Droit administratif et réglementation en matière d'énergie – éviter les pièges – les dix règles – perspective sur dix ans », Vol. 1 *publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie* 13, particulièrement la section 14 : « Obligation de consulter les peuples autochtones ».

une incidence sur des intérêts autochtones peut n'avoir ni l'une ni l'autre de ces obligations, n'avoir que l'une d'elles ou avoir les deux, selon les attributions que lui confère le législateur…»[68].

Ce droit du législateur de déterminer le mandat d'un tribunal débouche sur l'un des quatre scénarios suivants :

- l'organisme de réglementation en matière d'énergie remplit le rôle qui consiste à mener une consultation;
- l'organisme de réglementation en matière d'énergie remplit le rôle qui consiste à évaluer le caractère adéquat de la consultation;
- l'organisme de réglementation en matière d'énergie remplit les deux rôles susmentionnés;
- l'organisme de réglementation en matière d'énergie ne remplit aucun des rôles susmentionnés.

Lorsqu'il fait face à des questions relatives à l'obligation de consulter, la première tâche de l'organisme de réglementation en matière d'énergie (et de ceux qui doivent comparaître devant lui) devrait être de déterminer lequel des scénarios susmentionnés s'applique. Trop souvent le débat — dans les universités et les salles d'audience — s'est concentré sur le rôle que l'organisme de réglementation en matière d'énergie *devrait* jouer et la légitimité ou l'efficacité des autres moyens par lesquels la Couronne peut mener une consultation ou évaluer son caractère adéquat. Un passage souvent invoqué à cet égard est la déclaration de la Cour selon laquelle : « un tribunal spécialisé jouissant à la fois de l'expertise et du pouvoir requis pour trancher une question de droit est le mieux placé pour trancher une question constitutionnelle se rapportant à son mandat légal »[69]. Peu importe toutefois qui peut être dans la meilleure position pour trancher (et il s'agit souvent d'une question d'opinions à savoir qui est le mieux placé), il est clair que lorsqu'il est question du rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie et de l'obligation de consulter, le choix appartient au gouvernement. L'enquête judiciaire appropriée dépend de l'intention du législateur.

Alors que la question juridique peut être claire, malheureusement la réponse n'est pas toujours évidente. Dans la grande majorité des cas, les fondements législatifs des organismes de réglementation en matière d'énergie d'aujourd'hui ont été établis à une époque où l'obligation de consulter n'était pas (comme elle l'est aujourd'hui) une question qui retenait beaucoup l'attention. En l'absence d'indications claires, les organismes de réglementation en matière d'énergie devront essayer de trouver des indices dans leur cadre législatif actuel.

Deux indices clés sont (i) le pouvoir d'examiner les questions de droit et (ii) le pouvoir de réparation accordé à l'organisme de réglementation en matière d'énergie.

> « Tant son pouvoir légal d'examiner une question de droit que celui d'accorder réparation sont pertinents pour circonscrire sa compétence : *Conway*. Ils sont donc aussi pertinents pour déterminer si un tribunal administratif particulier est tenu d'effectuer une consultation ou de se pencher sur la consultation, ou s'il n'a aucune obligation en la matière.
>
> … Pour qu'il puisse consulter une Première nation au sujet d'une ressource avant le règlement définitif de revendications, il doit y être expressément ou implicitement autorisé. Le pouvoir de consulter, qui est distinct du pouvoir de déterminer s'il existe une obligation de consulter, ne peut être inféré du simple pouvoir d'examiner une question de droit. La consultation comme telle n'est pas une question de droit. Il s'agit d'un processus constitutionnel distinct, souvent complexe, et dans certaines circonstances, d'un droit mettant en jeu : faits, droit, politique et compromis. Par conséquent, le tribunal administratif désireux d'effectuer lui même la consultation doit avoir le pouvoir de réparation nécessaire pour faire ce à quoi

[68] *Rio Tinto*, *supra* note 2 aux para 55-58.
[69] *R c Conway*, 2010 CSC 22 au para 6, [2010] 1 RCS 765.

> on l'exhorte relativement à la consultation…
>
> Le tribunal administratif doté du pouvoir de se prononcer sur le caractère adéquat de la consultation, mais non du pouvoir d'effectuer celle ci, doit accorder la réparation qu'il juge indiquée dans les circonstances, conformément aux pouvoirs de réparation qui lui sont expressément ou implicitement conférés par sa loi habilitante »[70].

Il n'est pas pertinent à l'enquête de se demander s'il y a ou non un autre tribunal administratif ou réglementaire qui peut ou qui va exercer ce rôle. La Couronne ne peut se soustraire à son obligation envers les peuples autochtones simplement en choisissant de ne pas assigner l'une de ces fonctions ou les deux (à savoir, mener une consultation et/ou évaluer le caractère adéquat de la consultation) à un organisme de réglementation en matière d'énergie particulier. La Cour a précisé, dans l'arrêt *Rio Tinto*, que l'honneur de la Couronne ne peut être décliné.

> « On peut craindre en effet qu'en privant un tribunal administratif du pouvoir d'examiner les questions relatives à la consultation ou en répartissant le pouvoir de statuer en la matière entre plusieurs tribunaux administratifs de manière qu'aucun d'eux ne puisse se pencher sur l'obligation de consulter que font naître certaines mesures gouvernementales, le gouvernement se soustraie de fait à cette obligation.
>
> …l'obligation de consulter les peuples autochtones, qui naît lorsque le gouvernement prend une décision susceptible d'avoir un effet préjudiciable sur leurs intérêts, est une obligation constitutionnelle qui fait intervenir l'honneur de la Couronne et qui doit être respectée. Si le régime administratif mis en place par le législateur ne peut remédier aux éventuels effets préjudiciables d'une décision sur des intérêts autochtones, les Premières nations touchées doivent alors s'adresser à une cour de justice pour obtenir la réparation voulue : *Nation haïda*, paragraphe 51 »[71].

Même s'il peut encore subsister un débat d'orientation légitime quant à savoir où ou par qui l'obligation de consulter doit être assumée ou jugée, un tel débat d'orientation devrait être séparé de tout débat *juridique* à savoir si l'organisme de réglementation en matière d'énergie joue un rôle pour mener à bien la consultation ou évaluer le caractère adéquat de la consultation. La question juridique qu'il faut poser est la suivante : Quel rôle le législateur a-t-il assigné à l'organisme de réglementation en matière d'énergie?

La situation n'est pas différente de la situation qui est survenue après l'adoption de la *Charte*, alors que des questions avaient été soulevées au sujet du rôle des tribunaux administratifs dans l'application de la *Charte*. En effet, par suite de l'adoption de la *Charte*, de longs débats juridiques et d'orientation ont eu lieu (devant les tribunaux et à l'extérieur des tribunaux) au sujet du rôle des tribunaux administratifs dans l'application et l'interprétation de la *Charte*. Finalement, la Cour suprême du Canada a précisé que le principe directeur était de déterminer l'intention du législateur[72]. Ce faisant, la Cour a indiqué clairement qu'elle était ouverte à ce que les législateurs expriment plus clairement leur intention. L'Alberta[73] et la Colombie-Britannique[74] ont accepté l'invitation de la Cour et ont adopté des lois précisant le rôle des tribunaux administratifs à l'égard des questions constitutionnelles. Il subsiste certaines difficultés de définition de « question constitutionnelle » attribuables à la manière dont ce terme est défini dans cette législation, et un débat est déjà en cours concernant la mesure dans laquelle l'obligation de consulter invoque de telles « questions

---

[70] *Rio Tinto*, *supra* note 2 aux para 58-61.
[71] *Ibid* aux para 62-62.
[72] Voir : *Nouvelle-Écosse (Workers' Compensation Board) c Martin*, 2003 CSC 54, [2003] 2 RCS 504; *Paul c Colombie-Britannique (Forest Appeals Commission)*, 2003 CSC 55, [2003] 2 RCS 585.
[73] Voir : *Administrative Procedures and Jurisdiction Act*, RSA 2000, c A-3, article 16 et *Designation of Constitutional Decision Makers Regulation*, Alta Reg 69/2006 (en anglais seulement).
[74] Voir : *Administrative Tribunals Act*, SBC 2004, c 45, articles 43-45 (en anglais seulement).

constitutionnelles »[75]. Il est néanmoins maintenant clair dans la loi que l'intention du législateur est le principe directeur, et les législateurs sont invités à exprimer clairement leur intention concernant le rôle des organismes de réglementation en matière d'énergie. Comme nous en traiterons ci-après (concernant l'Alberta), certains législateurs ont donné suite à l'invitation faite par la Cour et définissent expressément le rôle des organismes de réglementation en matière d'énergie à l'égard de l'obligation de consulter.

Différentes structures décisionnelles en matière de réglementation

Des orientations supplémentaires pourraient être obtenues en examinant comment le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie s'inscrit dans la prise de décisions globale ou le processus d'approbation d'un projet. Il est utile d'établir une distinction entre quelques scénarios de base :

- Certains organismes de réglementation en matière d'énergie prennent la décision finale qui permet à un promoteur d'aller de l'avant avec un projet. Par exemple, il peut revenir à l'organisme de réglementation en matière d'énergie d'accorder un certificat d'utilité publique, une licence, un permis ou une autorisation.
- Certains organismes de réglementation en matière d'énergie prennent une « décision » relative à une telle autorisation; cette décision est toutefois soumise à l'approbation ou à la confirmation du gouverneur en conseil (ou du lieutenant-gouverneur en conseil) ou du ou des ministres avant que la décision de l'organisme de réglementation en matière d'énergie ne devienne effective[76]. Par ailleurs, certains organismes de réglementation en matière d'énergie formulent une « recommandation » à l'égard d'une telle autorisation; la décision finale est toutefois prise par le gouverneur en conseil (ou le lieutenant-gouverneur en conseil) ou le ou les ministres.

Il est important de mentionner qu'un seul organisme de réglementation en matière d'énergie peut compter plus d'une variante de structure décisionnelle dans sa loi constitutive. En effet, l'organisme de réglementation en matière d'énergie peut prendre des décisions finales relativement à certains types de demandes, alors que ses décisions prises (ou recommandations formulées) en vertu d'autres articles de sa loi constitutive peuvent être liées uniquement au premier stade du processus décisionnel et être soumises à d'autres dispositions prises par le (lieutenant) gouverneur en conseil.

Comme nous le verrons ci-dessous, ces différentes structures décisionnelles peuvent entraîner différentes exigences concernant l'obligation de consulter à différentes étapes du processus.

Différents types de demandeurs

Un autre facteur dont il faut tenir compte est la question de savoir si la partie qui comparaît devant l'organisme de réglementation en matière d'énergie est un représentant de la Couronne ou une partie privée. Le rôle d'un organisme de réglementation en matière d'énergie peut différer d'un scénario à l'autre. Tel qu'il est mentionné à la partie II, la Couronne a l'obligation juridique de consulter, bien que la Couronne puisse déléguer certains aspects procéduraux de la consultation à des promoteurs industriels. Le rôle propre de l'organisme de réglementation en matière d'énergie peut être bien différent au

[75] Dans l'affaire *Rio Tinto*, *supra* note 2 au para 72, la Cour s'est penchée sur la demande du législateur de la C.-B. en ce qui concerne la BCUC et a conclu que cela n'empêche pas la BCUC de déterminer le caractère adéquat de la consultation liée à la demande dont il est saisi. La Cour a constaté que « l'intention du législateur de soustraire à la compétence de la Commission la question de savoir si la Couronne s'est acquittée de son obligation de consulter les titulaires des droits ancestraux en cause ne ressort ni de l'*Administrative Tribunals Act* ni de la *Constitutional Question Act* ».

[76] Il existe une variante de cette structure lorsque l'organisme de réglementation en matière d'énergie prend une décision qui est finale sous réserve de la capacité d'un ministre (ou d'un autre intervenant gouvernemental) d'annuler cette décision.

cours de l'examen d'une demande provenant d'un promoteur industriel (privé) par rapport à une demande de la Couronne ou d'un agent de celle-ci.

Comme nous le verrons dans l'analyse ci-dessous, certains organismes de réglementation (et tribunaux) ont correctement établi une distinction claire entre le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie lors de l'examen d'une demande présentée par un représentant de la Couronne et d'une demande présentée par une partie privée.

Le rôle de l'organisme de réglementation : trois études de cas

On doit garder à l'esprit les facteurs susmentionnés lorsqu'on examine la jurisprudence ci-dessous. Il est facile de commettre une erreur lorsqu'on tente de transposer les constatations d'une affaire (relative à une mesure législative différente, à une structure décisionnelle différente ou à un type de demandeur différent) à une autre situation. Les études de cas présentées ci-dessous permettront d'examiner la jurisprudence existante et en cours d'élaboration relative à la *British Columbia Utilities Commission (BCUC)*, l'Office national de l'énergie et le *Alberta Energy Regulator*[77].

La British Columbia Utilities Commission

La Cour suprême du Canada a appliqué ses critères à la *BC Utilities Commission* après avoir énoncé les principes généraux dans l'arrêt *Rio Tinto*. Le premier facteur pris en compte a été la *Utilities Commission Act* qui confère à la Commission le pouvoir de trancher des questions de droit.

> « Le pouvoir d'un tribunal administratif de statuer en droit emporte celui de trancher une question constitutionnelle dont il est régulièrement saisi, sauf lorsqu'il est clairement établi que le législateur a voulu le priver d'un tel pouvoir… »[78].

De plus, la disposition législative en litige (à l'époque) a aussi habilité la Commission à tenir compte de « tout autre élément jugé pertinent à l'égard de l'intérêt public ».

> « L'aspect constitutionnel de l'obligation de consulter fait naître un intérêt public spécial qui écarte la prédominance de l'angle économique dans la consultation prévue par la *Utilities Commission Act* »[79].

Enfin, la Cour a conclu que « l'intention du législateur de soustraire à la compétence de la Commission la question de savoir si la Couronne s'est acquittée de son obligation de consulter les titulaires des droits ancestraux en cause ne ressort ni de l'*Administrative Tribunals Act* ni de la *Constitutional Question Act* »[80].

La Cour a donc jugé que (i) la Commission avait le pouvoir de déterminer si une consultation adéquate a eu lieu, toutefois, (ii) la Commission n'était pas autorisée à entreprendre elle même la consultation et à s'acquitter de l'obligation constitutionnelle de la Couronne[81]. Certains commentateurs semblent estimer qu'il s'agit d'une conclusion qui s'applique avec la même force à tous les organismes de réglementation en matière d'énergie dans toutes les circonstances. Cependant, loin de constituer des conclusions universellement applicables, les conclusions de la Cour dans l'arrêt *Carrier Sekani* concernant la BCUC étaient fermement fondées sur le contexte particulier de l'affaire. Il est important de souligner que la demande devant la BCUC était une demande dont la décision finale lui revenait[82]. Il ne s'agissait pas d'une demande pour

---

[77] Ces trois organismes de réglementation en matière d'énergie ont été choisis parce que la question de leur droit à l'égard de l'obligation de consulter a suscité plus de contestations judiciaires, ou du moins je connais davantage la jurisprudence existante relative à ces trois organismes de réglementation.

[78] *Rio Tinto*, *supra* note 2 au para 69.

[79] *Ibid* au para 70.

[80] *Ibid* au para 72.

[81] *Ibid* au para 74.

[82] La Commission devait, en application de la version actuelle de l'article 71 de la *Utilities Commission Act*, RSBC 1996, c 473, déterminer si la vente d'électricité était dans l'intérêt public. La Commission avait le pouvoir de déclarer inapplicable le contrat de vente d'électricité qui, selon elle, n'était pas dans l'intérêt public compte tenu de la liste précise de facteurs, dont « tout autre élément jugé pertinent eu égard à l'intérêt public ». L'article 71 de la *Utilities*

laquelle la décision de la BCUC était soumise à l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil ou d'une autre autorité décisionnelle. Il n'y a pas eu d'autre arrêt dans le processus décisionnel par lequel la décision finale a été prise ou qui aurait pu permettre de déterminer le caractère adéquat de la consultation à l'égard de cette décision.

Il est également important de souligner que la Commission examinait une demande de BC Hydro, un représentant de la Couronne. Cela eu une incidence directe sur l'examen de la Cour.

> « BC Hydro est une société d'État qui agit au nom de la Couronne. Nul ne prétend sérieusement que le CAÉ de 2007 n'équivaut pas à une mesure projetée par la province de la Colombie-Britannique »[83].

La consultation (ou l'absence de consultation) menée par le demandeur (un représentant de la Couronne) relevait clairement de la portée de la demande devant la Commission. (Cette situation diffère de celle analysée ci-dessous dans laquelle le demandeur est une partie privée, et la Couronne [et la preuve de ses efforts de consultation] ne comparait pas devant l'organisme de réglementation en matière d'énergie.)

Nigel Bankes a fait valoir avec vigueur le contraire et a laissé entendre que rien ne laisse croire que « l'intérêt public spécial » est attribuable au fait que le demandeur de l'approbation statutaire dans *Carrier Sekani* était un représentant de la Couronne[84]. Avec le plus grand respect (et j'ai beaucoup de respect pour Nigel Bankes), ce dont ce commentaire et d'autres commentaires semblables ne semblent pas tenir compte est qu'un organisme de réglementation en matière d'énergie a le pouvoir de trancher des questions constitutionnelles qui se posent à l'égard de la demande qui lui est soumise, non des questions constitutionnelles en général. Si la Couronne n'est pas une partie devant l'organisme de réglementation en matière d'énergie, il n'y a pas de fondement pour élargir le mandat de l'organisme de réglementation en matière d'énergie en ce qui a trait à l'évaluation du caractère adéquat de la consultation par la Couronne.

La BCUC a clairement reconnu l'importance d'avoir un représentant de la Couronne comme demandeur. En mars 2010[85], la Commission a publié le document « 2010 First Nations Information Filing Guidelines for Crown Utilities[86] ». L'accent mis sur les demandes et les documents déposés par une entreprise de service public de la Couronne témoigne de la situation unique qui se produit lorsqu'un représentant de la Couronne est également le promoteur industriel qui comparaît devant l'organisme de réglementation en matière d'énergie.

Le contexte particulier de l'arrêt *Rio Tinto* et de la loi constitutive de la BCUC ne peut être ignoré. Les conclusions de la Cour relatives à la BCUC ne peuvent être appliquées universellement à tous les organismes de réglementation en matière d'énergie. Cela peut facilement conduire à des erreurs que de tenter de transposer les conclusions de la Cour relatives à la BCUC dans un contexte différent sur le plan de la loi constitutive, de la structure décisionnelle ou du type de demandeur. Ce contraste peut apparaître si l'on examine un scénario où il y a une structure décisionnelle différente (comme dans le cas de l'Office national de l'énergie) et une partie privée (qui n'est pas un représentant de la Couronne).

Office national de l'énergie

Dix ans avant que l'obligation de la consultation soit énoncée par la Cour suprême du Canada

---

Commission Act, RSBC 1996, c 473 a été modifiée depuis.

[83] *Rio Tinto, supra* note 2 au para 8.

[84] Nigel Bankes « Who decides if the Crown has met its duty to consult and accommodate? » (6 septembre 2012), à la p 5, en ligne : <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2012/09/Blog_NB_Who_Decides_Sept-20123.pdf> (en anglais seulement).

[85] À la suite des décisions du 18 février 2009 de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique dans l'affaire *Carrier Sekani Tribal Council v British Columbia (Utilities Commission)*, 2009 BCCA 67 et *Kwikwetlem First Nation v British Columbia (Utilities Commission)*, 2009 BCCA 68.

[86] BCUC Order G-51-10 (18 mars 2010) : <http://www.bcuc.com/Documents/Guidelines/2010/DOC_25327_G-51-10_2010-First-Nations-Information-Filing-Guidelines.pdf> (en anglais seulement).

(en 2004 dans les arrêts *Haïda* et *Taku*), cette dernière a examiné les processus réglementaires et administratifs de l'Office national de l'énergie (ONÉ) en ce qui a trait à l'obligation fiduciaire du gouvernement à l'égard des Premières nations dans certaines circonstances. Dans l'affaire *Québec (Procureur général) c. Canada (Office national de l'énergie)*, la Cour a formulé des observations au sujet du processus d'audience de l'ONÉ :

> Lors des plaidoiries, les avocats des appelants ont reconnu que l'on ne pouvait soutenir que les cours de justice, en tant que création du gouvernement, avaient une telle obligation dans l'exercice de leurs fonctions judiciaires. À mon avis, les facteurs qui servent à déterminer si une telle obligation régit le processus décisionnel de l'Office en matière de délivrance de licences d'exportation diffèrent peu de ceux qui sont appliqués aux cours de justice. L'Office remplit à cet égard une fonction quasi judiciaire : *Committee for Justice and Liberty c. Office national de l'énergie*, [1978] 1 R.C.S. 369, à la p. 385. Bien que cette caractérisation ne soit peut être pas assortie de toutes les exigences de nature procédurale et autres applicables à une cour de justice, elle est en soi incompatible avec l'exigence voulant qu'il existe des rapports d'une extrême bonne foi entre l'Office et une partie qui comparaît devant lui…
>
> En conséquence, je conclus que les rapports fiduciaires entre l'État et les appelants n'imposent pas à l'Office une obligation de prendre des décisions dans l'intérêt des appelants, ou encore de modifier son processus d'audience de façon à imposer des exigences additionnelles de divulgation. Lorsque l'on définit ainsi l'obligation fiduciaire, elle n'incombe pas davantage à ces tribunaux qu'aux cours de justice. Ainsi, l'Office n'avait aucune obligation de cette nature dans l'exercice de son pouvoir décisionnel.
>
> En outre, même si notre Cour devait supposer que l'Office, dans le cadre de son analyse, aurait dû tenir compte de l'existence de rapports fiduciaires entre l'État et les appelants, je suis convaincu, pour les motifs que j'ai mentionnés relativement à la procédure suivie par l'Office, que les mesures qu'il a prises auraient permis de satisfaire aux exigences d'une telle obligation. Rien n'indique que les appelants n'ont pas eu pleinement l'occasion d'être entendus. Ils ont eu accès à tous les éléments de preuve déposés devant l'Office, ont pu présenter des arguments et une réplique et ont également eu le droit de contre interroger les témoins assignés par l'intimée Hydro Québec[87]…

Dans la foulée des affaires *Haïda*, *Taku* et *Mikisew*, certains commentateurs éclairés ont laissé entendre que la décision de 1994 pourrait ne plus s'appliquer. Cet avis semble être né de la conclusion que les organismes de réglementation en matière d'énergie (comme l'ONÉ) devaient eux-mêmes être assimilés à la Couronne dont les décisions pouvaient déclencher une obligation de consultation. Je crois humblement que ce point de vue est erroné. Bien que l'obligation fiduciaire et l'obligation de consulter servent des fins différentes et surviennent dans des circonstances différentes[88], ces deux obligations (l'obligation fiduciaire et l'obligation de consulter) trouvent leur origine dans l'honneur de la Couronne. Il n'est plus nécessaire d'imposer à un organisme de réglementation en matière d'énergie l'obligation de consulter, comme cela était de lui imposer une obligation fiduciaire. Tel qu'il est précisé ci-dessous, la décision dans l'affaire *Québec (Procureur général) c. Canada (Office national de l'énergie)* recèle encore des enseignements utiles dans l'examen du rôle de l'ONÉ par rapport à l'obligation de consulter — particulièrement dans les circonstances où (contrairement à l'affaire *Rio Tinto*) le demandeur est une partie privée et non un représentant de la Couronne.

L'ONÉ a (et avait) également une structure décisionnelle différente de celle du processus de la BCUC pris en compte dans l'affaire *Rio Tinto*. Avant les modifications récentes (examinées ci-dessous), l'Office national de l'énergie était un exemple d'un organisme de réglementation en

[87] *Québec (Procureur général) c Canada (Office national de l'énergie)*, [1994] 1 RCS 159, 1994 CanLII 113 (CSC), 31.
[88] Voir l'analyse de Sanderson et coll., *supra* note 2 à la p 835.

matière d'énergie qui, dans le cadre de certaines demandes, a pris des décisions qui devaient être approuvées par le gouverneur en conseil. L'ancienne version de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* stipulait ce qui suit :

> « Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline; ce faisant, il tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents… »

Cette structure décisionnelle en deux étapes ouvrait deux avenues possibles pour une contestation juridique. Au titre de l'ancienne version de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ces deux avenues étaient les suivantes :

- un appel (avec autorisation) de la décision de l'ONÉ;
- un contrôle judiciaire de l'approbation du gouverneur en conseil.

Ces deux contestations ont été soulevées à la suite de trois décisions distinctes de l'ONÉ en 2007-2008 à l'égard de trois pipelines différents et des trois approbations subséquentes octroyées par décret pour la délivrance de trois certificats d'utilité publique pour les projets suivants : le projet de pipeline Keystone[89], le projet de pipeline Southern Lights[90] et le projet d'agrandissement du pipeline Alberta Clipper[91].

i. Décisions de l'Office national d'énergie

Dans chacune de ces trois instances, l'ONÉ a entendu de nombreux groupes autochtones, dont certains qui lui ont demandé de se pencher sur une question de compétence, à savoir si l'obligation de la Couronne de consulter a été remplie conformément aux critères établis dans l'arrêt *Haïda*. L'Office a estimé, en statuant sur les demandes visant un pipeline dont il était saisi, qu'il n'avait pas l'obligation de déterminer si l'honneur de la Couronne a été sauvegardé au sens de l'arrêt *Haïda*, mais il a estimé que la consultation organisée par le promoteur auprès des Premières nations s'est déroulée conformément aux directives de dépôt et au processus réglementaire. Par exemple, dans la décision relative au projet de Southern Lights, l'Office a déclaré ce qui suit :

> « L'Office n'est pas d'accord avec la position de Standing Buffalo selon laquelle, avant que l'Office ne puisse examiner le fond de la demande de certificat, il doit déterminer la solidité de la revendication de Standing Buffalo et évaluer le caractère adéquat de la consultation de la Couronne. La procédure de l'Office vise à ce que l'Office comprenne pleinement les préoccupations des peuples autochtones à l'égard d'un projet, avant de rendre sa décision. Les Autochtones qui ont des intérêts à l'égard d'un projet ont la possibilité de participer à la procédure réglementaire à plusieurs niveaux. L'Office pèse et analyse la nature des préoccupations autochtones et les effets qu'un projet pourrait avoir sur ces intérêts dans le cadre de son évaluation globale de l'intérêt public du projet. L'Office est d'avis que la procédure qu'il a suivie dans l'évaluation du Projet de Southern Lights donne l'assurance que ses décisions à l'égard du Projet seront prises dans le respect de tous les impératifs légaux »[92].

L'ONÉ a rendu une décision favorable concernant les trois pipelines et par la suite le gouverneur en conseil a donné son approbation (sous la forme d'un décret) à l'égard des trois pipelines.

ii. Litiges portés devant la Cour fédérale – contestation de l'approbation du gouverneur en conseil

Plusieurs Premières nations[93] qui n'ont pas

[89] Motifs de décision OH-1-2007 de l'ONE (6 septembre 2007) et décret nº CP 2007-1786 (22 novembre 2007).
[90] Motifs de décision OH-3-2007 de l'ONE (19 février 2008) et décret nº CP 2008-856 (8 mai 2008).
[91] Motifs de décision OH-4-2007, de l'ONE (22 février 2008) et décret nº CP 2008-857 (8 mai 2008).
[92] Voir, *Enbridge Southern Lights LP (Re)*, 2008 LNCNEB 1 (No OH-3-2007), aux para 56-57.
[93] Nation ojibway de Brokenhead, Première nation Long Plain, Première nation de Swan Lake, Première nation de Fort Alexander, Première Nation anishinabe de Roseau River, Première nation de Peguis et Première nation de Sandy Bay (collectivement, les « Premières nations du Traité nº 1 »).

participé aux audiences de l'Office national de l'énergie ont présenté des demandes de contrôle judiciaire[94] contestant les trois décrets (qui ont permis d'approuver les trois décisions de l'ONÉ). La Cour fédérale a rejeté les demandes de contrôle judiciaire. Dans l'affaire *Brokenhead Ojibway*, la Cour fédérale a déclaré ce qui suit :

> La Couronne, lorsqu'elle détermine si elle a l'obligation de consulter les groupes autochtones et dans quelle mesure elle doit consulter relativement à des projets ou à des opérations qui peuvent avoir des effets sur les intérêts de ces groupes, peut tenir compte des occasions de consultation offertes dans le cadre des processus d'examen réglementaire ou environnemental existants : …Ces processus d'examen peuvent se révéler suffisants pour répondre aux préoccupations des groupes autochtones et la Couronne a toujours l'obligation de déterminer s'ils sont adéquats dans une situation donnée. Il ne s'agit pas d'une délégation de l'obligation de la Couronne de consulter, mais uniquement d'une qui permet à la Couronne de dire qu'elle est convaincue que les préoccupations des groupes autochtones ont été prises en considération et, s'il y a lieu, ont fait l'objet d'accommodements : voir *Haïda*, ci-dessus, au paragraphe 53 et *Taku*, ci-dessus, au paragraphe 40[95].

Même lorsque la décision finale appartient au gouvernement, le processus de l'organisme de réglementation en matière d'énergie peut jouer un rôle de soutien si ce n'est pas un rôle central. De nombreux groupes autochtones n'ont pas tenu compte du rôle des organismes de réglementation en matière d'énergie (et d'autres processus et tribunaux administratifs) sous prétexte qu'ils avaient droit à un processus distinct qui se concentrait exclusivement sur leurs intérêts. Ils l'ont fait souvent en se fondant sur un passage de l'arrêt *Première nation crie Mikisew,* indiquant que, dans les circonstances de l'espèce, la Couronne « devait aviser les Mikisew et amorcer un dialogue directement avec eux et non… après coup lorsqu'une consultation publique générale a été tenue auprès des utilisateurs du parc »[96]. Dans l'affaire *Brokenhead*, la Cour a indiqué clairement que le processus de l'organisme de réglementation en matière d'énergie (dans ce cas l'ONÉ) a un rôle important à jour et qu'il ne faut pas laisser échapper cette occasion.

> « Le fait que les Premières nations du Traité 1 ne se soient pas prévalues entièrement de l'occasion qui leur était offerte de se faire entendre devant l'ONÉ ne justifie pas leur demande pour une consultation distincte par la Couronne, ou à sa discrétion. Dans la mesure où les collectivités autochtones ont facilement accès aux instances réglementaires pour soumettre leurs préoccupations au sujet de projets comme celui-ci, elles ont la responsabilité d'y participer. Les Premières nations ne peuvent pas se plaindre de l'absence de consultations par la Couronne lorsqu'elles négligent d'utiliser les options offertes pour obtenir réparation. … Ceci présuppose bien entendu que les processus réglementaires existants sont accessibles et adéquats et qu'ils offrent aux Premières nations une véritable possibilité de participation »[97].

Cela ne veut pas dire que le processus de l'ONÉ (ou d'un autre organisme de réglementation en matière d'énergie) permettra toujours de s'acquitter à lui seul de l'obligation de consulter qui découle de la décision du gouverneur en conseil. Il s'agissait d'un cas où il a été constaté que les projets de pipeline avaient une incidence assez mineure — étant donné qu'ils étaient localisés sur des terres qui, dans la majeure partie, sont privées et ont été perturbées dans le passé — et où la Cour a jugé que la preuve était insuffisante pour indiquer des effets nocifs importants. De plus, les terres en question étaient visées par un traité historique (le Traité

[94] Il y a eu un contrôle judiciaire pour chaque décret, pour un total de trois. Voir les dossiers de la Cour fédérale : T-225-08, T-921-08 et T-925-08.

[95] *Brokenhead Ojibway First Nation v Canada (Attorney General)*, 2009 FC 484 au para 25 [*Brokenhead Ojibway*]. Cette déclaration a été adoptée par la Cour d'appel de l'Alberta dans l'affaire *Tsuu T'ina Nation v Alberta (Environment)*, 2010 ABCA 137 au para 104.

[96] *Mikisew, supra* note 24 au para 64.

[97] *Brokenhead Ojibway, supra* note 95 au para 42.

n 1). Dans ces circonstances, le processus de l'ONÉ à lui seul était suffisant pour s'acquitter de cette obligation, même en l'absence de toute nouvelle consultation pour appuyer la décision du gouverneur en conseil. Toutefois, La Cour a reconnu qu'il peut y avoir des circonstances où le processus de l'Office peut être, à lui seul, insuffisant.

> « Toutefois, je n'ai aucun doute que si l'un des projets de pipeline avait traversé ou avait eu des effets considérables sur des terres publiques non allouées visées par une revendication territoriale non réglée, une obligation de consulter beaucoup plus grande aurait été déclenchée. Puisqu'il s'agit là du type de questions que le processus de l'ONE n'est pas conçu pour traiter, la Couronne aurait sans doute eu une obligation indépendante de consulter dans un tel contexte »[98].

La décision de la Cour fédérale n'a pas été portée en appel.

En résumé, ce que la Cour semble dire c'est que la Couronne peut s'appuyer sur des processus d'examen réglementaire ou environnemental existants (comme ceux de nombreux organismes de réglementation en matière d'énergie) dans sa prise de décisions. Il est important de noter que la décision de la Couronne en cause ici était le décret, *non* la décision de l'Office. Dans certaines circonstances, ces processus existants peuvent s'avérer suffisants pour respecter les exigences de consultation, sans qu'il soit nécessaire pour la Couronne de mener une consultation additionnelle indépendante. Toutefois, dans d'autres circonstances (particulièrement lorsque les effets préjudiciables potentiels du projet sont plus importants), la Couronne peut être tenue de mener une consultation supplémentaire des groupes autochtones pour éclairer son propre processus décisionnel.

iii. Litiges portés devant la Cour fédérale d'appel – contestation de décisions de l'Office national de l'énergie

Parallèlement, un certain nombre de groupes autochtones qui avaient participé au processus de l'ONE pour ces trois mêmes pipelines ont interjeté quatre appels distincts[99] qui contestaient trois décisions de l'Office national de l'énergie de délivrer des certificats d'utilité publique. Ces quatre appels ont été entendus en même temps par la Cour d'appel fédérale.

La décision de la Cour dans l'affaire *Première nation dakota de Standing Buffalo c. Enbridge Pipelines Inc. (« Standing Buffalo »)*[100], a soulevé la « nouvelle question » à savoir :

> s'il fallait qu'avant de statuer sur les demandes, l'ONÉ détermine si la Couronne, qui n'était pas partie aux demandes et n'a pas pris part aux audiences, avait l'obligation, en vertu de l'arrêt *Nation haïda*, de consulter les Premières nations au sujet des effets préjudiciables que les projets pourraient avoir sur elles et, le cas échéant, si elle s'était bien acquittée de cette obligation[101] ?

La Cour a conclu que l'ONÉ lui-même n'avait pas à mener une consultation :

> « …que l'ONÉ lui-même n'assume pas d'obligation de type de l'arrêt *Nation haïda* et que même les appelants n'ont pas prétendu qu'il était assujetti à une telle obligation. L'ONÉ est un organisme quasi judiciaire (voir *Québec (Procureur général) c. Canada (Office national de l'énergie)*, [1994] 1 R.C.S. 159, page 184), et, selon moi, il n'agit pas comme entité ou mandataire de

[98] *Ibid* au para 44.

[99] La Première nation dakota de *Standing Buffalo* a lancé trois contestations judiciaires distinctes découlant de trois décisions de l'Office national de l'énergie de délivrer des certificats d'utilité publique (CPCN) relativement à trois projets de pipeline : le projet de pipeline Keystone, le projet de pipeline Southern Lights et le projet de pipeline Alberta Clipper. Les Premières nations de Sweetgrass et de Moosimin ont lancé une contestation supplémentaire découlant d'une décision de l'ONE liée au projet Alberta Clipper — pour un total de quatre appels. Consultez les dossiers de la Cour d'appel fédérale : 08-A-25, 08-A-28, 08-A-29 et 08-A-30.

[100] *Première nation dakota de Standing Buffalo c Enbridge Pipelines Inc.*, 2009 CAF 308 [*Standing Buffalo*].

[101] *Ibid* au para 2.

> la Couronne lorsqu'il exerce ses fonctions quasi judiciaires »[102].

La Cour a fait observer (citant la décision rendue dans l'affaire *Québec (Procureur général) c. Canada (Office national de l'énergie)* que, dans l'exercice de sa fonction décisionnelle, l'ONÉ doit se conformer aux règles constitutionnelles et, notamment, à l'article 35. La Cour n'a guère eu de mal à conclure qu'elle l'avait fait :

> « …l'ONÉ devait statuer sur trois demandes de certificat d'utilité publique. Chaque demande constitue un processus distinct, dans lequel un demandeur donné cherche à obtenir une approbation visant un projet déterminé. Le processus met l'accent sur le demandeur, auquel l'ONÉ impose d'importantes obligations de consultation. Chaque demandeur doit consulter les groupes autochtones, définir leurs préoccupations et tenter d'y répondre, à défaut de quoi l'ONÉ peut imposer des mesures d'accommodement. Ce processus fait, à mon avis, en sorte que le demandeur prenne dûment compte des droits ancestraux existants qui sont reconnus et confirmés au paragraphe 35(1) de la Constitution. En veillant à ce que le demandeur respecte ces droits ancestraux, l'ONÉ démontre, à mon avis, qu'il exerce sa fonction décisionnelle conformément aux règles de cette disposition constitutionnelle »[103].

Néanmoins, la Cour a conclu que l'exigence d'exercer sa fonction décisionnelle conformément aux règles constitutionnelles ne faisait *pas* en sorte que l'ONÉ était tenu de déterminer si la Couronne assumait une obligation de type *Nation haïda* et s'en était acquittée avant de rendre une décision à l'égard de la demande dont elle était saisie dans les cas où le demandeur est un acteur privé (et non un représentant de la Couronne). La Cour a jugé que ces questions peuvent être tranchées par un tribunal judiciaire compétent.

En ce qui a trait à l'affaire *Standing Buffalo*, la Cour d'appel a formulé des observations sur le rôle du processus de l'ONÉ (et a insisté sur son utilité) d'une manière qui rappelle les commentaires de la Cour fédérale dans l'affaire *Brokenhead* :

> « … la capacité d'un groupe autochtone de saisir le tribunal judiciaire compétent de questions relatives à l'existence d'une obligation de type de l'arrêt *Nation haïda* à l'égard de l'objet d'une demande de certificat d'utilité publique et, le cas échéant, sur la portée et l'exécution de cette obligation fasse conclure que ce groupe devrait refuser de comparaître devant l'ONÉ à l'égard du processus d'examen de cette demande. Nous le répétons, ce processus met l'accent sur les obligations du demandeur du certificat d'utilité publique; il établit un cadre pratique et efficace au moyen duquel le groupe autochtone peut demander des assurances à l'égard des incidences du projet sur des questions qui le touchent. Bien que le groupe autochtone soit libre de décider de ce qu'il fera, il serait malheureux qu'il ne se prévale pas de la possibilité offerte par ce processus de faire examiner les questions qui le préoccupent de façon directe et concrète »[104].

iv. Embouteillage à la Cour suprême du Canada – Standing Buffalo et Rio Tinto

La Cour d'appel fédérale (par les juges Noël, Layden-Stevenson et Ryer) a rejeté les appels de *Standing Buffalo* le 23 octobre 2009. Moins de deux semaines plus tard, le 5 novembre 2009, la Cour suprême du Canada a accordé la permission d'en appeler de l'arrêt rendu par la Cour d'appel de la C-B. dans l'appel de l'affaire *Rio Tinto*[105]. Les Premières nations concernées par l'affaire *Standing Buffalo* ont demandé l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour suprême du Canada et ont également demandé que l'appel soit examiné selon une procédure accélérée et entendu en même temps que l'appel de *Rio Tinto*. La Cour suprême du Canada a plutôt choisi de laisser les demandes d'autorisation d'appel en suspens jusqu'à ce que l'appel de

[102] *Ibid* au para 34.
[103] *Ibid* au para 40.
[104] *Ibid* au para 44.
[105] *Rio Tinto Alcan Inc. c Conseil tribal Carrier Sekani - et - British Columbia Utilities Commission*, 2009 CanLII 61380.

l'affaire *Rio Tinto* soit entendu et jugé. Certaines des Premières nations requérantes (la Première nation dakota de *Standing Buffalo* et la Première nation de Moosomin) et des compagnies pipelinières touchées (Enbridge Pipelines Inc. et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.) ont demandé et ont obtenu le droit de se joindre à l'appel de *Rio Tinto* à titre d'intervenants. Ainsi, la portée des questions soulevées dans l'appel de *Standing Buffalo* s'est retrouvée devant la Cour suprême du Canada lorsqu'elle a examiné et jugé l'appel de *Rio Tinto*.

La Cour suprême du Canada a rendu sa décision dans l'appel Rio Tinto (susmentionné) le 28 octobre 2010. Quelques semaines plus tard, le 2 décembre 2010, la Cour a rejeté la demande d'autorisation d'aller en appel dans l'affaire *Standing Buffalo*[106]. (Il est également à noter que, dans l'intervalle, le 19 novembre 2010, la Cour a rendu sa décision relativement à l'appel de *Little Salmon* [susmentionné].)

À la suite du rejet par la Cour suprême de la demande d'interjeter appel dans l'affaire *Standing Buffalo*, on ne peut bénéficier de l'opinion de la Cour suprême du Canada sur le rôle de l'ONÉ, comme elle est exposée dans la décision rendue par la Cour d'appel fédérale[107]. Certains commentateurs ont déploré que l'autorisation d'en appeler ait été refusée et sont d'avis que cela laisse planer de l'incertitude sur le droit[108].

Ce qui est clair, c'est que la Cour suprême du Canada — ayant récemment donné des indications claires sur le rôle des tribunaux de réglementation dans l'arrêt *Rio Tinto* — était soulagée de ne pas avoir à réexaminer cette question aussi rapidement dans le contexte particulier de l'ONÉ.

Étant donné que la décision de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Standing Buffalo* a été rendue avant la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Rio Tinto*, il n'est pas surprenant que la terminologie employée et l'analyse faite dans l'arrêt *Standing Buffalo* ne correspondent pas précisément à l'analyse faite dans l'arrêt *Rio Tinto*. Cependant, en résumé, ce que les tribunaux semblent avoir conclu au sujet du processus réglementaire de l'ONÉ et du processus d'approbation du gouverneur général (comme on l'appelait à l'époque) est que :

- L'ONÉ (comme la BCUC) ne remplit pas le rôle qui consiste à mener la consultation par la Couronne;
- L'ONÉ remplit le rôle qui consiste à évaluer le caractère adéquat de la consultation menée par la partie (privée);
- L'ONÉ ne remplit pas le rôle qui consiste à évaluer le caractère adéquat de la consultation menée par la Couronne (lorsque la Couronne n'est pas une partie entendue et lorsque la décision de la Couronne [à savoir, le décret] est prise après le processus réglementaire de l'ONÉ);
- L'approbation du gouverneur en conseil de la décision de l'ONÉ peut s'appuyer sur le processus réglementaire existant, comme se libérer (en tout ou en partie) de l'obligation de consulter. Dans certaines circonstances, le processus réglementaire peut être suffisant en soi, mais dans d'autres circonstances, la Couronne peut devoir mener une autre consultation directe afin d'acquitter l'obligation de consulter.

Certains se demandent comment le processus

[106] La demande d'autorisation d'appel dans l'affaire *Standing Buffalo* a été examinée et rejetée par le même groupe de juges de la Cour qui avait accordé l'autorisation de l'appel de *Rio Tinto*. Consultez 2010 CanLII 70763 (CSC), 2010 CanLII 70737 (CSC), 2010 CanLII 78628 (CSC), 2010 CanLII 74561 (CSC) et 2010 CanLII 70764 (CSC). Lorsqu'elle rejette des demandes en autorisation d'appel, la Cour suprême du Canada n'en précise pas les raisons.

[107] Peut-être parce que la demande d'autorisation d'interjeter appel était toujours pendante au moment où la décision à l'égard de l'appel de *Rio Tinto* a été prise, la Cour suprême du Canada n'a pas fait mention de la décision rendue par la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Standing Buffalo* et n'a pas formulé d'observations à son sujet (même si de nombreuses parties de l'appel *Standing Buffalo* ont participé à l'appel de *Rio Tinto* à titre d'intervenants).

[108] D. Mullan, *supra* note 67, 24 CJALP 233 à 259 : « … la Cour suprême, dans un souci de clarifier les choses sur la question de la consultation dans le cadre des tribunaux, aurait dû accorder l'autorisation d'en appeler dans l'affaire *Standing Buffalo*. L'arrêt *Carrier Sekani*, *supra* note 2, n'a pas permis de résoudre toutes les questions soulevées par la décision de la Cour d'appel fédérale. » [Traduction]

de l'organisme de réglementation en matière d'énergie qui ne remplit pas le rôle qui consiste à consulter ou à évaluer le caractère adéquat de la consultation peut ensuite s'appuyer sur la Couronne pour se libérer (en tout ou en partie) de l'obligation de la Couronne de consulter. La réponse est assez simple. Si le tribunal n'est pas chargé de consulter et/ou d'évaluer le caractère adéquat de la consultation par la Couronne, le processus suivi devant l'organisme de réglementation en matière d'énergie et sa décision peuvent néanmoins aider la Couronne à respecter son obligation d'agir honorablement si le mandat statutaire de l'organisme de réglementation en matière d'énergie exige qu'il tienne suffisamment compte des intérêts des Premières nations dans ces circonstances. Le processus d'un organisme de réglementation en matière d'énergie peut fournir un soutien procédural important en faisant en sorte que les Premières nations obtiennent :

a. un avis suffisant d'une proposition;
b. toute l'information nécessaire en temps utile;
c. la possibilité d'entreprendre une consultation directe avec le demandeur ou d'assister aux audiences des instances réglementaires et de présenter ou d'obtenir des éléments de preuve;
d. la possibilité d'exprimer leurs intérêts et leurs préoccupations, en soumettant des présentations à l'organisme de réglementation en matière d'énergie;
e. une prise en considération complète, équitable et sérieuse de ces présentations dans la formulation d'une décision, d'une recommandation ou des conditions à imposer à l'égard d'un projet.

Ces éléments contribuent à satisfaire aux exigences relatives à l'obligation de consulter de la Couronne[109]. S'il est bien mené, le processus d'un organisme de réglementation en matière d'énergie peut fournir ces éléments et contribuer à préserver l'honneur de la Couronne. Dans certaines circonstances, ce processus peut être suffisant en soi pour appuyer une décision de la Couronne; dans certains cas, cependant, il en faudrait peut-être plus.

Cela semble cohérent avec la façon dont l'ONÉ a compris et décrit son rôle par la suite. Par exemple, dans la décision de mars 2010 de l'ONÉ à l'égard du projet de pipeline Keystone XL, l'Office a exposé plus en détail son opinion sur la façon dont son processus s'inscrit dans le respect de l'obligation qu'a la Couronne de consulter.

> « L'Office est régi par diverses exigences législatives et exigences de Common Law, et il constitue un tribunal d'archives autonome et indépendant du gouvernement du Canada. Il n'équivaut pas à la « Couronne », car il s'agit d'un tribunal indépendant non assujetti aux directives de la Couronne… En ce qui touche l'obligation qu'a la Couronne de consulter les Autochtones, cette structure législative présente des problèmes particuliers auxquels ne sont pas exposés les ministères fédéraux dirigés par des ministres de la Couronne. Compte tenu de la structure législative particulière que le Parlement a établie en 1959 aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la Couronne a décidé qu'elle comptera sur le processus de l'ONÉ comme moyen de satisfaire à certaines de ses obligations de consulter relativement à des questions qui relèvent du mandat de l'ONÉ, ou à l'ensemble de celles-ci. Cela ne signifie pas que la Couronne a délégué son devoir de consulter à l'Office. L'Office a compétence pour examiner si un projet est conforme à l'intérêt public et, dans le cadre de cet examen, il soupèse les coûts et les avantages du projet, y compris ses effets éventuels sur les intérêts des Autochtones »[110].

Ces observations à l'égard de l'ONÉ ne constituent pas non plus des conclusions universellement applicables à l'ensemble des organismes de réglementation en

[109] Voir *Mikisew*, *supra* note 24 au para 64; citant l'opinion exprimée par le juge Finch dans l'arrêt *Halfway River First Nation v British Columbia (Ministry of Forests)* 999 BCCA 470 aux para 159-160, [1999] 64 BCLR (3d) 206.
[110] *TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Re)*, 2010 LNCNEB 2 (Nº OH-1-2009) au para 87.

matière d'énergie. Encore une fois, il est essentiel d'examiner le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie tel qu'il est stipulé dans la loi. L'obligation d'un organisme de réglementation en matière d'énergie de se pencher sur la consultation et sur la portée de celle ci dépend de la mission que lui confie sa loi constitutive ou habilitante. Ce rôle peut différer selon la nature de la structure décisionnelle et de la nature du demandeur (représentant de la Couronne ou partie privée) qui comparaît devant lui.

v. Office national de l'énergie – législation actuelle

Depuis que les décisions examinées ci-dessus ont été rendues par les tribunaux, des articles pertinents de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ont été modifiés. Ces modifications récentes changent légèrement les rôles respectifs de l'ONÉ et du gouverneur en conseil, bien que la portée des facteurs dont tient compte l'Office reste inchangée. Le tableau ci-dessous présente un comparatif de l'ancienne version de l'article 52 (prise en compte par la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Standing Buffalo*) et de la version révisée (que l'on retrouve actuellement dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie*) avec les modifications mises en évidence.

Alors que l'Office national de l'énergie anciennement « délivrait » un CUP « sous réserve de l'agrément » du gouverneur en conseil, l'Office formule maintenant une « recommandation » motivée à savoir si le certificat devrait être délivré. L'article 54 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* actuelle stipule que, une fois que l'Office a présenté son rapport en application des articles 52 ou 53, le gouverneur en conseil peut, par décret (a) donner à l'Office instruction de délivrer un certificat ou (b) donner à l'Office instruction de rejeter la demande de certificat. Ensemble, les articles 52 et 54 de la loi actuelle clarifient les rôles respectifs de l'Office et du gouverneur en conseil. Manifestement, la décision de donner à l'Office « instruction » de délivrer un certificat ou de rejeter la demande de certificat incombe au gouverneur en conseil en vertu

Loi sur l'Office national de l'énergie, L.R.C. (1985), chapitre N-7, article 52 (ancienne version)	*Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C. (1985), chapitre N-7, article 52 (dans la version modifiée)
52. « Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, *délivrer un certificat* à l'égard d'un pipeline; ce faisant, il tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents, et notamment de ce qui suit : (a) l'approvisionnement du pipeline en pétrole, gaz ou autre produit; (b) l'existence de marchés réels ou potentiels; (c) la faisabilité économique du pipeline; (d) la responsabilité et la structure financières du demandeur et les méthodes de financement du pipeline ainsi que la mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la construction du pipeline; (e) les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir sa décision.	52. (1) S'il estime qu'une demande de certificat visant un pipeline est complète, l'Office établit et présente au ministre un rapport, qu'il doit rendre public, où figurent (a) sa recommandation motivée à savoir si le certificat devrait être délivré… (2) En faisant sa recommandation, l'Office tient compte de tous les facteurs qu'il estime directement liés au pipeline et pertinents, et peut tenir compte de ce qui suit : (a) l'approvisionnement du pipeline en pétrole, gaz ou autre produit; (b) l'existence de marchés, réels ou potentiels; (c) la faisabilité économique du pipeline; (d) la responsabilité et la structure financières du demandeur et les méthodes de financement du pipeline ainsi que la mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la construction du pipeline; (e) les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir la délivrance du certificat ou le rejet de la demande.

du paragraphe 54(1) de la *Loi*. L'article 55 de la loi prévoit que tout décret pris en vertu du paragraphe 54(1) peut être contesté (avec l'autorisation de la Cour) par voie de contrôle judiciaire par la Cour d'appel fédérale.

Compte tenu de l'établissement de lignes de responsabilité claires (et de lignes claires pour contester les décisions qui en résultent), il est entendu que tout jugement concernant la légitimité ou la constitutionnalité d'une décision que le gouverneur en conseil peut prendre dépasse clairement le mandat d'une commission d'examen de l'ONÉ. La commission d'examen conjoint qui a examiné la demande du projet Enbridge Northern Gateway est demeurée fidèle à cette approche dans sa décision rendue le 9 avril 2013 :

> La commission ne peut se prononcer sur la constitutionnalité des décisions qui ne relèvent pas de son mandat. Cela englobe la décision finale du GEC de donner ou non à l'Office instruction de délivrer un certificat et de déterminer comment l'Office appliquera la législation relative à la délivrance d'un certificat. La décision du GEC et de la délivrance éventuelle d'un certificat sera prise bien après la publication du rapport de la commission. Ces décisions et mesures dépassent le mandat de la commission. Conformément à l'article 55 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* toute décision du GEC peut être contestée devant la Cour d'appel fédérale par voie de contrôle judiciaire[111]. [Traduction]

La commission d'examen conjoint a publié son rapport final le 19 décembre 2013 et a décrit son rôle comme suit sous la rubrique « Participation de groupes autochtones à l'audience ».

Notre processus d'audience a offert une occasion à la population autochtone de se renseigner davantage sur le projet et de faire en sorte que soient consignés au dossier :

- leurs connaissances traditionnelles relativement aux effets environ-nementaux;
- les répercussions que tout changement au milieu découlant du projet pourrait avoir sur leur utilisation actuelle des terres et des ressources à des fins traditionnelles;
- la nature et la portée de leurs droits ancestraux et issus de traités, potentiels ou établis, les effets du projet sur ces droits et les mesures appropriées pour éviter ou atténuer ces effets.

Les peuples autochtones ont participé au processus d'audience final à titre d'intervenants et par l'entremise de la preuve orale, des exposés oraux et des lettres de commentaires. Ils ont été nombreux à assister aux séances d'information et d'audience.

Selon l'entente concernant l'examen conjoint du projet, le processus a permis de recueillir des renseignements sur la nature et la portée des droits ancestraux et issus de traités, potentiels ou établis, susceptibles d'être touchés par le projet, ainsi que sur les répercussions que le projet pourrait entraîner sur ces droits. Les groupes autochtones et d'autres parties nous ont transmis un nombre considérable d'éléments de preuve à ce sujet »[112,113].

En vertu des versions ancienne et nouvelle de son mandat législatif, le processus de l'Office est bien conçu pour obtenir et entendre les éléments de preuve relatifs aux intérêts des Autochtones et aux répercussions éventuelles d'un projet proposé et en tenir compte. L'Office examinera également le processus de consultation mené par les demandeurs (privés) qui comparaissent devant lui. Ce processus peut être suivi par la

[111] Décision de la commission d'examen conjoint rendue le (9 avril 2013) à la p 6 (en anglais seulement).

[112] Voir le rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway, Volume 1 « Connexions », section 2.2.1.

[113] Il est à noter qu'un certain nombre de groupes autochtones et environnementaux ont intenté une poursuite à la cour fédérale d'appel pour contester ou annuler le rapport de la commission d'examen conjoint. Étant donné qu'on n'en est qu'aux premières étapes de ce litige et compte tenu de la participation de l'auteur à titre de conseiller d'un intervenant dans le processus d'examen conjoint, je dois malheureusement m'abstenir de formuler tout commentaire sur ce litige en cours dans le présent article.

Couronne lorsqu'elle prend sa propre décision, p. ex., pour déterminer si l'on donne à l'Office instruction de délivrer un certificat. Dans certaines circonstances, la Couronne peut avoir acquis la conviction que la consultation directe entre le promoteur et les groupes autochtones, associé à l'accès des groupes autochtones au processus de l'organisme de réglementation, a préservé l'honneur de la Couronne. Dans d'autres circonstances (notamment lorsque les répercussions éventuelles d'un projet ont un plus grand potentiel d'effets préjudiciables), la Couronne peut choisir d'entreprendre d'autres consultations afin de s'assurer que l'honneur de la Couronne est préservé[114]. Le caractère adéquat de la décision finale de la Couronne peut être contesté, avec l'autorisation de la Cour, par voie de contrôle judiciaire par la Cour d'appel fédérale. Cela est tout à fait conforme aux principes établis par la décision de la Cour dans l'affaire *Carrier Sekani*.

Organisme de réglementation en matière d'énergie de l'Alberta

Même si l'espace et le temps qui restent ne permettent pas une analyse approfondie, un bref commentaire s'impose sur les développements récents (et continus) concernant la pratique réglementaire et en matière d'énergie en Alberta.

Les questions au sujet du rôle des organismes de réglementation en matière d'énergie par rapport à l'obligation de consulter ont été soulevées un certain nombre de fois en lien avec l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) (ancien organisme de réglementation en matière d'énergie) de l'Alberta.

Dans la décision Osum[115], l'ERCB a estimé ne pas avoir la compétence pour déterminer si la Couronne s'est acquittée de son obligation de consulter la Première Nation de Cold Lake et de trouver des accommodements à ses préoccupations concernant les effets préjudiciables découlant d'un projet de sables bitumineux. L'ERCB a établi une distinction fondée sur le fait que le demandeur qui comparaît devant lui n'est pas un représentant de la Couronne:

> L'ERCB n'est pas convaincu que dans cette affaire, pour laquelle le promoteur n'est ni la Couronne ni un représentant de la Couronne et n'a donc pas à s'acquitter d'une obligation constitutionnelle, son mandat de veiller à l'intérêt public s'étend à l'évaluation du caractère adéquat de la conduite de la Couronne (consultation) qui n'est pas encore effectuée[116]. [Traduction]

Après la décision de l'ERCB, la Première nation a conclu une entente avec le promoteur et a retiré son objection au projet. Néanmoins, la Première nation a demandé l'autorisation d'en appeler de la décision de l'ERCB au motif que la question était de portée générale. La Cour d'appel de l'Alberta a rejeté la demande d'appel, au motif que la question était théorique. La Cour a également souligné que cette question allait bientôt être soumise à l'ERCB dans le contexte d'un litige concret qui, à première vue, concerne la même question que celle que le demandeur cherche à faire valoir devant cette Cour[117]. [Traduction]

Le litige pendant auquel la Cour d'appel faisait référence était l'avis de question constitutionnelle déposée par la Première Nation Chippewan d'Athabasca dans le cadre du projet de la mine Jackpine de Shell. L'entente concernant l'établissement d'une commission d'examen conjoint pour ce projet stipulait clairement que la commission d'examen conjoint peut recevoir de l'information des groupes autochtones sur la nature et la portée des droits ancestraux ou issus de traités, potentiels ou établis, dans la région du projet, ainsi que de l'information sur les effets environnementaux négatifs éventuels que le projet est susceptible d'avoir sur les droits

[114] Une analyse semblable du processus de l'Office (en vertu de l'ancienne version de la loi) a déjà été faite dans l'article de Sanderson et. coll., *supra* note 20 aux p 848-849, publié dans la revue *Alberta Law Review* (en anglais seulement).
[115] Projet Taiga de la société Osum Oil Sands Corp., raisons de la décision du 17 juillet 2012 de l'ERCB de déposer un avis d'une question de droit constitutionnel.
[116] *Ibid* à la p 7.
[117] *Cold Lake First Nations v Alberta (Energy Resources Conservation Board)*, 2012 ABCA 304 au para 6 (en anglais seulement).

ancestraux ou issus de traités, potentiels ou établis[118] et qu'elle peut utiliser cette information pour formuler des recommandations qui ont trait à la manière dont le projet pourrait avoir des effets préjudiciables sur les droits ancestraux ou issus de traités revendiqués par les participants (section 6.2) [Traduction][119]. Il est toutefois ressorti clairement de l'entente ce qui suit :

Nonobstant les articles 6.1 et 6.2, la commission d'examen conjoint n'est pas tenue en vertu de cette entente de trancher en ce qui a trait à :

a. la validité des droits ancestraux ou issus de traités revendiqués par un participant ou la légitimité de telles revendications;
b. la portée de l'obligation de la Couronne de consulter un groupe autochtone;
c. savoir si la Couronne s'est acquittée de ses obligations de consulter ou d'accommoder en ce qui concerne les droits reconnus et confirmés à l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*.

Dans la décision Jackpine[120], la commission d'examen conjoint constituée en vue d'examiner la demande du projet d'expansion de la mine Jackpine a rendu une décision interlocutoire dans laquelle elle conclut qu'elle n'avait pas compétence pour décider si la Couronne a respecté son obligation de consulter les peuples autochtones.

Certains commentateurs ont laissé entendre que les décisions de l'ERCB dans les affaires Osum et Jackpine témoignent d'une certaine réticence à traiter de l'obligation de consulter comme des autres questions de droit constitutionnel[121]. Je suis plutôt d'avis que l'ERCB a bien cerné la différence découlant de la présence d'un demandeur privé (non un représentant de la Couronne) et bien compris les limites expresses imposées à la commission d'examen conjoint. Jusqu'à maintenant, les tribunaux semblent d'accord.

La Première Nation Chippewan d'Athabasca et la Nation métisse de la région 1 de l'Alberta ont demandé l'autorisation d'en appeler de la décision Jackpine. La Cour d'appel de l'Alberta a encore une fois rejeté la demande d'appel.

> Même si les questions de compétence soulevées par les demandeurs sont intéressantes dans l'abstrait, il n'est pas justifié d'accorder l'autorisation d'en appeler, car les réponses à ces questions n'auront pas d'incidence sur le résultat de cette audience. La commission d'examen conjoint n'est pas tenue de se prononcer sur la question de savoir si la Couronne s'est acquittée de ses obligations de consulter. La commission d'examen conjoint a manifestement décidé de ne pas traiter de cette question, du moins à cette étape des délibérations. Elle a le droit de le faire[122]. [Traduction]

Une demande d'autorisation d'interjeter appel devant la Cour suprême du Canada a été rejetée[123].

i. Nouvelle loi albertaine

Depuis le 17 juin 2013, un nouvel organisme de réglementation en matière d'énergie de l'Alberta, l'Alberta Energy Regulator, remplace l'ERCB. L'article 21 de la *Responsible Energy Development Act*, SA 2012, c R-17.3 précise que le nouvel organisme de réglementation n'aura ni l'obligation de consulter ni l'obligation d'avoir accès aux consultations de la Couronne en ce qui concerne :

> « Les consultations de la Couronne avec les

[118] *Entente concernant la constitution d'une commission d'eamen conjoint pour le projet d'epansion de la mine Jackpine*, en ligne: Agence canadienne d'évaluation environnementale <http://www.ceaa.gc.ca/050/documents/52084/52084E.pdf> au para 6.1.
[119] *Ibid* au para 6.2.
[120] Projet d'expansion de la mine Jackpine, Décision de la commission d'examen conjoint rendue le 26 octobre 2012.
[121] Voir J. Promislow, « Irreconcilable? The Duty to Consult and Administrative Decision Makers », 26 CJALP aux p 251-266 (en anglais seulement).
[122] *Métis Nation of Alberta Region 1 v Joint Review Panel*, 2012 ABCA 352 au para 20 (en anglais seulement).
[123] *Première Nation des Chipewyans d'Athabasca c Energy Resources Conservation Board, agissant en sa qualité de partie de la commission d'examen conjoint et commission d'examen conjoint*, 2013 CanLII 18847.

> peuples autochtones.
>
> L'organisme de réglementation n'a pas compétence en matière d'évaluation du caractère adéquat de la consultation par la Couronne liée aux droits autochtones tels qu'ils sont reconnus et affirmés au titre de la partie II de la *Loi constitutionnelle de 1982* ».

Certains commentateurs ont décrié le retrait des questions liées à l'obligation de consulter du forum de réglementation. Par exemple, selon Nigel Bankes :

> Cela mènera-t-il à la certitude et à une approbation accélérée ou à plus de délais et d'incertitude? Je soupçonne que les réponses seront différentes selon les lecteurs, mais j'ai de la difficulté à voir comment cela pourrait nous mener à une prise de décisions éclairée et intégrée. En fait, cela ressemble à un guichet unique pour tout, sauf les décisions qui mettent en jeu l'obligation de consulter[124]. [Traduction]

Bien qu'il y ait certainement un débat d'*orientation* légitime à tenir autour de la question à savoir si un organisme de réglementation en matière d'énergie devrait jouer un rôle dans l'exercice de l'obligation de consulter ou dans l'évaluation du caractère adéquat de cette consultation, le débat juridique a été réglé. La Cour suprême du Canada a indiqué clairement que « l'obligation du tribunal administratif de se pencher sur la consultation et sur la portée de celle-ci dépend de la mission que lui confie sa loi constitutive »[125]. Le législateur albertain répond clairement à cette invitation et énonce clairement le mandat que la loi confère (et ne confère pas) à l'Alberta Energy Regulator. Étant donné l'absence de contestation de la loi, la réponse du législateur est déterminante[126].

Malgré la clarté de l'énoncé concernant l'intention du législateur, il semble encore y avoir des problèmes de transition et de définition à régler concernant la portée adéquate des questions constitutionnelles à prendre en compte. Le 18 octobre 2013, la Première Nation de Fort McKay a obtenu l'autorisation d'en appeler de la décision de l'Alberta Energy Regulator relativement au projet de Dover Operating Corp. (aujourd'hui Brion Energy)[127]. La Cour d'appel (par le juge Frans Slatter) a accordé l'autorisation d'en appeler relativement à deux questions:

a. L'Energy Resources Conservation Board ou l'Alberta Energy Regulator a-t-il commis une erreur de droit ou de compétence justifiant l'annulation dans l'évaluation du type de questions constitutionnelles qu'il pouvait ou devait examiner en vertu de sa compétence générale sur les questions de droit, ou en vertu de l'*Administrative Procedures and Jurisdiction Act*?

b. Et dans l'affirmative, une telle erreur justifiant l'annulation dans la définition de la portée des questions constitutionnelles a-t-elle un effet, justifiant l'annulation, sur l'approbation définitive du projet par l'Alberta Energy Regulator[128]?

---

[124] Nigel Bankes, Ablawg, « Bill 2 the Responsible Energy Development Act and the Duty to Consult » (19 novembre 2012), en ligne : <http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2012/11/Blog_NB_Bill2_Duty_to_Consult_Nov2012.pdf> (en anglais seulement).

[125] *Rio Tinto, supra* note 2 au para 55.

[126] Dans l'arrêt *Rio Tinto*, la Cour s'est délibérément abstenue de répondre à la question de savoir si une mesure gouvernementale qui peut faire naître l'obligation de consulter s'entend aussi d'une mesure législative au para 44. Donc, la question de savoir si la loi établissant le processus de réglementation peut être contestée de la sorte reste à déterminer.

[127] Demande de la Dover Operating Corp. pour un projet d'extraction du bitume dans la région des sables bitumineux d'Athabasca : Dover Operating Corp. Application for a Bitumen Recovery Scheme Athabasca Oil Sand Area 2013 ABAER 014, 6 août 2013. *Fort McKay First Nation v Alberta Energy Regulator*, 2013 ABCA 355 (en anglais seulement). Il convient de noter que la décision de l'AER doit être soumise à l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil.

[128] L'autorisation d'en appeler a été refusée relativement à deux autres questions soulevées par les demandeurs, qui étaient définies comme suit dans leur avis d'appel :

- Le tribunal a-t-il commis une erreur de droit ou de compétence en raison de son interprétation restrictive de sa compétence d'enquête et de sa compétence réparatrice lui permettant d'examiner et de trancher, respectivement, la question des effets cumulatifs sur l'environnement?

Cette décision aurait clairement été une à surveiller de près, puisqu'elle aurait pu fournir plus de précision sur le rôle de l'EAR dans l'examen des droits ancestraux et issus de traités au sens de l'*Administrative Procedures and Jurisdiction Act*[129]. Cependant, alors qu'on arrive à la conclusion de cet article, la Première nation et le promoteur de projet ont conclu une entente de règlement, et l'appel qui était en attente a été abandonné. Les questions de définition en vertu de la législation de l'Alberta demeureront non résolues pour le moment.

Comme on l'a vu précédemment (dans l'analyse de la législation de la C.-B. en lien avec l'affaire *Rio Tinto*), le traitement législatif des « questions constitutionnelles » dans la loi n'est pas toujours rédigé d'une manière qui considère expressément (et clarifie) le rôle de l'organisme de réglementation en ce qui concerne l'obligation de consulter. Toutefois, étant donné l'énoncé très clair à l'article 21 de la *Responsible Energy Development Act*, le rôle de l'Alberta Energy Regulator par rapport à l'obligation de consulter semble être établi[130].

Conclusion

Dans le débat portant sur l'obligation de consulter et le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie, ce qu'il faut, ce n'est pas une réponse unique et universelle qui convient à toutes les situations et qui s'est révélée difficile à obtenir dans le contexte du droit des Autochtones et du droit réglementaire/administratif. Il faut plutôt une plus grande connaissance (i) des différents contextes juridiques qui s'appliquent aux groupes autochtones (traité historique, traité moderne ou secteur non couvert par traité); (ii) des différences qui en résultent dans l'objet et la portée de l'obligation de la Couronne de consulter dans chaque contexte juridique; et (iii) du mandat précis confié à l'organisme de réglementation en matière d'énergie par sa loi constitutive.

Les organismes de réglementation en matière d'énergie pourraient être tenus de s'acquitter de l'obligation de consulter, de l'obligation d'évaluer le caractère adéquat de la consultation menée par d'autres, de ces deux obligations ou d'aucune des deux. Deux indices clés sont le pouvoir d'examiner les questions de droit et le pouvoir de réparation accordé à l'organisme de réglementation en matière d'énergie. On peut tirer des indications par un examen de la manière dont le processus de réglementation s'inscrit dans tout le processus décisionnel. Par ailleurs, le rôle de l'organisme de réglementation en matière d'énergie peut varier selon la nature du demandeur qui comparaît devant lui, en particulier si le demandeur est un représentant de la Couronne ou une partie privée. Les diverses combinaisons et permutations de ces différents facteurs ne prêtent pas à des solutions universelles qui s'appliquent à tous les organismes de réglementation en matière d'énergie. Au contraire, le message clé en est un que les praticiens en droit administratif devraient connaître : cela dépend. En effet, cela dépend du statut et de la nature de la demande et même de la nature du demandeur. Cette diversité ne doit pas être décriée, mais pleinement acceptée, car les organismes de réglementation en matière d'énergie trouvent leur juste place dans le processus décisionnel et leur propre rôle à l'égard de l'obligation de la Couronne de consulter. ■

- Le tribunal a-t-il commis une erreur de droit ou de compétence en raison de la procédure par laquelle il visait à tirer des conclusions relatives aux effets du projet sur les droits issus de traités de la Première nation de Fort McKay qui sont protégés par la Constitution?

[129] RSA 2000, c A-3.

[130] La question de l'obligation de consulter peut être encore susceptible de recours en ce qui concerne la décision (qui se fait encore attendre) du lieutenant-gouverneur en conseil, semblable au scénario de l'affaire *Brokenhead Ojibway* (susmentionnée).

RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE : LE MARCHÉ NORD-AMÉRICAIN DU GAZ NATUREL DE 2013

*Gordon Pickering**

Introduction

En 2013, le marché nord-américain du gaz naturel a encore une fois été un sujet chaud dans les nouvelles, maintenant ainsi la tendance des dernières années où il a occupé une place centrale dans divers médias. Alors qu'en 2012 une partie des nouvelles sur l'industrie du gaz signalait les faibles prix du gaz naturel qui se situaient généralement entre 2 et 3 $ par MBTU, en 2013, l'attention était moins portée sur les prix, lesquels se sont redressés, mais davantage sur d'autres points, notamment la question des exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) en provenance d'Amérique du Nord. Bien entendu, il existe une corrélation entre les deux cas. Celle-ci relève du fait que l'abondance récente de gaz naturel provenant du développement des ressources de gaz de schiste en cours constitue l'élément moteur derrière les prix inférieurs du gaz naturel, qui, de concert avec l'abondance de l'approvisionnement, a créé des occasions de servir de nouveaux marchés, tout en restructurant le marché sur le continent nord-américain.

Un aperçu du nouveau phénomène de l'abondance de l'approvisionnement, qui concerne à la fois les États-Unis et le Canada, s'impose. Aussi tard qu'en 2008, la pensée générale voulait que la production de gaz naturel en Amérique du Nord doive progressivement être complétée par les importations de GNL : un gaz naturel sous une forme différente apparemment nécessaire pour contrer le déclin de l'approvisionnement intérieur en gaz naturel et les pénuries imminentes, qui auraient pour effet d'accroître le prix des produits de base. De façon beaucoup moins évidente, dans des lieux comme la zone des Barnett shale au Texas et ailleurs au centre du continent, en Louisiane et en Oklahoma, ou encore dans le nord-est des États-Unis dans le bassin de Marcellus en Pennsylvanie, avait lieu une percée technologique qui allait transformer l'industrie. La combinaison du forage horizontal et de la fracturation hydraulique a permis d'associer des technologies existantes et de les améliorer continuellement, ce qui a mené à des résultats spectaculaires, soit une augmentation nette de l'efficacité du forage et de la production, une réduction des coûts et, en fin de compte, un apport de nouveaux volumes importants de gaz naturel provenant de sources d'approvisionnement « non traditionnelles » sur le marché. Lorsque Navigant a publié son analyse de l'approvisionnement en gaz naturel pour l'*American Clean Skies Foundation* à la mi-2008, la production intérieure de gaz à partir du schiste a commencé à supplanter l'importation de GNL à titre de nouvel approvisionnement en gaz de choix en Amérique du Nord[1].

* Gordon Pickering, Navigant Consulting Inc. est un directeur de l'énergie, à la tête en Amérique du Nord, de la pratique de Navigant sur le gaz et le gaz naturel liquéfié (GNL). Il est actif dans la tarification du gaz et du GNL, la stratégie, la règlementation et l'analyse fondamentale du marché et les prévisions en Amérique du nord et à l'étranger.

[1] En 2008, Navigant a quantifié pour la première fois le développement en croissance rapide du gaz naturel en

Cela a déclenché une « nouvelle ère » de développement en matière d'approvisionnent en gaz caractérisée par des taux de variation de la croissance de la production de gaz de schiste qui n'ont montré aucun signe de ralentissement depuis et qui ont entraîné une abondance généralisée d'approvisionnement en gaz et même des surplus au cours des dernières années.

Jusqu'à présent, bien que la majeure partie du développement du gaz de schiste soit survenue aux États-Unis, ce secteur est pour plusieurs raisons le moteur principal de l'évolution de l'ensemble du marché du gaz nord-américain. En premier lieu, du fait que le marché du gaz naturel en Amérique du Nord constitue réellement un marché continental interconnecté (si ce n'est, à ce point, un élément constitutif d'un marché du gaz mondial), les développements importants en matière de gaz naturel qui ont lieu dans une région peuvent avoir et ont des répercussions sur les autres régions. Comme il en sera question plus loin, à titre d'exemple, l'ampleur de la nouvelle production de gaz dans la formation géologique de gaz de schiste de Marcellus, concentrée en Pennsylvanie et en Virginie-Occidentale, a déjà entraîné des changements dans les flux gaziers pouvant être remarqués jusqu'à présent aussi loin que dans le sud-est des États-Unis de même que dans le nord, au Canada. Ces changements touchent considérablement les structures des flux gaziers et modifient les relations historiquement tissées et les modes d'attribution de contrats qui ont été développés pendant un demi-siècle ou plus. En outre, le Canada a lui aussi découvert qu'il dispose de très grandes ressources de gaz de schiste et de gaz de formation imperméable prêtes à être exploitées alors que la révolution du gaz de schiste fait son chemin au Canada. L'ampleur considérable des nouvelles ressources rendues accessibles dans les deux pays représente le point le plus remarquable, déclenchant ainsi un nouvel « âge d'or » du gaz naturel en Amérique du Nord et menant à une perspective de débat qui s'ensuit sur le fait de servir, par l'exportation, de nouveaux marchés avec le gaz naturel nord-américain sous la forme de GNL et ainsi attendre impatiemment que les acheteurs à l'échelle du globe se manifestent.

ÉTATS-UNIS

Approvisionnement en gaz

Il serait difficile de surestimer l'importance de la révolution du gaz de schiste aux États-Unis. Les ressources de gaz de schiste sont presque entièrement responsables de la forte augmentation des ressources de gaz naturel récupérables estimées (de même que de l'augmentation de la production actuelle). Non seulement des nouveaux gisements de ressources gazières sont découverts, pour ensuite être mis en production, mais à mesure que des données additionnelles sont obtenues relativement aux gisements producteurs, les estimations des ressources de ces gisements en activité finissent généralement par être revues à la hausse dans une série continue de réévaluations des ressources. Citons l'exemple des estimations de la zone de Marcellus, qui ont augmenté de 50 Tpi^3 en 2008[2] à 369 Tpi^3 en juin 2013[3], tandis que la production dans le bassin de Marcellus n'est passée de presque rien à plus de 10 Gpi^3 (à la tête de puits) au cours de la même période[4]. À la fin de 2013, la production à la tête de puits au site de Marcellus a en fait dépassé les 12 Gpi^3, ce qui représente 17 % de la production à la tête de puits des 48 États continentaux américains[5]. Tout cela s'est produit en seulement cinq ans.

En ce qui a trait à l'ensemble des États-Unis,

provenance du schiste dans son rapport novateur pour l'American Clean Skies Foundation intitulé *North American Natural Gas Supply Assessment* (4 juillet 2008) en ligne : Navigant Consulting <http://www.navigant.com/~/media/WWW/Site/Insights/Energy/NCI_Natural_Gas_Resource_Report.ashx>.

[2] Terry Engelder et Gary Lash, « Marcellus Shale Play's Vast Resource Potential Creating Stir in Appalachia » (mai 2008), en ligne: American Oil & Gas Reporter <http://www.aogr.com/index.php/magazine/cover-story/marcellus-shale-plays-vast-resource-potential-creating-stir-in-appalachia>.

[3] *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*, préparé par Advanced Resources International, Inc., comme annexe à *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, U.S. Energy Information Administration, juin 2013, Annexe C, Tableau A-1.

[4] Données de LCI Energy Insight.

[5] *Ibid.*

l'estimation des ressources de gaz naturel, publiée par le *Potential Gas Committee (PGC)* en avril 2013, établit le total des ressources de gaz récupérables au pays à 2 689 Tpi³, ce qui représente 24 % de plus que les 2 170 Tpi³ parus en avril 2011. Cette quantité permettrait de répondre à la demande en gaz naturel pour une durée de plus de cent ans au niveau de la demande de 2013 aux États-Unis, c'est-à-dire 26 Tpi³ [6]. Fait à noter, l'estimation de gaz de schiste du *PGC* a augmenté d'au moins 50 % (soit de 687 Tpi³ à 1 073 Tpi³), alors que son estimation des ressources ne provenant pas du schiste a également subi une hausse, mais de seulement 9 % (soit de 1 484 Tpi³ à 1 616 Tpi³). La plus récente estimation de ressources de gaz de schiste récupérables aux États-Unis corroborée par le gouvernement fédéral américain est en réalité un peu plus élevée encore que l'estimation du *PGC* soit 1,161 Tpi³ [7].

Dynamiques du marché des États-Unis en 2013

Poussée par les hausses des estimations des ressources de gaz, la production totale de gaz sec aux États-Unis a atteint un sommet historique en 2013, augmentant d'environ 1 % par rapport aux niveaux de 2012, pour atteindre 24,3 Tpi³, ce qui excède de 2,6 Tpi³ le sommet de l'époque antérieure au gaz de schiste aux États-Unis, soit 21,7 Tpi³ atteint en 1973[8]. En raison de l'amélioration constante de l'efficacité du forage, la croissance de la production a eu lieu malgré une nette diminution du nombre d'appareils de forage en 2013, laquelle est survenue à la suite d'une transition progressive vers le forage de pétrole au cours de 2012[9], à un point tel qu'aujourd'hui, les États-Unis sont les plus grands producteurs de gaz au monde, et ce, après avoir dépassé la Russie en 2011. En outre, grâce à la percée technologique liée au gaz de schiste, les États-Unis ont encore plus récemment connu une renaissance de la production pétrolière et ont dépassé l'Arabie Saoudite en 2013 pour devenir les plus importants producteurs de pétrole au monde[10]. Seulement au cours des cinq dernières années, la production totale de gaz aux États-Unis s'est accrue de pas moins de 21 %, augmentant de 20,1 Tpi³ à 24,3 Tpi³, et la situation n'a possiblement pas atteint son sommet. En fait, Navigant prévoit une autre augmentation de 24 % de la production de gaz aux États-Unis pour atteindre 29,9 Tpi³ en 2020 (soit environ un taux de croissance composé [TCAC] de 3 %), pour ensuite s'accroître davantage de 18 % et atteindre 36,1 Tpi³ en 2035 (soit environ un TCAC de 1 %).

Considérons davantage ce qui suit. Au cours de 2013, les niveaux de production de gaz de schiste (à la tête de puits) ont augmenté de 14 %, soit de 30,9 Gpi³ en janvier à 35,3 Gpi³ en décembre[11]. Un élément clé à l'origine de cette croissance est le bassin de schiste de Marcellus, où la production s'est accrue de 50 %, soit de 8,4 Gpi³ à 12,5 Gpi³ (à la tête de puits) à la fin de l'année, constituant 35 % de la production totale de gaz de schiste[12]. Un autre aspect de la croissance s'explique par le fait que la production gazière provenant des gisements riches en liquides a connu une hausse tandis que les producteurs ont délaissé le forage des gisements de gaz sec. Un parfait exemple d'une telle production est la zone de schiste d'Eagle Ford située dans le sud du Texas où la production de gaz a grimpé de 39 % en 2013, soit de 3,3 Gpi³ en janvier à 4,5 Gpi³ en décembre[13]. La

---

[6] *U.S. Energy Administration, Natural Gas Consumption by End Use* (28 février2014), en ligne EIA <http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dcu_nus_a.htm>.

[7] Voir le rapport d'ARI, supra note 3, Annexe C, Tableau A-1.

[8] Données du U.S. Energy Information (EIA).

[9] Navigant estime le nombre moyen d'appareils de forage de gaz aux États-Unis à 556 en 2012 et à 383 en 2013, selon les données de Baker Hughes.

[10] Voir *Today in Energy: U.S. expected to be largest producer of petroleum and natural gas hydrocarbons in 2013*, au www.EIA.gov (4 octobre 2013).

[11] *Supra* note 4.

[12] *Ibid* 12,5 Gpi³ de production à la tête de puits au site de Marcellus comparativement à 35,3 Gpi³ de production de gaz de schiste à la tête de puits pour les 48 États continentaux américains en décembre 2013.

[13] *Ibid*.

part de gaz de schiste dans la production totale des États-Unis (à la tête de puits) a augmenté de cinq points de pourcentage au cours de l'année, c'est-à-dire de 43 % à 48 % de la production totale à la tête de puits des 48 États continentaux américains[14]. Pour l'ensemble de l'Amérique du Nord, nous estimons que les gaz non traditionnels comptaient pour 35 % de la production de gaz sec en 2013 et avant tout, nous prévoyons que ces gaz grimperont à 58 % de l'ensemble du panier énergétique en 2035[15].

La consommation totale de gaz naturel aux États-Unis a légèrement progressé d'environ 2 %, passant de 25,4 Tpi^3 en 2012, pour atteindre 26 Tpi^3. Par rapport à 2012, les secteurs résidentiel, commercial et industriel ont chacun augmenté leur consommation (respectivement de 21 %, pour passer à 5 Tpi^3, de 13 %, pour passer à 3,3 Tpi^3 et de 3 %, pour passer à 7,4 Tpi^3), alors que le secteur de la production d'électricité a étonnamment diminué légèrement sa consommation de 10 %. Malgré cette baisse, la production d'électricité est demeurée le principal secteur de consommation gazière en 2013, avec sa consommation de 8,1 Tpi^3, qui constitue à peu près 31 % de la consommation totale de gaz naturel. La demande en gaz provenant de la production d'électricité était à la baisse en 2013 en raison des prix plus élevés du gaz par rapport à l'année record de 2012 (lorsque la demande en gaz pour la production d'électricité s'est accrue de 20 %). Cependant, au cours des huit années précédentes, soit de 2003 à 2011, la demande liée à la production d'électricité a augmenté à un TCAC moyen de 4,98 % par année et de 47,5 % pendant toute la période.

La diminution de la consommation de gaz naturel utilisée pour la production d'électricité aux États-Unis s'explique par le fait que l'ensemble des ressources de production est passé à 37 % pour le charbon et à 30 % pour le gaz en 2012, alors qu'en 2013, la production au charbon comptait pour 39 % du secteur de la production d'électricité et la part du gaz naturel chutait à 27 % du marché[16]. La remontée de la production au charbon en 2013 représente un élément de la structure de prix concurrentiel continue des deux combustibles dans certaines régions des États-Unis. Elle s'explique également par le report de diverses taxes sur les émissions carboniques aux États-Unis qui, si elles sont appliquées, sont censées faire augmenter la production au gaz par rapport à celle au charbon. Dans tous les cas, il n'est pas certain que la remontée de la part du charbon dans l'ensemble de la production en 2013 se poursuivra et, avec du recul, cette remontée peut être perçue comme anormale. En remontant un peu plus loin en arrière, le charbon n'est pas parvenu à s'approcher de nouveau de la part du marché du secteur de la production d'électricité qu'il occupait avant la forte baisse des prix du gaz en 2012, alors qu'en 2011, le charbon constituait 42 % du marché de la production d'électricité et que le gaz représentait 25 % de ce marché. En ce qui concerne l'avenir, le retrait de la production au charbon prévu en janvier 2014 devrait représenter un total de 34 000 MW, ce qui constitue une hausse par rapport aux prévisions de la mi-2012, qui évaluaient le retrait à 31 500 MW. Ce retrait devrait entraîner une croissance éventuelle de la production au gaz aux dépens de celle provenant de charbon dans le secteur de la production électrique aux États-Unis[17]. Selon les prévisions de notre entreprise sur l'ensemble de la production (comme d'autres prévisions constatées qui vont dans le même sens que les nôtres), la part qu'occupe le charbon sur le marché subira une diminution, pour ainsi passer de 39 % en 2014 à 35 % en 2018, en raison du retrait d'une grande partie de la production au charbon.

Le prix au comptant annuel moyen sur le marché national américain calculé au carrefour Henry était en hausse de 35 % en 2013, à

---

[14] *Ibid* 30,9 Gpi^3 de production de gaz de schiste à la tête de puits comparativement à 71,1 Gpi^3 de production à la tête de puits pour les 48 États continentaux américains en 2012. 35,3 Gpi^3 comparativement à 73,7 Gpi^3 en 2013.

[15] Gordon Pickering et Rebecca Honeyfield, « North American Natural Gas Market Outlook, Fall 2013 » (1 décembre 2013) à la p 3, en ligne: Navigant Consulting Perspectives <http://www.navigant.com/insights/library/energy/2013/ng-outlook-fall-13/>.

[16] *Supra* note 8.

[17] Données d'Energy Velocity.

3,73 $/MBTU, comparativement à 2,75 $/MBTU, calculé sur la même base en 2012. Fait à noter, malgré cette hausse, le prix était quand même 7 % moins élevé que les prix annuels en 2011 qui était de 4,00 $/MBTU[18]. Pour mettre en perspective les prix actuels du gaz aux États-Unis, notons que le prix de 3,73 $ se situe en fait à 58 % sous le prix au comptant annuel moyen de 2008 avant la révolution du gaz de schiste, c'est-à-dire 8,86 $/MBTU. Autre fait intéressant, ce niveau est aussi bien en deçà des prix du gaz ailleurs dans le monde, notamment en Europe, où il en coûtait en moyenne 11,79 $/MBTU, et au Japon, où le prix moyen était de 16,02 $/MBTU en 2013[19]. Bien entendu, il s'agit d'une énorme différence, due à l'abondance de l'approvisionnement, entre les prix du gaz naturel en Amérique du Nord et sur le marché intérieur des États-Unis et ceux du marché mondial, lesquels n'ont pas encore connu les effets du gaz de schiste et sont dans certains cas liés aux prix élevés du pétrole, ce qui crée des occasions d'exportation de GNL reposant sur des impératifs économiques. Il s'agit là d'un sujet qui est devenu de plus en plus important sur le marché du gaz américain en 2013.

Exportations de GNL des États-Unis vers les marchés mondiaux de gaz

En 2013, d'importantes activités ont eu lieu à l'*Office of Fossil Fuels du U.S. Department of Energy's (DOE)* relativement à des demandes d'autorisation pour exporter du GNL dans des pays n'ayant pas conclu d'accord de libre-échange[20]. Au début de l'année, le *DOE* a reçu un grand nombre de commentaires en provenance de parties intéressées au sujet de son étude sur l'exportation de GNL, dont la seconde et ultime partie (le rapport de NERA) est parue en décembre 2012[21]. Le rapport produit par NERA proposait ces conclusions essentielles : les exportations de GNL procureront des avantages économiques nets dont profitera le pays; et la modélisation mondiale utilisée dans le rapport a démontré qu'en fait, un grand nombre de niveaux hypothétiques d'exportation de GNL (c.-à-d. les plus élevés) utilisés dans la partie initiale de l'étude sur l'exportation de GNL (le rapport de l'EIA) seraient économiquement irréalisables dans un marché mondial et, par conséquent, mèneraient à des résultats non valides s'ils devaient être considérés comme des paramètres dans un modèle nord-américain. Par la suite, le *DOE* s'est appuyé sur ces conclusions en faveur des exportations de GNL et a commencé à aller de l'avant et à rattraper le retard accumulé concernant les demandes d'autorisation d'exportation de GNL. Bien que la dernière autorisation d'exportation de GNL avait été accordée presque deux ans auparavant (il s'agissait en fait de la première autorisation d'exportation à l'extérieur d'une zone de libre-échange accordée par le *DOE* et soutenue par Navigant)[22], moins de trois mois après la fin de la période de commentaires sur l'étude de l'exportation de GNL, le *DOE* a accordé son autorisation suivante, à Freeport LNG, en mai 2013[23,24]. Après l'autorisation de Freeport, le *DOE* a accordé d'autres autorisations à Lake Charles LNG (en août), à Cove Point LNG (en septembre) et à Freeport Expansion LNG (en novembre). Le 11 février 2014, le *DOE* a autorisé la demande de Cameron LNG LLC d'exporter jusqu'à 1,7 Gpi^3 dans des pays sans

[18] *Supra* note 8.

[19] Données sur les prix des produits de base de la Banque mondiale (feuille rose).

[20] L'autorisation d'exporter dans les pays qui ont conclu un accord de libre-échange avec les États-Unis est presque ministérielle et automatique. Il y actuellement vingt pays qui disposent d'un accord de libre-échange, le seul d'entre eux qui est un important importateur de GNL est la Corée du Sud.

[21] *Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States*, NERA Economic Consulting, décembre 2012. La première partie de l'étude sur l'exportation de GNL a été réalisée par l'EIA (U.S. Energy Information Administration), *Effect of Increased Natural Gas Exports on Domestic Energy Markets*, janvier 2012.

[22] DOE/FERC Ordonnance no 2961, *Opinion and Order Conditionally Granting Long-Term Authorization to Export Liquefied Natural Gas From Sabine Pass LNG Terminal to Non-Free Trade Agreement Nations*, 20 mai 2011.

[23] DOE/FERC Ordonnance no 3282, *Order Conditionally Granting Long-Term Multi-Contract Authorization to Export Liquefied Natural Gas by Vessel From The Freeport LNG Terminal on Quintana Island, Texas to Non-Free Trade Agreement Nations*, 17 mai 2013.

[24] Pour analyser les autorisations d'exportation de GNL de la FERC, veuillez consulter Gordon Pickering et J. Van Horne, «Why a Market Solution to the LNG Export Question Makes Sense », *NG Market Notes* (juin 2013), en ligne : Navigant Consulting <http://www.navigant.com/insights/library/energy/2013/ng-market-notes-june-2013/>.

accord de libre-échange pendant une période de 20 ans. À ce jour, le *DOE* a délivré des autorisations d'exportation de GNL dans des pays sans accord de libre-échange équivalent à environ 8,5 Gpi^3 au total.

Actuellement, le reste des demandes d'exportation de GNL dans des pays sans accord de libre-échange s'élève à environ 28 Gpi^3 et provient de presque 20 projets, dont 11,6 Gpi^3 correspondent à huit projets déposés en 2013. Le *DOE* a créé un « ordre de priorité » pour son analyse des demandes, qui représente en somme l'ordre du dépôt des demandes qu'il reçoit (considérant que les projets ont reçu l'autorisation de la Federal Energy Regulatory Commission [FERC] afin d'utiliser son processus de pré-dépôt pour une demande d'approbation d'un emplacement avant le 5 décembre 2012). Les cinq prochaines demandes à examiner, selon l'ordre de priorité du *DOE*, sont : i) Jordan Cove Energy Project, 0,8 Gpi^3, situé en Oregon; ii) Oregon LNG, 1 Gpi^3, situé en Oregon; iii) Corpus Christi Liquefaction, 1,8 Gpi^3, situé au Texas; iv) Excelerate Liquefaction Solutions, 1,4 Gpi^3, situé au Texas et v) Carib (USA) LLC, 0,03 Gpi^3, situé au Texas. En ce qui concerne le plus haut niveau de capacité d'exportation de GNL qu'il est possible d'atteindre en Amérique du Nord, et indépendamment des volumes permis par le *DOE* en bout ligne, Navigant prévoit que les exportations américaines seront probablement dans la tranche des 8 à 10 Gpi^3, ce qui est nettement inférieur au volume total des demandes ou peut-être même, à la limite, au volume autorisé par le *DOE*. Un certain nombre de facteurs contribuent à cette prévision, notamment les besoins considérables en capitaux nécessaires pour chaque projet; les problèmes contractuels commerciaux importants qui doivent être résous; l'existence d'une concurrence mondiale causée par d'importants exportateurs de GNL, comme le Qatar et l'Australie; la possibilité de projets émergents un peu partout dans le monde, comme en Afrique de l'Est et dans d'autres régions du Moyen-Orient et, de toute évidence, l'émergence de la concurrence due au développement des ressources mondiales de gaz de schiste, surtout dans les marchés émergents du globe[25].

Des cinq projets qui à ce jour ont reçu l'autorisation d'exporter du GNL des États-Unis vers des pays sans accord de libre-échange, seule l'installation Sabine Pass Liquefaction de la Cheniere Corporation est actuellement en construction et a également reçu l'approbation nécessaire de l'emplacement de la part de la FERC. La première phase du projet, qui comprend les rames 1 et 2, lesquelles représentent chacune 0,55 Gpi^3, était exécutée à 50 % en décembre 2013. Les travaux pour construire les rames 3 et 4 (phase 2) sont également en cours et sont achevés à environ 20 %.

De nombreux accords commerciaux importants sur le GNL ont déjà été signés par les représentants des projets d'exportation de GNL. Les accords médiatisés en 2013 comprennent : ceux conclus entre *Cameron LNG* et *Tokyo Electric Power Company*, GDF Suez, Mitsubishi et Mitsui; ceux conclus entre Freeport LNG et Osaka Gas, Chubu Electric Power, BP et Toshiba et ceux conclus entre Sabine Pass et Centrica. Les accords médiatisés antérieurement comprennent : ceux conclus entre Sabine Pass et Total, GAIL, Kogas, Gas Natural Fenosa et BG; ceux conclus entre Cove Point LNG, Gail et Sumitomo et ceux conclus entre Main Pass LNG et Petronet. Comme les approvisionnements en Amérique du Nord deviennent de plus en plus importants aux yeux des acheteurs étrangers et du même fait transforment le marché en un véritable « marché mondial », le marché sera probablement caractérisé par l'affaiblissement continu des prix du gaz indexés à ceux du pétrole, qui dominent maintenant en Asie et en Europe. Un certain affaiblissement lié à « l'indexation au pétrole » a déjà été constaté au cours de négociations et de renégociations contractuelles qui ont déjà eu lieu en Europe, comme l'ont rapporté plusieurs « initiés » avec lesquels nous avons parlé lors d'une récente conférence sur le gaz tenue en Europe. Des changements aussi fondamentaux dans la situation gazière mondiale, qui sont devenus apparents sur le marché en 2013, constitueront l'une des grandes

[25] *Supra* note 15.

histoires à suivre au cours des années à venir.

CANADA

Approvisionnement en gaz

À l'instar des estimations des ressources en gaz récupérables aux États-Unis, les estimations des ressources en gaz au Canada ont récemment connu une augmentation importante. La nouvelle évaluation des ressources en gaz de la formation de Montney située en Alberta et en Colombie-Britannique constitue un élément clé de cette augmentation. Un rapport conjoint de novembre 2013, réalisé par l'Office national de l'énergie (ONÉ), la *British Columbia Oil & Gas Commission*, le ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique et l'Alberta Energy Regulator, désignant une étude sur la formation de Montney, a fait augmenter les estimations de gaz naturel récupérable dans cette formation de 108 Tpi^3 à 449 Tpi^3. Selon le site Web du rapport, cette nouvelle estimation indique que les ressources de Montney à elles seules pourraient répondre à la demande canadienne pendant 145 ans[26]. Un autre élément clé est la dernière estimation détaillée des ressources des gisements de schiste mentionnée dans l'évaluation d'ARI commandée par l'EIA et parue en mai 2013. Selon le rapport d'ARI, les ressources en gaz de schiste récupérables du Canada sont de l'ordre de 573 Tpi^3, incluant celles de Horn River de 133 Tpi^3, celles du bassin de la Liard de 158 Tpi^3, celles de Duvernay de 113 Tpi^3 et celles de Cordova Embayment de 20 Tpi^3 [27]. En additionnant les 449 Tpi3 de Montney, les 573 Tpi^3 du gaz de schiste et les 422 Tpi^3 de gaz naturel ne provenant pas du schiste ou de Montney selon les plus récentes estimations de l'ONÉ[28], le total de ressources récupérables au Canada est estimé à 1 444 Tpi^3. Cette quantité représente une demande canadienne stupéfiante de 465 années au niveau de 2012, soit 3,1 Tpi^3 par année (niveau de consommation totale de gaz utilisé par l'ONÉ).

Dynamiques du marché canadien en 2013

Le total de la production de gaz commercialisé au Canada a chuté d'environ 1,5 % en 2013, passant de 5,05 Tpi^3 à 4,97 Tpi^3. Une diminution de 2 % en Alberta, passant de 3,48 Tpi^3 à 3,41 Tpi^3, conjuguée à une augmentation de 3 % en Colombie-Britannique, passant de 1,29 Tpi^3 à 1,33 Tpi^3 [29] sont les facteurs responsables. Les zones les plus actives en matière de développement de la production étaient la formation de Montney, en raison de 2,4 Gpi^3 (2,05 Gpi^3 en Colombie-Britannique et 0,35 Gpi^3 en Alberta), et le bassin de Horn River, en raison de 0,5 Gpi^3. Ces données sont issues du troisième trimestre de 2013[30].

Compte tenu de la hausse de l'expédition de gaz du site de Marcellus vers les marchés américains, les exportations canadiennes de gaz naturel vers les États-Unis ont baissé de 12 % de 2012 à 2013 (donnée mesurée lors des dix premiers mois de l'année), chutant de 5,77 Gpi^3 à 5,05 Gpi^3 [31]. Il s'agit là d'un autre exemple parfait des aspects qui « changent les règles du jeu » introduits par une percée technique qui a dominé l'industrie intégrée du gaz de l'Amérique du Nord au cours des cinq dernières années.

En 2013, le prix au comptant moyen annuel (AECO) était en hausse de 28 % pour atteindre

---

[26] *Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta - Note d'information sur l'énergie, Office national de l'énergie*, B.C. Oil & Gas Commission, Alberta Energy Regulator et le ministère de la Mise en valeur des ressources gazières de la Colombie-Britannique, novembre 2013. Fait à noter, bien que des parties de la formation de Montney soient formées de gaz de schiste, l'ensemble de la formation est généralement classifié de « non traditionnel », mais de « sans gaz de schiste », en raison de la variété de ses caractéristiques, notamment le gaz de formation imperméable qu'elle contient. Voir la FAQ, en ligne : <https://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/ltmtptntlmntnyfrmtn2013/ltmtptntlmntnyfrmtn2013-fra>.

[27] Voir le rapport d'ARI, supra note 3, annexe A.

[28] Voir *Avenir énergétique du Canada en 2013 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*, Office national de l'énergie, novembre 2013, à la p 49.

[29] *Supra* note 4.

[30] *Ibid*.

[31] *Supra* note 8.

3,06 $/MBTU, comparativement à 2,39 $/MBTU en 2012, mais se situe toujours à 17 % sous le prix de 2011, soit à 3,67 $/MBTU[32]. De toute évidence, certains rajustements d'équilibre sont toujours en cours dans l'industrie canadienne du gaz, tout comme aux États-Unis, et les prix en Amérique du Nord sont nettement inférieurs à ceux d'autres parties du monde, notamment l'Europe, où les prix, comme nous l'avons dit, s'établissaient en moyenne à 11,79 $/MBTU, et le Japon où la moyenne était de 16,02 $/MBTU en 2013[33]. Il faut également noter que les prix au Canada sont plus bas que ceux aux États-Unis sur la plupart des marchés, en raison des niveaux particulièrement élevés de l'approvisionnent et du fait que celui-ci est parfois laissé de côté en raison de l'influence des dynamiques changeantes du marché sur l'approvisionnement en gaz au Canada.

Développement de l'exportation du GNL canadien

Comme aux États-Unis, d'importantes activités liées aux exportations de GNL ont eu lieu au Canada en 2013. Au cours des deux années précédentes, l'ONÉ avait autorisé deux demandes d'exportation, totalisant 1,55 Gpi^3 [34]. Toutefois, en 2013, l'ONÉ a autorisé quatre demandes d'exportation de GNL, totalisant 13,1 Gpi^3 [35]. Un des thèmes constants dans les ordonnances d'approbation de l'ONÉ était la reconnaissance de l'ampleur des ressources canadiennes en gaz naturel conjointement avec les nouvelles dynamiques du marché nord-américain influencées par la production croissante de gaz naturel aux États-Unis, ce qui fait en en sorte qu'il est important pour le Canada de trouver de nouveaux marchés afin de soutenir davantage le développement de son industrie gazière nationale[36].

Actuellement, les demandes d'exportation de gaz restantes adressées à l'ONÉ totalisent 10,7 Gpi^3 et proviennent de six projets. Elles ont toutes été déposées depuis août 2013. De ces demandes, seulement 1,4 Gpi^3 ne vient pas de la côte Ouest du Canada. Deux d'entre elles, présentées par Jordan Cove LNG et Oregon LNG Marketing, sont des projets américains de liquéfaction de GNL qui reposeront sur le gaz naturel canadien, lequel sera acheminé en grande partie au moyen du réseau interconnecté de gazoducs qui existe depuis longtemps dans la région. Ces demandes sont le signe de l'abondance du gaz naturel dans l'Ouest du Canada et sont un exemple du genre de nouveau marché que la Colombie-Britannique et l'Alberta recherchent en vue de renforcer leur propre industrie gazière.

Développement de l'infrastructure

Une autre importante série de développements dans le secteur du gaz naturel en 2013 sont ceux concernant la TransCanada Corporation, l'une des principales entreprises de gazoducs en Amérique du Nord et une composante importante de longue date de l'industrie gazière canadienne. Plusieurs événements se rapportent à la conduite principale de TransCanada, qui a la capacité d'acheminer 7 Gpi^3 d'Empress en Alberta, à Dawn en Ontario, et plus loin vers l'est. En 2013, l'ONÉ a approuvé de nouveaux tarifs réduits pour la conduite principale, qui avaient été proposés lors d'une importante demande de restructuration tarifaire visant à améliorer la compétitivité de la conduite, étant donné son débit à la baisse, qui pendant un certain temps avait causé des augmentations de tarifs sur le réseau. Le nouveau tarif fixé pour l'acheminement d'Empress à Dawn est de 1,42 $/GJ, soit une diminution par rapport à l'ancien tarif de 2,58 $/GJ. Ce nouveau tarif se base sur une augmentation prévue de la capacité de débit de 3,9 Gpi^3 à 4,3 Gpi^3. Un

[32] Données de Platts.

[33] Données sur les prix du produit de la Banque mondiale (feuille rose), en ligne : banquemondiale.org <http://econ.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/EXTDEC/EXTDECPROSPECTS/0,,contentMDK:21574907~menuPK:7859231~pagePK:pagePK:64165401~piPK:64165026~theSitePK:476883,00.html>.

[34] Kitimat LNG (1,3 Gpi^3) en 2011 et BC LNG (0,25 Gpi^3) en 2012.

[35] LNG Canada (3,2 Gpi^3), Pacific Northwest LNG (2,7 Gpi^3), Prince Rupert LNG (2,9 Gpi^3), WCC LNG (4 Gpi^3) et Woodfibre LNG (0,29 Gpi^3)

[36] Voir par ex, la lettre de décision de l'ONE pour WCC LNG Ltd, dossier no OF-EI-Gas-GL-W156-2013-01 01 (16 décembre 2013).

autre développement d'importance est survenu en août 2013, alors que TransCanada a annoncé qu'elle irait de l'avant avec son projet Energy East, prévoyant convertir environ 1 Gpi³ de la capacité de transport de la conduite principale de gaz naturel en équivalent de pétrole. Ce projet est perçu par TransCanada comme une tentative « d'utiliser » autrement la capacité excédentaire de sa conduite principale.

Voici d'autres événements ayant des répercussions sur d'autres parties des travaux de TransCanada au Canada : i) en janvier 2013, le choix de Progress Energy's Pacific Northwest LNG de réaliser le projet concernant le projet de transport gazier de Prince Rupert visant à déplacer 2 Gpi³ de gaz naturel de la région de North Montney au site du projet de GNL situé à l'île Lelu, près de Prince Rupert; ii) en août, l'exécution d'un contrat avec Progress Energy pour un service garanti de transport de gaz de l'ordre de 2 Gpi³ qui aidera à faire progresser le projet de conduite principale de North Montney, proposé par NOVA Gas Transmission Ltd., une filiale de TransCanada; iii) l'amélioration proposée par FortisBC du pipeline Southern Crossing reliant le système de Spectra Energy de Kingsvale à Kingsgate et offrant une capacité additionnelle d'acheminement de gaz naturel du système de Spectra en Colombie-Britannique au réseau terrestre de TransCanada afin de servir les marchés du nord-ouest des États-Unis et de la Californie et peut-être pour servir des projets d'exportation en Oregon.

Politique d'expansion de la demande

Conformément au rapport *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada de l'ONÉ* [37], qui démontre que la production de gaz naturel au Canada se situe dans une « période d'attente » avec un nombre minime de nouvelles activités de forage, puisque les producteurs attendent que les prix du produit grimpent, la découverte de nouveaux marchés ou de marchés élargis pour le gaz naturel a fait l'objet d'une orientation stratégique nouvellement élaborée, quoique maintenant établie, dans l'Ouest du pays. En juillet 2013, la Colombie-Britannique et l'Alberta ont annoncé la formation d'un groupe de travail dirigé par des hauts fonctionnaires du domaine énergétique visant à élaborer des recommandations sur les exportations d'énergie, en rapport avec l'ouverture de nouveaux marchés d'exportation pour ces deux provinces[38]. Les objectifs communs recherchés par la Colombie-Britannique et l'Alberta en créant ce groupe de travail consistent à élargir les possibilités d'exportation pour le pétrole, le gaz et d'autres ressources, de créer des emplois et de renforcir l'économie des provinces grâce au développement des secteurs pétrolier et gazier. Le groupe de travail a soumis un rapport aux premiers ministres Clark et Redford, à la fin de 2013, présentant des recommandations et un plan d'action. La mise sur pied du groupe de travail annonce l'évidente politique de soutien au développement des ressources gazières[39]. Dans le même ordre d'idées, l'Alberta a réalisé en octobre 2013 une entente-cadre intitulée *Framework Agreement on Sustainable Energy Development* avec la Chine afin de consolider les liens en matière de développement, d'investissement et de commerce énergétiques.

Résumé de 2013

Le phénomène de l'abondance du gaz naturel en Amérique du Nord en raison de la révolution du gaz de schiste s'est poursuivi en 2013. La production des États-Unis a progressé pour atteindre un nouveau sommet inégalé et le DOE est allé de l'avant avec quatre ordonnances d'approbation d'exportation de GNL. L'abondance du gaz naturel, dont témoigne la croissance prolifique de la production de gaz de schiste, notamment l'augmentation de 50 % de

[37] Office National de l'Énergie, *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2013-2015 Évaluation de l'énergie*, mai 2013 à la p 1.

[38] Voir *British Columbia/Alberta Deputy Ministers Working Group*, «Terms of Reference» (26 juillet 2013), en ligne : BC government <http://www.gov.bc.ca/mngd/doc/working_group_terms_of_reference.pdf>.

[39] La mise sur pied du groupe de travail a suivi la parution en février 2012 de la politique progressive et unique de la Colombie-Britannique, qui a été clairement énoncée dans le cadre du plan de création d'emplois de la province, en faveur de l'exploitation accélérée de ses ressources en gaz naturel. Dans son document sur la stratégie en matière de gaz naturel, de même que dans une stratégie complémentaire en matière de gaz naturel liquéfié, la province a

la production du bassin de Marcellus en 2013, a uniquement été de nouveau revue à la hausse, par des études à jour indiquant la présence d'environ 2 700 Tpi³ de gaz récupérable aux États-Unis et de plus de 1 400 Tpi³ au Canada. La fiabilité de la production de gaz de schiste, qui est due à son abondance, de même que ses risques réduits associés à l'exploration comparativement aux ressources traditionnelles de gaz, créent la possibilité d'améliorer l'équilibre entre l'approvisionnement et la demande et d'atténuer les cycles « de prospérité et de crises » de l'industrie, ce qui aura ensuite tendance à atténuer l'instabilité des prix. Cela représente un problème de longue date ayant freiné la pénétration accrue de l'industrie gazière sur le marché. Par conséquent, les énormes ressources en gaz de schiste ont non seulement la capacité potentielle de répondre à un niveau de demande bien plus important que ce qui a été constaté à ce jour en Amérique du Nord, mais de le faire avec des prix moins instables et, bien sûr, à des niveaux de prix globaux plus bas que ce qui aurait été cru possible il n'y a que quelques années.

Selon une vision éclairée du marché, l'approvisionnement national aux États-Unis et au Canada est si abondant qu'il répondra aux exigences du marché intérieur ainsi qu'à la demande d'exportation de GNL expédié à partir de l'Amérique du Nord. D'ailleurs, la nouvelle situation d'abondance de gaz crée et nécessite une nouvelle demande qui offrira la possibilité de créer un marché de base stable et fiable soutenant l'exploitation à venir de l'approvisionnement. Comme en témoigne le grand nombre de demandes d'exportation de GNL déposées, les acteurs de l'industrie reconnaissent l'occasion qui s'offre présentement à eux, laquelle provient des écarts existants entre les prix du gaz dans le monde. Toutefois, la possibilité d'exporter du GNL des États-Unis et du Canada procurera des avantages qui dépasseront largement l'industrie gazière et qui profiteront à l'ensemble de l'économie grâce à des effets multiplicateurs comportant de nouvelles répercussions sur la stimulation économique indirecte provenant de nouveaux investissements de milliards de dollars et de la création d'emplois.

L'ampleur de la production de gaz de schiste, surtout dans l'est des États-Unis, a commencé à provoquer des changements spectaculaires et fondamentaux à la structure traditionnelle des flux de gaz en Amérique du Nord en 2013[40]. Un important indice de cette dynamique est le changement survenu dans les tendances d'approvisionnement du marché du nord-est des États-Unis, où la production du bassin de Marcellus a supplanté les approvisionnements en provenance de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), ce qui a mené à des réductions de la part de marché de 28 % (soit de 50 % à 22 %, ce qui représente une réduction de 56 %) et de 15 % (soit de 22 % à 7 %, ce qui représente une réduction de 68 %), respectivement, depuis 2008. L'Office national de l'énergie du Canada a récemment reconnu ces nouvelles dynamiques de marché dans son rapport *Avenir énergétique du Canada en 2013*, se rapportant à la production croissante du basin de Marcellus, laquelle a réduit les besoins en exportations canadiennes dans le nord-est des États-Unis, un marché que le BSOC avait l'habitude de servir en partie[41], et qui est, en fait, à l'origine d'une hausse des importations au Canada en provenance des États-Unis[42], phénomène qui ne devrait que continuer à s'amplifier à l'avenir. Nous croyons qu'une nouvelle pression concurrentielle sera exercée sur les approvisionnements en gaz de l'Ouest en

présenté son objectif de construire trois installations d'exportation de GNL d'ici 2020, qui correspond à une hausse estimative de la production gazière de 1,2 Tpi³ par année par rapport au niveau actuel et qui atteindra plus de 3 Tpi³ par année en 2020. De plus, la stratégie prévoit une diversification des marchés gaziers, notamment le développement des approvisionnements afin de répondre à la nouvelle demande nord-américaine en gaz. À l'aide de ces stratégies, la province planifie clairement une importante croissance de son industrie du gaz naturel : de la production en amont, au transport et au traitement à la mi-parcours, à une croissance additionnelle en aval des marchés d'utilisation finale.

[40] Voir par ex Rebecca Honeyfield, « Shifting Gas Flows » *NG Market Notes* (9 septembre 2013), en ligne : Navigant Consulting, <http://www.navigant.com/insights/library/energy/2013/ng-market-notes---september-2013/>.

[41] Voir Office National de l'Énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2013 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035* - Évaluation de l'énergie, novembre 2013, à la p 15.

[42] *Ibid* à la p 54.

raison du déplacement des approvisionnements traditionnels des sites de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica dans les marchés du *Midwest* américain. Cette pression pourrait finalement venir du gaz du BSOC au Canada ou de celui des Rocheuses américaines et s'exercer sur les approvisionnements canadiens plus à l'Ouest étant donné que les Rocheuses américaines sont à la conquête de nouveaux marchés. Un exemple de changement dans les structures des flux de gaz en Amérique du Nord est survenu en juillet 2013 lorsque le Rockies Express Pipeline a procédé à une entente préalable obligatoire prévoyant acheminer jusqu'à 200 Mpi^3 de gaz provenant d'un important producteur du site de schiste d'Utica vers l'ouest, dans les marchés du centre du continent. Selon REX, le tout tend à devenir « vraiment bidirectionnel », car il fournit une capacité de transport venant de la zone de schiste d'Utica[43]. Les premiers signes relatifs à d'autres changements dans les structures de flux de gaz en Amérique du Nord ont aussi commencé à se clarifier en 2013, entraînés par de nouvelles exploitations de gaz de schiste.

En raison de la pression croissante exercée sur les approvisionnements en gaz de l'Ouest, dont l'origine vient du développement remarquable des ressources de l'est des États-Unis, le besoin de trouver de nouveaux marchés pour le gaz de l'Ouest deviendra encore plus critique à mesure que les ressources prolifiques en gaz non traditionnel de la Colombie-Britannique seront développées, ce qui donnera lieu à notre avis à une vague d'occasions commerciales, surtout dans l'Ouest canadien. De plus, selon les attentes, le changement touchant le marché qui s'est clairement développé en 2013 devrait continuer de progresser dans un avenir prévisible, tandis que les marchés de l'Asie découvriront les avantages des approvisionnements de l'Amérique du Nord en GNL et leur harmonisation avec la croissance de la demande asiatique en gaz[44]. ■

---

[43] Rockies Express Pipeline LLC, communiqué, «Shale to Shining Shale Strategy» (15 July 2013), en ligne: Reuters <http://www.reuters.com/article/2013/07/15/ks-tallgrass-energy-idUSnBw156415a+100+BSW20130715>.

[44] Cette prévision serait davantage soutenue par le gaz associé qui devrait être produit en Californie dans la prolifique zone d'huile de schiste de Monterey tout au long de son exploitation. Selon l'*Annual Energy Outlook 2013 Assumptions de l'EIA* (Tableau 9.3), le gisement de schiste bitumineux de Monterey est le plus important des États-Unis, avec 13,7 milliards de barils de pétrole, ce qui excède le total de Bakken (8 milliards de barils) et d'Eagle Ford (5,2 milliards de barils).

FAVORISER LA CONCURRENCE ENTRE LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION RÉGLEMENTÉES : L'EXEMPLE DES PAYS-BAS

*Dr Hugo Schotman**

Introduction

L'établissement des tarifs pour les entreprises locales de distribution (ELD) représente souvent une tâche exigeante tant pour les organismes de réglementation que pour les ELD. Au Canada, la plupart des organismes de réglementation ont recours à une forme de réglementation du coût de rendement qui comprend des mécanismes de tarification qui nécessitent un suivi des coûts et du rendement très ardu et complexe. Cette tâche quelque peu pénible des organismes de réglementation pourrait être évitée en suivant une méthode pratiquée aux Pays-Bas qui repose sur la *réglementation par plafonnement des prix jumelée à la concurrence par comparaison*.

Dans le cadre de cette méthode, l'organisme de réglementation n'a qu'à calculer le niveau moyen du coût déclaré par catégorie de clients parmi le groupe correspondant d'ELD (qui comprend à la fois les coûts opérationnels et de dépenses en immobilisations de même qu'une composante de rendement des investissements de base) et à autoriser seulement des tarifs par client qui récupéreront ce niveau moyen de coût.

Les ELD qui peuvent surpasser ce niveau moyen de coût (c.-à-d. avoir de coûts moindres) peuvent ensuite bénéficier d'un taux de rendement plus élevé. Parallèlement, les ELD qui n'atteignent pas la norme de rendement des coûts toucheront moins que la base de rendement des investissements admise.

Cette forme de tarification maximise la liberté et l'efficacité des entreprises réglementées. Elle est employée dans certains pays en Europe comme au Royaume-Uni et aux Pays-Bas. La suite du présent texte porte sur la façon dont ce genre de réglementation est mis en œuvre aux Pays-Bas.

Le contexte néerlandais

Pour bien comprendre la méthode employée aux Pays-Bas, il faut d'abord comprendre la structure du secteur des services énergétiques réglementés dans ce pays. La superficie des Pays-Bas est 250 fois plus petite que celle du Canada, mais comme ce pays compte au moins la moitié de la population canadienne, il nécessite un réseau de distribution de gaz et d'électricité dense afin d'être en mesure d'offrir

* Hugo Schotman est un consultant en énergie néerlandais basé à Ottawa. Il s'est spécialisé dans la règlementation de l'énergie, l'intégration des sources d'énergie renouvelables et des réseaux d'énergie intelligents. Avant de s'établir au Canada en 2012, il était gestionnaire principal de projets à l'Autorité néerlandaise des consommateurs et des marchés (ACM), où il a travaillé sur la règlementation de la qualité des réseaux énergétiques et des investissements dans l'innovation du réseau. Il a fait des présentations sur ces sujets et est l'auteur de plusieurs publications. L'auteur tient à exprimer sa sincère gratitude à Yvonne Beyer, Lisette de Boer et Marga Buys de l'ACM pour leurs précieux commentaires sur le manuscrit. Le contenu de cette publication est cependant la seule responsabilité de l'auteur et ne peut en aucun cas être considéré comme réflétant la position de l'ACM.

les services énergétiques nécessaires. Ces services sont fournis par huit ELD à travers environ huit millions de raccordements électriques et sept millions de raccordements gaziers[1]. Ces ELD, dont les trois plus importantes alimentent plus de 90 % des raccordements d'électricité et de gaz, exploitent aussi bien des réseaux électriques que gaziers. Ces deux types de réseaux sont réglementés séparément et les ELD sont assujetties à une séparation juridique et ne peuvent pas agir à titre de fournisseurs du produit.

Les Pays-Bas n'ont qu'un organisme de réglementation de l'énergie (soit *Authority for Consumers and Markets*[2]), dont l'indépendance est garantie par des directives européennes[3]. Cet organisme de réglementation national est responsable de l'application de la réglementation européenne et des lois et des règlements des Pays-Bas sur l'électricité et le gaz (lesquels sont directement liés)[4], et ce, selon les termes de ces mêmes lois. Les lois sur l'électricité et le gaz imposent aux ELD l'application d'une réglementation par plafonnement des prix.

Réglementation par plafonnement des prix jumelée à la concurrence par comparaison

La réglementation par plafonnement des prix de même que la réglementation par plafonnement des revenus sont fondées sur le fait que les ELD sont incitées à *réduire* leur niveau de coût en fonction du niveau précédent par un gain en efficacité ou un accroissement de la productivité (facteur X). Les coûts d'une ELD ne peuvent alors qu'augmenter à un taux égal à l'augmentation de l'indice des prix à la consommation (IPC) ou de toute autre mesure de l'inflation choisie, moins le facteur X établi[5]. Dans le cadre de la méthode de réglementation par plafonnement des prix[6] jumelée à la concurrence par comparaison employée aux Pays-Bas, l'organisme de réglementation établit un tarif maximum par catégorie de clients pour une période définie (soit la « période de prix », laquelle est généralement de trois à cinq ans). Le branchement d'un consommateur à une certaine capacité représente un exemple de catégorie de clients.

Le tarif maximum demandé aux consommateurs est basé sur le niveau de coût efficace du secteur de la distribution de gaz et d'électricité. Ce niveau est égal aux coûts moyens par unité produite du secteur, jumelés à une *augmentation générale de la productivité*, qui était jusqu'à la période de prix actuelle (2011 à 2013), basée sur la réduction moyenne du coût au cours d'une période de prix antérieure[7]. Le facteur X reflète la réduction des coûts ou l'accroissement de la productivité qu'une ELD *particulière* doit réaliser pour atteindre le niveau efficace à la fin d'une période de prix. Les facteurs X moyens pour la prochaine période de prix (2014 à 2016) sont de 4,7 % pour le secteur de l'électricité[8] et de 6,7 % pour le secteur du gaz[9].

---

[1] Netbeheer nederland, en ligne : Energie Trends 2012 (En néerlandais) <www.netbeheernederland.nl/Content/Files/file/EnergieTrends2012.pdf>.

[2] Authority for Consumers and Markets, en ligne: ACM <https://www.acm.nl/en/>.

[3] Directives 2009/72/EC (électricité) et 2009/73/EC (gaz).

[4] Electricity Act (loi sur l'électricité) 1998, en ligne : <http://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/geldigheidsdatum_16-09-2013>. *Gas Act* (loi sur le gaz), en ligne: <http://wetten.overheid.nl/BWBR0011440/geldigheidsdatum_16-09-2013>. Ces lois assurent l'application des directives sur l'énergie de l'UE et des politiques nationales sur l'énergie.

[5] Dans une formule : $TI_E=(1+CPI-X)\times TI_B$, TI_E équivaut aux revenus totaux (ou coûts efficaces) à la fin de la période de prix et TI_B équivaut aux revenus totaux (ou coûts efficaces) au début de la période de prix.

[6] La principale différence entre la réglementation par plafonnement des revenus et la réglementation par plafonnement des prix est que dans le cas de cette dernière, le revenu total est sensible aux changements de volume d'une catégorie de clients donnée.

[7] En ce qui concerne les nouvelles décisions pour la prochaine période de prix (2014 à 2016), l'accroissement général de la productivité est basé sur une période plus longue (à partir de 2005), car une augmentation du coût dans l'ensemble du secteur au cours de la période de prix précédente a donné lieu à des facteurs X négatifs (ce qui a accru les prix) dans la période de prix actuelle.

[8] Autoriteit Consument and Markt, Toezicht regionale netbeheerders elektriciteit: X-factoren regionaal netbeheer elektriciteit (2014-2016) (En néerlandais),en ligne : ACM <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/elektriciteit/regulering-regionale-netbeheerders/x-factoren-regionaal-netbeheer-elektriciteit-2014-2016/>.

[9] Autoriteit Consument and Markt, Toezicht regionale netbeheeders gas: X-factoren regionaal netbeheer gas (2014-

Par conséquent, le facteur X provoque une baisse des revenus admis à un niveau où les coûts efficaces équivalent à un rendement à la fin d'une période de prix. Cela comprend un taux de rendement des investissements conforme au marché, car dans le système néerlandais les coûts opérationnels comme les coûts d'investissement sont inclus dans la réglementation. Le taux de rendement qui conforme au marché est basé sur une estimation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour une période de prix déterminée[10,11]. Le CMPC s'intègre à la réglementation de trois façons : les valeurs historiques sont utilisées pour calculer l'accroissement général de la productivité, le CMPC de la période de prix actuelle (6,2 %) sert à calculer les coûts efficaces au début de la nouvelle période de prix (TI_{2014})[12] et le CMPC pour la prochaine période de prix (3,2 %) sert à évaluer les coûts efficaces à la fin de la période de prix qui suivra (TI_{2016})[13,14].

La réglementation par plafonnement des prix jumelée à la concurrence par comparaison incite fortement à la réduction des coûts, car une ELD qui arrive à dépasser le niveau d'efficacité (soit le niveau de comparaison) peut conserver les bénéfices. Cet avantage est principalement dû au fait que les tarifs sont fixés pour la période de prix (et augmentent si la période de prix est prolongée). Cette concurrence accroît la rentabilité de tout le secteur et, ainsi, au cours de la prochaine période de prix, le consommateur tirera profit de tarifs plus bas. Cette méthode constitue une forme de réglementation relativement assouplie qui réduit au maximum le fardeau administratif tant pour les services publics que pour les organismes de réglementation, étant donné que ces fournisseurs de services ne sont pas tenus de signaler leurs investissements et que les organismes de réglementation ne sont pas concernés par la façon dont les services publics diminuent leurs coûts.

Le fait que les EDL ont des coûts comparables pour une catégorie de clients définie constitue une importante condition préalable à la concurrence par comparaison. Cela n'est pas le cas s'il y a des différences régionales entre les situations relatives aux coûts des ELD. Parmi les exemples de différences de coûts régionales possibles aux Pays-Bas, il y a les ELD dont les systèmes doivent souvent franchir plus de cours d'eau et les ELD assujetties à des taxes locales ou à d'autres frais analogues plus élevés. Dans le cadre de la méthode utilisée aux Pays-Bas, si une différence régionale entraîne des coûts par catégorie de clients considérablement plus élevés pour une ELD particulière, cette dernière considère ces coûts comme étant « structurels et incontrôlables » et l'ELD a droit à des tarifs plus élevés par catégorie de clients[15]. À l'heure actuelle, malgré les tentatives d'ELD de réclamer certaines de ces différences de coûts régionales, certaines taxes locales[16] constituent la seule différence régionale (reconnue) que les ELD ont pu justifier à la satisfaction de l'organisme de réglementation.

Efficacité par rapport à la qualité

Tel que mentionné plus haut, la réglementation par plafonnement des prix jumelée à la

2016), en ligne : ACM <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/gas/regulering-regionale-netbeheerders/x-factoren-regionaal-netbeheer-gas-2014-2016/>.

10 Dan Harris, Bente Villadsen & Francesco Lo Passo, *Calculating the Equity Risk Premium and the Risk-free rate* (26 novembre 2012), en ligne The Brattle Group: <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=10972>.

11 Dan Harris, Bente Villadsen & Francesco Lo Passo, T*he WACC for the Dutch TSOs, DSOs, water companies and the Dutch Pilotage Organisation* (4 mars 2013), en ligne: The Brattle Group <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=10974>.

12 *Supra* note 5 (Comparer à TI_B dans la formule).

13 *Supra* note 5 (Comparer à TI_E dans la formule).

14 Autoriteit Consument and Markt, *Methodebesluit regionaal netbeheer elektriciteit (2014-2016)* (En néerlandais) En ligne : ACM<https://www.acm.nl/nl/download/publicatie/?id=12002>; Autoriteit Consument and Markt, *Methodebesluit regionaal netbeheer gas (2014-2016)* (En néerlandais) en ligne : ACM <https://www.acm.nl/nl/download/publicatie/?id=12003>.

15 Cela ne suscite pas une hausse globale des tarifs à la clientèle, mais seulement un déplacement des revenus des ELD qui ne sont pas tenues de payer ces coûts additionnels aux ELD qui le sont.

16 Depuis le transfert des lignes à haute tension aux transporteurs, le franchissement de cours d'eau de plus de 1 km n'est plus un enjeu important. La densité du réseau et la possibilité de coûts plus élevés pour les régions rurales font

concurrence par comparaison encourage fortement à la rentabilité.[17] Selon des études menées aux Pays-Bas, les coûts totaux des réseaux de distribution, qui comprennent à la fois les coûts opérationnels et les coûts d'investissement, ont baissé considérablement[18], soit de 4,6 milliards d'euros pour l'électricité (de 2000 à 2011) et de 2,4 milliards d'euros pour le gaz (de 2001 à 2011). En ce qui a trait à la nouvelle période de prix (de 2014 à 2016), les coûts de distribution d'électricité diminueront de 8 % et ceux de gaz de 6,5 %.

Il existe toutefois une crainte de voir les puissantes mesures visant à réduire les coûts mener à des sous-investissements de la part des ELD qui souhaitent garder leurs coûts bas. Une importante étude de 2009, réclamée par l'organisme de réglementation, n'a démontré aucune preuve que les ELD ont eu tendance à sous-investir au cours des années antérieures.[19] Cette conclusion a été confirmée par un rapport plus récent.

N'en demeure pas moins que pour prévenir les sous-investissements possibles, deux mécanismes ont été mis en place afin d'équilibrer l'efficacité et la qualité de l'infrastructure énergétique. Les ELD d'électricité ne sont pas seulement soumises à un facteur X, mais également à un facteur de qualité appelé le facteur Q. Ce dernier doit refléter le rendement (non-financier) d'une ELD[20] et conduire à une prime (ou à une pénalité) pour une ELD si son rendement est supérieur (ou inférieur) à celui des entreprises homologues[21]. De plus, les ELD d'électricité et de gaz sont assujetties à une règle de politique qui prescrit les processus que les ELD doivent avoir mis en œuvre afin de gérer la qualité et la capacité des réseaux et qui oblige les ELD à faire rapport de ces processus à l'organisme de réglementation tous les deux ans.

Innovation et investissements « spéciaux »

En général, la concurrence entre entreprises est réputée pour être à l'origine d'innovations[22]. Ainsi, selon certains, aux Pays-Bas, la concurrence par comparaison pratiquée entre entreprises entraîne des innovations dans les secteurs de la distribution d'électricité et de gaz. Cela semble vrai dans la mesure où l'innovation vise à améliorer la rentabilité, mais apparaît moins évident dans le cas de formes d'innovation plus générales qui profiteraient au système énergétique dans son ensemble[23]. Afin de prévenir le risque de sous-investissement mentionné plus haut et de faciliter l'innovation au-delà du simple contrôle des coûts, un nouvel outil d'investissements « spéciaux » par les ELD a été ajouté à l'*Electricity Act* (loi sur l'électricité) et à la *Gas Act* (loi sur le gaz) en juillet 2011.

L'idée derrière cet outil est d'offrir aux ELD plus de sécurité quant au rendement des investissements pour *certains* investissements qu'elles en auraient dans le cadre du système de concurrence par comparaison. Les investissements qui nécessitent cette sécurité additionnelle sont des investissements « spéciaux », c'est-à-dire des investissements qui sont d'intérêt public, mais qui ne rapportent pas assez dans le cadre de la concurrence par comparaison, soit parce que les autres ELD n'investissement pas (ou investissent, mais pas à la même échelle), soit parce qu'ils ne génèrent pas suffisamment de gains de production

l'objet de discussions depuis longtemps, mais ne sont toujours pas établies comme des différences régionales.

[17] Elle assure également des conditions équitables, où les ELD ont les mêmes coûts par unité de production.

[18] Tariefregulering in retrospectief: Inventariserend en structurerend feitenonderzoek, Berenschot, 11 avril 2012 (En néerlandais).

[19] Investeringen in energienetwerken onder druk? Een beoordeling van het reguleringskader, PriceWaterhouseCoopers, octobre 2009 (En néerlandais).

[20] La loi sur le gaz impose un indice de qualité pour le gaz, mais celui-ci a été fixé à zéro par l'organisme de réglementation, car l'aspect le plus important de la distribution gazière n'est pas la qualité du produit en soi, mais la sécurité du réseau. De plus, il a été jugé imprudent d'inclure la sécurité dans la concurrence par comparaison.

[21] Dans une formule : $TI_E=(1+CPI-X+Q)\times TI_B$.

[22] Voir par exemple Mike Cleland et al, "Economic Regulation and the Development of Integrated Energy Systems" (septembre 2012) ICES Literacy Series - Paper No. 3.

[23] Autoriteit Consument and Markt, "*Zienswijze en consultatie*: Consultatie over innovatie (en néerlandais), en ligne : ACM <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/7009/Consultatie-over-innovatie/>.

comparativement aux coûts. Un investissement « spécial » obtiendra toujours une rémunération distincte à l'intérieur d'une période de prix, ce qui veut dire qu'il est gardé à l'extérieur des actifs réglementés qui sont utilisés pour la concurrence par comparaison. Après quoi l'ELD continuera de recevoir une rémunération distincte aussi longtemps que l'investissement est considéré « spécial ».

Conclusions

La réglementation par plafonnement des prix jumelée à la concurrence par comparaison a entrainé d'importants gains en efficacité dans les secteurs de la distribution d'électricité et de gaz aux Pays-Bas. Cette forme de réglementation comporte une charge administrative plutôt faible dans laquelle certaines différences (régionales) entre les services publics doivent être prises en compte. En raison du succès qu'elle connaît aux Pays-Bas et ailleurs en Europe, cette forme de tarification pourrait permettre d'améliorer le rendement coût-efficacité des EDL en Amérique du Nord.

Récemment, un nouvel outil a été lancé aux Pays-Bas afin de fournir davantage de sécurité financière quant aux investissements « spéciaux ». Le désavantage d'un tel outil est qu'il retire les investissements du cadre de la concurrence par comparaison et qu'il pourrait, par conséquent, affaiblir le système de mesures incitatives. De plus, il requiert davantage de travail administratif, ce qui alourdit le processus de réglementation. Toutefois, cet outil n'est toujours pas utilisé par les EDL, ce qui laisse peut-être entendre que la réglementation fonctionne bien et que, pour l'instant, aucune autre mesure n'est nécessaire. ■

NORTHERN GATEWAY : PARTIE NO. 1

*Rowland J. Harrison, Q.C.**

La publication du *Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway*[1], le 19 décembre 2013, marquera vraisemblablement un tournant décisif dans l'histoire du régime fédéral de réglementation des pipelines au Canada. L'éventail et la complexité des enjeux soulevés par le projet[2] ont posé des défis sans précédent à la commission d'examen, aggravés par des attentes sans égal quant à la participation au processus d'audience. La soumission du rapport au gouverneur en conseil a également amorcé le processus récemment révisé pour l'approbation des projets fédéraux de pipelines par le cabinet directement, plutôt que par l'Office national de l'énergie (ONÉ). Il n'est sans doute pas étonnant qu'une contestation du rapport ait été déposée à la Cour d'appel fédérale[3].

Le mandat de la Commission d'examen conjoint, comme défini dans l'Entente de la commission d'examen conjoint entre l'Office national de l'énergie et le ministre de l'Environnement[4], consistait à examiner, dans le cadre de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)*[5], les effets environnementaux du projet. Le mandat proposait également d'émettre une recommandation au gouverneur en conseil à savoir si le projet devrait être approuvé, selon la décision de la Commission, en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'Énergie*[6], ou s'il est d'intérêt public. L'Entente de la commission d'examen conjoint a défini le projet à cette fin pour introduire deux pipelines proposés entre Bruderheim en Alberta et Kitimat en Colombie-Britannique, et un terminal à Kitimat comprenant des postes d'accostage et des réservoirs de stockage. Le projet comprenait

---

* Rowland J. Harrison, Q.C., à la tête du projet de recherche de TransCanada en droit administratif et règlementaire, à la faculté de droit, de la *University of Alberta*. Il détient plus de 40 ans d'expérience dans les enjeux relatifs à la réglementation de l'énergie canadienne, comme avocat en pratique privée, haut fonctionnaire du gouvernement et théoricien. De 1997 à 2011, il a assumé deux mandats successifs à titre de membre permanent de l'Office national de l'énergie à Calgary, faisant de lui l'un des membres ayant été le plus longtemps en poste de l'histoire de l'Office.

1 Voir : http://gatewaypanel.review-examen.gc.ca/clf-nsi/dcmnt/rcmndtnsrprt/rcmndtnsrprt-fra.html. Le rapport se présente en deux volumes : le Volume 1, *Connexions* et le Volume 2, *Considérations* (ensemble dénommés « le rapport Gateway » ou « le rapport » dans le présent texte). Les sources des pages ou des volumes dans le présent texte se rapportent à l'édition imprimée du rapport.

2 Le projet Northern Gateway est un pipeline pétrolier proposé à partir d'un point près d'Edmonton en Alberta, jusqu'à Kitimat en Colombie-Britannique, soit une distance de 1 177 kilomètres. Il y a deux pipelines parallèles proposés dans le même droit de passage dont un de 36 pouces transportant en moyenne 525 000 barils de pétrole par jour vers l'ouest pour une exportation par voie maritime, et l'autre transportant une moyenne de 193 000 barils par jour de condensats vers l'est. Les condensats sont utilisés pour diluer les produits pétroliers en vue du transport par pipeline. Le projet est décrit dans le rapport *Gateway*, *supra* note 1, Volume 1, section 1.1 et Volume 2, section 1.1.

3 *Forestethics Advocacy, Living Oceans Society and Raincoast Conservation Foundation v. Attorney General of Canada, Minister of the Environment, National Energy Board and Northern Gateway Pipelines Limited Partnership*, Cour d'appel fédérale A-56-14, déposé le 17 janvier 2014. Depuis la date rédaction, des demandes de contrôle judiciaire ont été déposées par plusieurs autres groupes, ainsi que des demandes de contrôle judiciaires par les groupes des Premières nations qui sont sur le terrain, entre autres, que le processus de révision n'était pas conforme à l'obligation de la couronne de consulter là où les droits autochtones peuvent être affectés.

4 En date du 4 décembre 2009, modifié le 3 août 2012. Voir l'annexe 4 du rapport *Gateway*, *supra* note1.

5 SC 2012, c 19 (*LCÉE 2012*)

6 RSC, 1985, c-N-7, modifié le 6 juillet 2012 (*Loi sur l'ONÉ*).

également le transport maritime de pétrole et de condensats dans une zone d'évaluation définie[7].

Les trois membres de la commission ont été convoqués le 20 janvier 2010. La demande quant aux autorisations nécessaires pour le projet a été déposée en mai 2010. En août et en septembre 2010, la commission a mené des séances visant à recevoir des commentaires sur la portée des enjeux à considérer au cours de l'audience. L'ordonnance d'audience de la commission a été émise le 5 mai 2011 et les audiences verbales ont débuté en janvier 2012. Les conclusions finales ont été entendues en mai et en juin 2013[8]. Comme il a été mentionné, le rapport de la commission a été publié le 19 décembre 2013.

Dans son rapport, la commission a défini les préoccupations concernant le projet selon quatre domaines principaux :

- La probabilité et les conséquences de mauvais fonctionnements et d'accidents;
- Les effets de la construction et des opérations routinières sur l'environnement;
- La solvabilité économique, les coûts, les retombées, la conception, la construction et l'exploitation;
- Les effets du projet sur la société, la culture et les Autochtones[9].

La commission a conclu que plusieurs questions, sur lesquelles de nombreuses personnes ont insisté pour qu'elles soient considérées dans son évaluation, débordaient du cadre du projet et étaient hors mandat. Ces questions comprenaient à la fois les effets du développement du pétrole du secteur « en amont » ainsi que le raffinage et l'utilisation des produits du secteur « en aval ». Pour ce qui est des effets du secteur en amont, la commission a jugé qu'il n'y avait pas « de lien direct suffisant entre le projet et toute activité, existante ou proposée, de développement particulier des sables bitumineux, ou d'autres activités de production pétrolière pour justifier que les effets de ces activités soient considérés »[10]. Les effets des émissions en aval « étaient hors de notre champ de compétence », même si la commission a tenu compte des émissions découlant de la construction et de l'exploitation du projet, de même que des navires pétroliers dans les eaux du territoire canadien.

> La commission a résumé son rôle dans les termes suivants :
>
> Certaines personnes ont affirmé que le développement économique comme le projet *Enbridge Northern Gateway* pourrait nuire à la société et à l'environnement, tandis que d'autres nous ont mentionné qu'une économie solide était nécessaire pour soutenir et améliorer les valeurs environnementales et sociales. Elles ont toutes reconnu les liens entre les personnes, l'économie et l'environnement et que ces derniers représentent tous les aspects d'un écosystème commun.
>
> Notre tâche consistait à reconnaître ces liens. Nous les avons soigneusement pesés pour répondre à la question fondamentale suivante : si le projet se réalise, le Canada et les Canadiens se porteraient-ils mieux ou pire[11]?

Du point de vue de la commission, la question devait être réglée en soupesant les inconvénients et les avantages potentiels du projet « puisqu'ils affectent l'environnement, la société et l'économie aux niveaux local, régional et national » :

> Ces trois dimensions de l'intérêt public interagissent et se chevauchent et nous en avons tenu compte d'une manière intégrée.

* * *

[7] *Rapport Gateway, supra* note 1 Volume 1 section 1.1.
[8] *Rapport Gateway, supra* note 1 Volume 2 ann 3.
[9] *Rapport Gateway, supra* note 1Volume 1 à la p 18.
[10] *Ibid* à la p 17.
[11] *Ibid* à la p 1.

> Selon nous, la protection de l'environnement et l'activité économique qui avantagent la société sont des aspects importants pour déterminer ce qui constitue l'intérêt public. Lorsque nous parlons de protection de l'environnement, nous considérons toutes les facettes de l'environnement, y compris les êtres humains, les animaux, les plantes, notre environnement géographique et les zones d'importance culturelle. Dans ce contexte, il n'y a pas de différence entre l'environnement et l'économie. Ils sont inextricablement liés et représentent des aspects intégraux de l'intérêt public[12].

En abordant sa mission, la commission a affirmé qu'elle avait considéré le témoignage « de manière prudente et préventive »[13], comme l'exigeait l'Entente de la commission d'examen conjoint[14]. Constatant que le projet pourrait être exploité pendant 50 ans ou plus, la commission a ajouté que le développement durable constituait un facteur important dans l'évaluation environnementale et dans le respect de l'intérêt public :

> Le projet devrait combler les besoins actuels sans compromettre la possibilité pour les générations futures de combler leurs propres besoins[15].

La commission a conclu que le Canada et les Canadiens seraient dans une meilleure position avec le projet *Northern Gateway* que sans ce dernier. Elle a donc recommandé que le projet soit approuvé, sous réserve de quelque 209 conditions.

La commission a constaté que les effets du projet, conjointement avec des effets cumulatifs, seraient probablement considérables pour certaines populations de caribous des bois et d'ours grizzli, étant donné les doutes quant à l'efficacité de l'atténuation proposée visant à contrôler l'accès et à atteindre la cible de gain net ou nul ou d'une diminution nette de la densité de la perturbation linéaire. Toutefois, la commission a recommandé que le gouverneur en conseil constate que ces effets importants soient justifiés dans les circonstances[16].

Comme l'a noté la commission, le projet *Northern Gateway* sillonnerait de vastes territoires en Alberta et en Colombie-Britannique, là où des activités traditionnelles et des coutumes du peuple autochtone sont pratiquées et où ces derniers exercent leurs droits ancestraux et issus de traités. Les zones maritimes qui pourraient être touchées par le projet sont également utilisées à des fins traditionnelles et sont revendiquées comme territoires traditionnels[17]. En conséquence, la commission a porté une attention particulière aux consultations avec les Autochtones, à leur participation dans le processus d'examen et aux effets du projet à leur égard. La commission a jugé qu'au cours de la construction et des opérations routinières, il n'y aurait pas d'effets négatifs importants sur la capacité des groupes autochtones à continuer à utiliser les terres, les eaux ou les autres ressources à des fins traditionnelles ou de maintenir, poursuivre et renforcer leurs activités traditionnelles et culturelles[18]. Dans le cas peu probable d'un déversement de pétrole, les effets négatifs sur les groupes autochtones ne seraient pas permanents et généralisés. La commission a estimé qu'avec les engagements du *Northern Gateway* et la conformité aux conditions qu'elle a émises, « Le *Northern Gateway* peut effectivement continuer à collaborer et à apprendre des groupes autochtones ayant choisi de collaborer, et de régler les questions soulevées par les groupes autochtones tout au long de la vie opérationnelle du projet »[19].

---

[12] *Ibid* à la p 74.
[13] *Ibid* à la p 11.
[14] *Entente de la commission d'examen conjoint, supra* note 4 au para6.3.
[15] *Rapport Gateway, supra* note 1 Volume 1 à la p 11.
[16] *Ibid* aux para 72- 73.
[17] *Rapport Gateway, supra* note 2 Volume 2 à la p 26.
[18] *Ibid* à la p 50.
[19] *Ibid* à la p 41.

En ce qui concerne l'obligation de la Couronne de consulter, la commission a mentionné la position du gouvernement du Canada selon laquelle « il comptera sur le processus de la commission d'examen conjoint pour l'aider à s'acquitter, dans la mesure du possible, de son obligation légale de consulter les groupes autochtones »[20]. Le gouvernement fédéral avait déclaré que si les enjeux reliés au projet requérant une consultation de la Couronne ne pouvaient pas être résolus par le processus de la commission, il consulterait directement les groupes autochtones potentiellement touchés[21]. L'Agence canadienne d'évaluation environnementale a indiqué qu'elle était responsable de coordonner la consultation du gouvernement fédéral avec les groupes autochtones et qu'elle a nommé le coordonnateur des consultations de la Couronne à cet effet. La commission a ajouté qu'elle n'a exprimé « aucune opinion relative aux activités de consultation entreprises par le gouvernement du Canada à ce jour, ou à toute consultation future qu'il entreprendra avec les groupes autochtones»[22].

Le processus d'examen du projet *Northern Gateway* a suscité une participation massive. De façon précise, 206 personnes étaient inscrites à titre d'intervenants, outre les douze participants du gouvernement. La commission a entendu des témoignages et des exposés oraux de la part de plus de 1 500 participants dans 17 collectivités. Elle a également reçu plus de 9 000 lettres de commentaires. La participation à distance a été rendue possible au moyen de liaisons télévisuelle et téléphonique[23].

L'Entente de la commission d'examen conjoint exigeait que la commission effectue son examen « de manière à faciliter la participation du public et des personnes autochtones… »[24]. En conséquence, le processus de la commission a établi des exigences minimales relativement à la participation. Cependant, le grand nombre de participants dans le processus d'examen a été critiqué par de nombreux observateurs, notamment le ministre des Ressources naturelles du gouvernement fédéral[25], ce qui a entraîné des modifications législatives visant à restreindre la participation au cours de procédures futures en vertu de la *LCÉE*[26] et de la Loi sur l'*ONÉ*[27]. Désormais, la participation se limite à ceux qui sont « directement touchés » ou qui possèdent « de l'information pertinente ou une expertise ».

Le gouverneur en conseil doit maintenant tenir compte du rapport de la commission. En vertu de la *LCÉE* de 2012, le gouverneur en conseil doit statuer s'il est probable que le projet cause des effets environnementaux défavorables importants et, dans un tel cas, si ces effets peuvent être justifiés dans les circonstances[28]. En vertu de la *Loi sur l'ONÉ* telle que modifiée en 2012, le gouverneur en conseil doit décider, avec raisons à l'appui, si l'*ONÉ* doit être chargée de publier un certificat d'utilité publique pour le projet[29]. Cette décision doit être rendue d'ici la mi-juin[30]. Toutefois, le gouverneur en conseil peut renvoyer le dossier à la commission[31] et prolonger le délai par « toute

---

[20] *Ibid*.

[21] *Ibid* à la p 36.

[22] *Ibid* à la p 41.

[23] *Rapport Gateway, supra*, note 2 Volume 1 aux para 14-15.

[24] *Entente de la commission d'examen conjoint, supra* note 4 au para 6.4.

[25] Voir par exemple une lettre ouverte du ministre sur les marchés énergétiques et le processus de réglementation, en date du 9 janvier 2012 : http://www.rncan.gc.ca/salle-medias/communiques/2012/1912.

[26] *Supra* note 5art 2 (2).

[27] *Supra* note 6 art 55.2.

[28] *LCÉE, supra* note 5 art31, 52.

[29] *Supra* note 6 art 54.

[30] Les prochaines décisions du gouverneur en conseil sur les recommandations de l'Office National de l'Énergie en ce qui concerne les approbations pour les pipelines doivent être rendues dans les trois mois, par ailleurs cette période peut être prolongée.

[31] *Loi sur l'ONÉ, précité* note 6, section 53.

[32] *Ibid* art 54 (3).

période supplémentaire ou périodes »[32]. C'est un processus n'ayant pas été mis à l'essai jusqu'à présent et qui sera surveillé de près par les deux promoteurs du projet et d'autres parties intéressées.

Entretemps, une demande d'ordonnances a été adressée à la Cour d'appel fédérale interdisant, entre autres, au gouverneur en conseil de prendre des décisions ou de rendre des ordonnances exigées par la *LCÉE* ou la *Loi sur l'ONÉ*, résultant du rapport de la commission ou « d'entreprendre toute autre mesure permettant au projet de se poursuivre… »[33]. La demande a été adressée par la *Forestethics Advocacy*, la *Living Oceans Society* et la *Raincoast Conservation Foundation*, lesquelles étaient toutes des intervenantes lors des audiences de la commission d'examen conjoint. Les principaux motifs sont que la commission n'a pas satisfait aux exigences de la *Loi sur les espèces en péril*[34] et qu'elle a pris en compte des preuves non pertinents en considérant les avantages économiques en amont, tout en refusant d'entendre des témoignages afférents ou de s'intéresser aux effets environnementaux induits en amont du projet[35].

Indépendamment du résultat final, le *Rapport de la commission d'examen conjoint pour le projet Enbridge Northern Gateway* constitue une étape importante dans l'élaboration du cadre réglementaire. En raison de son exhaustivité quant à la résolution du large éventail de problèmes complexes que présente le projet Gateway, le rapport est susceptible de devenir une référence pour de futures évaluations de projets importants. La discussion de la commission concernant l'intérêt public – ciblant le cœur de la question à savoir si le Canada et les Canadiens se porteraient mieux ou pire dans le cas où un projet serait approuvé, en insistant sur l'équilibre des avantages et des inconvénients, dans la réponse à cette question – donnera une direction utile pour des procédures futures. L'accent sur l'intégration des trois éléments soit l'environnement, la société et l'économie – en tant qu'aspects étroitement liés de l'intérêt public – offre un modèle précieux permettant d'évaluer des projets de développement de ressources importants qui présentent des problèmes et des défis de plus en plus complexes pour le processus de réglementation. ■

[33] *Avis de motion, supra* note 3au para 1(k).
[34] SC 2002, c 29.
[35] *Avis de motion, supra* note 3 au para 34.

DÉCISION D'ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION NOUVEAU-BRUNSWICK

*David MacDougall**

La Cour d'appel du Nouveau-Brunswick a rendu sa décision dans l'affaire *Enbridge Gas New Brunswick Limited Partnership et autres c. la procureure généraledu Nouveau-Brunswick pour la province du Nouveau-Brunswick* (2013 NBCA 34) le 3 mai 2013. Il s'agissait d'une décision en appel de la décision de la Cour du Banc de la Reine du Nouveau-Brunswick (madame la juge Paulette Garnett) rendue le 23 août 2012. Les parties Enbridge (ci-après appelées Enbridge) ont demandé à la Division de première instance de la Cour du Banc de la Reine du Nouveau-Brunswick que le paragraphe 4(1) du Règlement 2012-49 en vertu de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz*, chap. G-2.11, soit reconnu invalide, car il outrepassait les pouvoirs du lieutenant-gouverneur en conseil pour la province du Nouveau-Brunswick.

Enbridge Gas New Brunswick Limited Partnership est une entreprise de services publics réglementée qui possède une concession générale de distribution de gaz naturel au Nouveau-Brunswick. En janvier 2012, la législature du Nouveau-Brunswick a modifié la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz*. Selon l'alinéa 52(5)a) de la *Loi sur la distribution du gaz* modifiée, la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) du Nouveau-Brunswick « doit adopter les méthodes ou les techniques prescrites par règlement » lorsqu'elle fixe les taux et les tarifs pour la vente de gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Le lieutenant-gouverneur en conseil du Nouveau-Brunswick a établi un règlement, soit le *Règlement sur les taux et tarifs* (ci-après appelé le « Règlement »), qui est entré en vigueur le 16 avril 2012. Le paragraphe 4(1) du *Règlement* exige que la CESP applique la méthode ou technique fondée sur le recouvrement des coûts et qu'elle applique également « un coefficient de couverture des coûts qui ne saurait être supérieur à 1,2 :1 » pour chacune des catégories de clients pour lesquelles la méthode ou technique fondée sur le recouvrement des coûts devait être appliquée. Le paragraphe 4(1) prévoit également que les taux et les tarifs déterminés en fonction de la méthode ou technique fondée sur le recouvrement des coûts ne doivent pas être supérieurs aux taux qui auraient été fixés si la CESP adoptait la méthode ou technique axée sur le marché préexistante pour la tarification qui prévalait en général auparavant au Nouveau-Brunswick.

Enbridge a sollicité une déclaration voulant que le paragraphe 4(1) du Règlement outrepassait les pouvoirs du lieutenant-gouverneur en conseil. Madame la juge Garnett a formulé la question adressée au tribunal inférieur de la façon suivante : « Est-ce que le Règlement relève du pouvoir conféré par la loi et est-il cohérent avec les objectifs généraux de la loi applicable? » Madame la juge Garnett a conclu que les articles 52 et 95 de la *Loi de 1999 sur la*

* David MacDougall, Bsc, LLB, MBA, LLM est un associé avec le cabinet d'avocats canadien de l'Atlantique, McInnes Cooper. McInnes Cooper était conseiller juridique de Enbridge à la fois auprès de la cour du banc de la reine et dans les procédures devant la Cour d'appel.

distribution du gaz avaient une portée assez vaste pour autoriser le paragraphe 4(1) du Règlement et par conséquent a établi que le paragraphe 4(1) relevait du pouvoir légal du lieutenant-gouverneur en conseil. La Cour d'appel a affirmé que pour en arriver à sa décision, madame la juge Garnett « a soutenu que l'alinéa 52(5)a) devait être interprété au sens large ». La Cour d'appel a aussi fait remarquer que l'article 95 de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz*, lequel autorise le lieutenant-gouverneur en conseil à adopter un règlement qui prescrit les méthodes que la CESP doit adopter au moment d'approuver ou de fixer les taux, ne comportait, aux fins de l'appel, aucune différence importante avec l'alinéa 52(5)a) de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz*.

Dans l'appel, la province du Nouveau-Brunswick s'en est tenue à dire que le segment « les méthodes ou techniques prescrites par le règlement » devait être interprété largement de façon à inclure toutes considérations pertinentes lorsqu'il est question de fixer des taux. Une interprétation aussi large engloberait des questions telles que le coefficient de couverture des coûts. Pour sa part, Enbridge a soutenu que le segment « méthodes ou techniques » avait un sens limité qui comprenait des méthodes de tarification reconnues.

La Cour d'appel s'en est remise à la démarche moderne en matière d'interprétation des lois quand elle a fait remarquer que l'alinéa 52(5) a) de la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* ne pouvait être lu isolément. Elle a déclaré que la disposition devait être interprétée dans le contexte du régime législatif dans lequel s'inscrit l'obligation de la CESP de fixer des taux « justes et raisonnables ». À la lumière de la présomption de la « cohérence interne » et de celle voulant que l'on doive éviter les « résultats absurdes », la Cour, conduite par son analyse contextuelle, a conclu qu'il n'était pas dans l'idée de la législature du Nouveau-Brunswick que l'alinéa 52(5)a) soit interprété de façon aussi large que ce que la province a soutenu[1]. Au contraire, la Cour d'appel a estimé que le segment « méthodes ou techniques » possédait un sens technique : un sens qui est limité de par sa nature et qui est compatible avec l'article 52 dans son ensemble. Cela a mené à la conclusion définitive de la Cour d'appel selon laquelle la directive formulée au paragraphe 4(1) du *Règlement*, qui enjoint la CESP à adopter un coefficient de couverture des coûts maximum, allait au-delà du pouvoir de réglementation du lieutenant-gouverneur en conseil.

La Cour d'appel a conclu qu'après avoir examiné la *Loi de 1999 sur la distribution du gaz* et le *Règlement*, il était évident que le législateur envisageait deux « méthodes ou techniques » connues pour la fixation des taux : (1) celle fondée sur le recouvrement des coûts; et (2) celle axée sur le marché. Par conséquent, la Cour a jugé que le segment « méthodes ou techniques » ne saurait raisonnablement recevoir une interprétation selon laquelle il comprendrait le droit du lieutenant-gouverneur en conseil d'ordonner à la CESP d'appliquer, par exemple, un coefficient de recouvrement des coûts précis.

La Cour d'appel a accueilli l'appel en partie et a déclaré qu'une partie du paragraphe 4(1) du *Règlement* concernant le « coefficient de couverture des coûts » allait au-delà du pouvoir de réglementation du lieutenant-gouverneur en conseil.

La décision de la Cour d'appel s'ajoute à une longue tradition de la jurisprudence canadienne qui soutient que les actions entreprises par le lieutenant-gouverneur en conseil doivent être conformes à l'esprit de la loi dérogatoire en vertu de laquelle elles sont prises. Notamment, dans la réglementation d'industries techniques comme l'électricité et le gaz naturel, la terminologie de l'industrie et les termes techniques sont, comme l'a souligné la Cour d'appel, mieux compris par ceux qui doivent interpréter et appliquer la loi

[1] Au sujet des questions de la « cohérence interne » et de l' « absurdité », la Cour d'appel a fait remarquer en particulier certaines autres directives statutaires qui se trouvent dans les alinéas 52(5)b), c) et d) de la Loi sur la distribution du gaz, et a déclaré que si les interprétations larges de la Province devaient être adoptées, le lieutenant-gouverneur en conseil aurait pu simplement s'en remettre à l'alinéa 52(5)a) pour adopter un règlement qui aurait également compris les points contenus dans les alinéas b), c) et d). La Cour d'appel a conclu à cet égard qu'il ne faisait aucun sens de prendre la première des quatre limitations et de l'interpréter de façon à éliminer le besoin d'imposer les trois autres.

à l'intérieur d'une industrie réglementée. Fait intéressant, à cet égard, quoiqu'il ne s'agisse pas d'un facteur déterminant en fin de compte, deux juges de la Cour d'appel ont souligné qu'il était pour le moins discutable que la question de l'interprétation examinée n'ait pas été directement présentée à la CESP. Les deux juges ont déduit qu'il était préférable de traiter cette question à une autre occasion, mais ont affirmé qu'à leurs yeux, la Cour s'est retrouvée avec la tâche d'interpréter des termes « techniques » qui selon toute probabilité ne pouvaient être bien connus des tribunaux de la province.

En somme, la Cour d'appel a conclu que la *Loi sur la distribution du gaz* telle qu'elle était libellée après les réformes de 2012 continue de laisser à la CESP la décision sur ce que devrait être la valeur du coefficient de couverture des coûts et, par conséquent, que la directive à cet effet dans le *Règlement* allait au-delà du pouvoir de réglementation du lieutenant-gouverneur en conseil. ■

TRILLIUM WIND : LES PROMOTEURS PEUVENT-ILS ENGAGER DES POURSUITES LORSQUE DES PROJETS ÉOLIENS SONT ANNULÉS?

*Gordon E. Kaiser, FCIArb**

Partout au Canada, les gouvernements provinciaux, que ce soit directement ou par l'entremise d'organisations des achats ou de services publics appartenant aux gouvernements, ont fait l'achat de production d'énergie éolienne de façon très active au cours des cinq dernières années.

Qu'arrive-t-il lorsque le gouvernement change d'idée et qu'il annule un projet? Ce fut récemment le cas de Trillium Wind Power Corporation, un promoteur de Toronto fabriquant des éoliennes marines pour le lac Ontario. La société avait déposé une demande pour prendre à bail une terre provinciale dans le cadre de la politique sur l'énergie éolienne de l'Ontario et le ministère des ressources naturelles lui a accordé le statut de requérant inscrit.

Le statut permettait à Trillium de soumettre l'énergie éolienne à des essais pendant trois ans. Par la suite, la société pouvait procéder à une évaluation environnementale et obtenir l'autorisation d'exploiter le parc éolien.

Trillium a ensuite informé le ministère des ressources naturelles de l'Ontario qu'elle avait l'intention de clôturer un financement de 26 millions de dollars pour le projet. Le même jour, le gouvernement de l'Ontario a décrété un moratoire sur le développement d'éoliennes marines concernant en outre les promoteurs comme Trillium qui bénéficiait d'un statut de requérant inscrit. Le gouvernement a diffusé un communiqué de presse indiquant que les projets étaient annulés dans l'attente de recherches scientifiques plus approfondies.

Trillium a déposé plusieurs demandes contre le gouvernement de l'Ontario réclamant une somme de 2 milliards de dollars en dommages. Les demandes comprenaient une rupture de contrat, un enrichissement injustifié, une assertion négligente et inexacte, une faute dans l'exercice d'une charge publique et une infliction intentionnelle de préjudice économique.

La province a déposé une requête visant à faire radier la demande de Trillium invoquant que celle-ci ne révélait aucune cause d'action valable. La requête a été acceptée. Le juge saisi de la requête a conclu que la décision

---

* Gordon E. Kaiser, FCIArb, est un arbitre agrée pratiquant à *Jams Resolution Center* à Toronto et Washington DC, ainsi qu'aux *Energy Arbitration Chambers* de Calgary et de Houston. Il est un ancien vice-président de la Commission de l'énergie de l'Ontario. De plus il est un professeur adjoint à l'Osgoode Hall Law School, co- président du forum canadien sur la loi sur l'énergie et rédacteur en chef pour cette publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.

du gouvernement de fermer les parcs éoliens constituait une décision politique et par conséquent, exempte de toute poursuite en justice.

Le juge saisi de la requête a également tranché sur le fait que le statut de requérant inscrit accordé à Trillium ne constituait pas une relation contractuelle entre Trillium et le gouvernement. Le juge a conclu que la demande devait être radiée, car il était manifeste et évident qu'elle n'aurait pas gain de cause au procès.

Trillium a interjeté appel pour deux motifs. En premier lieu, une faute dans l'exercice d'une charge publique représentait une demande défendable en droit et, en second lieu, la demande avait été convenablement plaidée. La Cour d'appel de l'Ontario s'est dite d'accord[1]. Il n'était pas certain que la demande concernant la faute dans l'exercice d'une charge publique mènerait nécessairement à un échec. En outre, Trillium avait dûment plaidé que la province avait intenté les actions en justice de mauvaise foi et à des fins illégitimes. La Cour a également estimé que la décision du gouvernement visait à porter préjudice à Trillium en particulier. Alors que la Cour d'appel convenait avec le juge saisi de la requête que la décision du gouvernement basée sur des facteurs politiques était à l'abri de toute poursuite en justice, une exception s'appliquait pour des actes irrationnels de mauvaise foi.

Les faits dans cette affaire étaient uniques. Il était évident que l'annonce de Trillium dévoilant le nouveau financement avait déclenché l'action du gouvernement et que, comme la Cour l'a conclu, le gouvernement visait spécifiquement Trillium.

Il s'agit là d'une affaire importante pour les promoteurs de parcs éoliens. La passation de marchés en matière d'énergie éolienne avec les gouvernements est désormais commune. De plus, il n'est pas inhabituel pour les gouvernements de changer ces programmes comme il n'est pas rare pour les promoteurs d'engager des dépenses substantielles dans le traitement de leurs demandes. Les demandes couronnées de succès contre les gouvernements qui annulent des projets sont rares, mais elles pourraient devenir plus nombreuses.

C'est la première fois que le délit de faute dans l'exercice d'une charge publique s'applique au secteur de l'énergie. Les origines de cet acte délictuel remontent au procès anglais *Ashby v White*, tenu en 1703[2]. Cependant, le principe est demeuré mal défini jusqu'à la décision de la Chambre des lords dans l'affaire *Three Rivers District Council v Bank of England* en 2000[3]. Le délit est apparu au Canada en 1959 dans l'affaire *Roncarelli c Duplessis*[4], mais n'a été utilisé que très rarement jusqu'à la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Odhavij Estate v Woodhouse* en 2003[5].

Deux récentes décisions rendues en 2008, l'une par la Cour fédérale[6] et l'autre par la Cour d'appel de l'Ontario[7], suggèrent que le délit peut obtenir gain de cause là où le délit de négligence essuierait un échec. En outre, la malveillance et l'insouciance téméraire sont des concepts complexes, ce qui rend ces demandes difficiles à radier au moment des plaidoiries.

Dans l'affaire *O Dwyer*, la Cour d'appel de l'Ontario a tenu le défendeur responsable, car les fonctionnaires de la Commission « ont fait preuve d'insouciance téméraire et d'ignorance volontaire quant à l'illégalité de leurs actions et de leurs possibilités de porter préjudice au demandeur ». Il s'agit là d'un principe général qui fait peser une véritable contrainte sur les actions gouvernementales discutables. ■

---

[1] *Trillium Power Wind Corp. v Ontario* (Richesses naturelles), 2013 ONCA 683 aux para 54 et 55.
[2] *Ashby v White* (1703) 92 ER 126.
[3] *Council v Bank of England* (2000) 2 WLR 1220 (HL).
[4] *Roncarelli c Duplessis* (1959) SCR 121.
[5] *Odhavij Estate v Woodhouse* (2003) SCJ No 74.
[6] *McMaster v The Queen* 2009 FC 937.
[7] *O Dwyer v Ontario Racing Commission* (2008) 293 DLR (4e) 559 (Ont CA).

LA POSITION DE WASHINGTON

*Robert S. Fleishman**

Le présent rapport met l'accent sur des développements clés en matière de réglementation de l'énergie, survenus au cours de la dernière année aux États-Unis. Les développements en matière de réglementation de l'énergie aux États-Unis en 2013, ont influencé de nombreux secteurs de l'industrie de l'énergie et abordent un large éventail de questions. Ce rapport couvre les développement survenus tant au niveau fédéral, comme à la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), au Département de l'Énergie (DOE), à l'*Environmental Protection Agency* (EPA), au Congrès et dans les tribunaux fédéraux, et qu'au niveau étatique, comme dans les commissions de service public, les commissions de la fonction publique et les tribunaux d'État, qui devraient intéresser les lecteurs de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*.

I. Énergie, changements climatiques et gaz à effet de serre

Bien qu'un certain nombre d'États américains travaillent sur des projets de grande envergure visant à réglementer les effets du changement climatique et des gaz à effet de serre et à s'y adapter, le Congrès n'a pris aucune mesure législative importante à cet égard. Cependant, en 2013, le président Obama a commencé à user de son pouvoir exécutif pour établir un plan d'action plus affirmé pour le gouvernement fédéral.

A. Plan d'action climatique et efforts administratifs du président Obama

Comme nous l'avons mentionné dans le Washington Report, qui a été publié dans l'édition de l'automne 2013 de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*[1], en juin 2013, le président Obama a rendu public le *President's Climate Action Plan* (plan d'action climatique du président) qui définit 30 étapes permettant de réduire les émissions de carbone, de se préparer et de s'adapter aux effets du changement climatique et aux catastrophes naturelles qui y sont liées et de contribuer aux efforts internationaux de lutte contre le changement climatique, et ce, sans dépendre de l'action du Congrès[2]. Nous avons identifié quatre mesures se rapportant directement au secteur énergétique : (1) les limites d'émissions de carbone des centrales électriques; (2) la promotion du développement de l'énergie renouvelable; (3) l'investissement dans de nouvelles technologies énergétiques et (4) l'amélioration des normes d'efficacité énergétique des édifices et des appareils fédéraux. En janvier 2014, le président a également profité de son discours sur l'état de l'Union pour souligner ses objectifs de promouvoir l'énergie solaire et de réduire les émissions de gaz à effet de serre[3]. Bien que

---

* Robert S. Fleishman est un avocat principal chez Morrison Forester à Washington D.C. où il représente une variété de clients dans les domaines de la réglementation en énergie, de son application et de sa conformité, ainsi que des dossiers commerciaux, législatifs et de politiques publiques. Il est un ancien avocat général et vice-président des politiques législatives et de réglementation à la Constellation Energy et collabore à titre de rédacteur en chef pour l'Energy Law Journal (publié par l'Energy Bar Association). M. Fleishman aimerait remercier les membres de l'équipe de réglementation en énergie de Morrison Forester pour leur apport dans l'élaboration de ce rapport.

[1] Robert S. Fleishman, « The Washington Report », *Energy Regulation Quarterly* (14 novembre 2013) en ligne : Energyregulationquarterly.ca <http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/regular-features/the-washington-report>.

[2] Executive Office of the President, *The President's Climate Action Plan* (juin 2013), en ligne : The White House Washington <http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/image/president27sclimateactionplan.pdf>.

[3] Executive Office of the President, communiqué, « President Barack Obama's State of the Union Address » (28

de nombreuses mesures du plan d'action climatique demeurent conceptuelles, plusieurs développements se sont concrétisés depuis la fin de 2013.

B. Émissions de carbone des centrales électriques

Depuis avril 2012, l'EPA travaille sur l'élaboration d'une règle administrative visant à établir des normes en matière d'émissions de gaz à effet de serre pour les nouvelles centrales électriques. Lorsque le président a rendu public le plan d'action climatique, il a, par le fait même, publié un mémoire présidentiel demandant aux administrateurs de l'EPA d'adopter une règle finale « en temps opportun »[4]. Le libellé initial du projet de règle[5] recommandait une norme « ne favorisant aucun carburant en particulier » qui aurait exigé le même rendement des centrales au charbon et de celles au gaz naturel, soit 1 000 livres de dioxyde de carbone par mégawattheure. Cette proposition controversée a entraîné plus de 2,5 millions de commentaires publics. L'EPA a donc retiré le projet de règle original et a rendu publique une nouvelle règle le 8 janvier 2014[6].

La nouvelle règle comprendrait des normes distinctes pour : (1) les chaudières et les unités de gazéification intégrées à cycle combiné s'appuyant sur la mise en œuvre partielle du captage et du stockage du dioxyde de carbone comme le meilleur système pour la réduction des émissions fixées à 1 100 livres de dioxyde de carbone par mégawattheure; (2) les turbines fixes à combustion alimentées au gaz naturel, dont les émissions sont fixées à 1 000 livres de dioxyde de carbone par mégawattheure pour les plus grosses unités et à 1 100 livres de dioxyde de carbone par mégawattheure pour les plus petites unités. La période désignée pour émettre des commentaires publics prend fin le 10 mars 2014 et la règle finale sera probablement rendue publique peu de temps après. Il est pratiquement certain que cette dernière sera contestée devant les tribunaux par la suite.

L'EPA n'a pas proposé de normes de rendement pour les sources existantes, modifiées ou reconstruites. Cependant, le mémorandum présidentiel a prescrit à l'agence de soumettre de telles normes avant le 1er juin 2014 et d'adopter les normes finales avant le 1er juin 2015. En outre, les plans de mise en œuvre des États visant à promulguer ces normes doivent être présentés à l'EPA avant le 30 juin 2016.

C. Énergie renouvelable

Comme nous l'avons mentionné précédemment, le plan d'action climatique a établi l'objectif de doubler la production d'énergie renouvelable aux États-Unis d'ici 2020, ce qui comprend l'autorisation de produire 10 gigawatts d'énergie renouvelable supplémentaire sur les terres fédérales d'ici 2020. Le Bureau of Land Management (BLM), une constituante du département de l'Intérieur (DOI), a identifié 19 zones d'énergie solaire situées dans six États du sud-ouest où la priorité devrait être donnée au développement de l'énergie solaire. Au cours des derniers mois, le programme du BLM a connu un certain succès (comme le projet solaire Ivanpah de près de 400 mégawatts en Californie en voie de devenir fonctionnel)[7] et des revers (comme la première enchère importante de droits solaires sur des terres fédérales dans le Colorado qui n'a obtenu aucune offre)[8]. Depuis novembre 2013, le BLM a signalé plus de 35 demandes en instance pour

---

janvier 2014), en ligne : <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2014/01/28/president-barack-obamas-state-union-address>.

[4] *Power Sector Carbon Pollution Standards,* 78 Rég féd 39533 (2013).

[5] *Standards of Performance for Greenhouse Gas Emissions for New Stationary Sources: Electric Utility Generating Units,* 77 Rég féd 22392 (2012).

[6] *Ibid*, 79 Rég féd 1430 (2014).

[7] Voir Rory Carroll & Nichola Groom, *California Solar Plant Greeted with Fanfare, Doubts About Future,* (13 février 2014), en ligne : Reuters <http://www.reuters.com/article/2014/02/13/solar-ivanpah-idUSL2N0LI1D420140213>.

[8] Voir Mark Jaffe, *1st Auction of Solar Rights on Public Lands in Colorado Draws No Bids, The Denver Post* (24 octobre 2013) en ligne : The Denver Post <http://www.denverpost.com/breakingnews/ci_24379351/first-auction-solar-rights-public-lands-colorado-draws-no-one>.

le développement de l'énergie solaire sur les terres qu'il administre[9].

D. Sources traditionnelles de production et efficacité

L'automne dernier, nous avons mentionné que le DOE avait proposé une demande de soumissions totalisant jusqu'à 8 milliards de dollars en garanties de prêt pour divers projets technologiques de pointe concernant les combustibles fossiles afin d'éviter, de réduire ou d'isoler les émissions de gaz à effet de serre. Cette demande de soumissions a été finalisée en décembre 2013[10]. Il est prévu que les projets couverts par les garanties de prêt comprennent l'utilisation du captage de carbone et de systèmes électriques à faibles émissions de carbone et l'amélioration de l'efficacité. Les soumissions initiales devaient être déposées avant la fin de février 2014. De plus, en décembre 2013, le département de l'Agriculture a finalisé la mise à jour de son Energy Efficiency and Conservation Loan Program (programme de prêts pour l'efficacité et la conservation de l'énergie), lequel procurera jusqu'à 250 millions de dollars destinés à l'amélioration de l'efficacité énergétique par les services publics ruraux[11].

E. Étude de certaines règles de l'EPA par la Cour suprême des États-Unis

Le secteur énergétique des États-Unis suit de près les développements juridiques liés aux efforts précédemment entrepris par l'administration du président Obama pour réglementer les gaz à effet de serre. Le 24 février 2014, la Cour suprême des États-Unis a entendu une plaidoirie dans l'affaire *Utility Air Regulatory Group v. Environmental Protection Agency*[12]. À la suite d'un jugement rendu en 2007 dans l'affaire *Massachusetts v. Environmental Protection Agency*[13], dans lequel la Cour suprême a conclu que les gaz à effet de serre provenant des véhicules à moteur étaient compris dans la définition de « polluant atmosphérique » conformément à la *Clean Air Act*, l'EPA a commencé à réglementer les émissions de gaz à effet de serre provenant des véhicules à moteur. La question en litige dans l'affaire *Utility Air Regulatory Group* consistait à savoir si l'EPA avait le droit de déterminer que la réglementation sur les émissions des véhicules à moteur entraînait l'application des exigences en matière de permis prévues par le programme *Prevention of Significant Deterioration* (PSD) de la *Clean Air Act* aux sources fixes d'émissions de gaz à effet de serre, notamment les centrales électriques.

Des services publics de l'industrie, la Chambre de commerce des États-Unis et différents États ont contesté un certain nombre de règlements de l'EPA concernant les sources fixes d'émissions, notamment les règlements appelés *Triggering and Tailoring Rules*. Au cours de l'argumentation, le tribunal a cherché à établir, entre autres, si l'EPA avait le pouvoir d'adopter le règlement dit *Tailoring Rule*[14], dans le cadre duquel l'agence a haussé les seuils d'émissions de gaz à effet de serre légaux afin de s'assurer que seules les plus grandes sources fixes d'émissions soient concernées[15]. Un commentaire émis au sujet de l'argumentation laisse entendre que le tribunal a rendu un jugement partagé en fonction de raisonnements idéologiques et que les juges les plus progressistes ont peut-être conclu que l'EPA avait agi de façon acceptable,

---

[9] Voir Bureau of Land Mgmt. Solar Energy Program, *First-In-Line Pending and Authorized Solar ROW Applications on BLM-Administered Lands as of November1, 2013,* en ligne : BLM Solar <http://blmsolar.anl.gov/documents/docs/Pending_applications_list.pdf>.

[10] U.S. Dep't of Energy, *Advanced Fossil Energy Projects Solicitation,* en ligne : Loan Programs Office <http://lpo.energy.gov/resource-library/solicitations/advanced-fossil-energy-projects-solicitation/>.

[11] *Energy Efficiency and Conservation Loan Program,* 78 Rég féd 73356 (2013).

[12] *Utility Air Regulatory Agency v Environment protection Agency,* 684 F (3d) 102 (DC Cir 2012), No 12-1146 (Cert É.-U accordé le 15 octobre 2013). L'affaire *Utility Air Regulatory Group* fait office de cas principal de six causes consolidés portant sur la même question en litige.

[13] *Massachusetts v Environmental protection Agency*, 549 US 497 (2007).

[14] *Prevention of Significant Deterioration and Title v Greenhouse Gas Tailoring Rule*, 75 Rég féd 31514 (2010).

[15] Voir Adam Liptak, *For the Supreme Court, a Case Poses a Puzzle on the E.P.A.'s Authority* (24 février 2014), en ligne : The New York Times <http://www.nytimes.com/2014/02/25/us/justices-weigh-conundrum-on-epa-authority.html?_r=0>.

mais que les juges les plus conservateurs ont possiblement conclu le contraire[16]. Comme il est mentionné plus haut, le plan d'action climatique de l'administration Obama requiert une réglementation complémentaire en matière d'émissions pour les centrales électriques. Bien que le tribunal ne tienne pas compte directement de cette réglementation dans l'affaire *Utility Air Regulatory Group*, sa décision, qui ne devrait pas être rendue avant le mois de juin 2014, pourrait influencer la portée et la nature de ces nouvelles mesures réglementaires.

II. DOE et exportations de gaz naturel liquéfié

Comme il en a été question dans l'édition de l'automne 2013, le DOE a mis fin, en 2013, à une interruption d'une durée d'un an de la délivrance d'autorisations d'exporter des volumes de gaz naturel liquéfié (GNL) dans des pays qui n'ont pas conclu d'accord de libre-échange (ALE) avec les États-Unis (pays non membres de l'ALE).

Dans le cadre de la dernière autorisation délivrée en 2013[17], le DOE a autorisé Freeport à exporter pas plus de 0,4 Gpi³ supplémentaire par jour dans des pays non membres de l'ALE, et ce, même si Freeport avait demandé l'autorisation d'exporter 1,4 Gpi³ supplémentaire par jour dans ces pays. L'autorisation accordée par le DOE d'exporter une quantité inférieure à la quantité totale demandée dans des pays non membres de l'ALE a poussé certains à avancer l'hypothèse que le DOE pourrait avoir l'intention d'imposer un plafond aux volumes qu'il autorisera pour l'exportation dans des pays non membres de l'ALE. Le DOE a basé sa décision sur la demande distincte que Freeport a présentée à la FERC pour obtenir l'autorisation de construire des installations de liquéfaction, laquelle a défini la capacité du projet de liquéfaction à 1,8 Gpi³ par jour.

Les autorisations d'exportation de GNL du DOE ont octroyé à l'organisme le pouvoir de révoquer (en totalité ou en partie) une autorisation émise antérieurement, déclarant que «nous ne pouvons définir de façon précise toutes les circonstances selon lesquelles une telle mesure serait prise ». Plus particulièrement, chaque autorisation indique que « dans le cas où des développements imprévus importants présentent un risque pour l'intérêt public, le DOE/FE est autorisé selon l'article 3(a) de la *Natural Gas Act* [*NGA*] […] de rendre une ordonnance supplémentaire appropriée ou si nécessaire, afin de protéger l'intérêt public ». Toujours selon les autorisations, « le DOE est autorisé selon l'article 16 de la [*NGA*] "à exécuter tout acte et à prescrire, rendre publiques, élaborer, modifier et abroger de telles ordonnances, règles et réglementation s'il le juge nécessaire ou approprié" afin d'assumer ses responsabilités ».

En réponse à des préoccupations soulevées par des promoteurs d'exportation de GNL, le 2 août 2013, des dirigeants du comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles ont envoyé une lettre au secrétaire à l'Énergie lui demandant d'éclaircir les circonstances selon lesquelles le DOE pourrait révoquer ou modifier une autorisation d'exportation[18]. Dans la lettre, ils font référence à la *NGA*, laquelle habilite le DOE « à modifier et à abroger de telles ordonnances […] s'il le juge nécessaire ou approprié afin de mettre à exécution les dispositions de la *NGA* »[19], et à l'*Energy Policy and Conservation Act de 1975*,

---

[16] Par ex, Sean McLernon, *Split High Court Presses Industry*, EPA Over Carbon Rules (24 février 2014), en ligne : Law360 <http://www.law360.com/energy/articles/500427/split-high-court-presses-industry-epa-over-carbon-rules>; Mark Sherman, *Supreme Court Seems Divided in Climate Case*, *Associated Press*, en ligne: Associated Press <http://www.washingtonpost.com/politics/courts_law/climate-case-at-supreme-court-looks-at-epas-power/2014/02/24/95f5f6b8-9d2e-11e3-8112-52fdf646027b_story.html>.

[17] U.S. Dep't of Energy, DOE/FE Order No 3357*, Order Conditionnaly Granting Long-Term Multi-Contract Authorization to Export Liquefied Natural Gas by Vessel from the Freeport LNG Terminal on Quintana Island, Texas to Non-Free trade Agreement Nations* (15 novembre 2013), en ligne : Office of Fossil of Energy <http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/authorizations/Orders_Issued_2013/ord3357.pdf>.

[18] *Letter from Sen. Ron Wyden and Sen. Lisa Murkowski to Ernest Moniz, U.S. Sec'y of Energy (*2 août 2013), en ligne : <http://www.energy.senate.gov/public/index.cfm/files/serve?File_id=fcd19e75-9ff9-4d75-aa4e-7330b5f8b03f>.

[19] *Natural Gas Act*, 15 USC §§ 3 (a), 16, 717b, 717o (2013).

laquelle confère au DOE le pouvoir de révoquer ou de modifier en grande partie des permis d'exportation autorisés antérieurement lorsque le président détermine qu'il est approprié et nécessaire de le faire[20].

La secrétaire générale adjointe a publié une lettre en réponse à la demande d'informations le 17 octobre 2013, déclarant que : (1) le DOE « n'abrogerait pas une autorisation accordée antérieurement, sauf dans le cas de circonstances extraordinaires », qu'il « prend très au sérieux les attentes fondées sur les investissements de parties privées » et qu'il n'exercerait pas son pouvoir de révocation « comme un mécanisme de maintien des prix »; (2) le DOE n'a jamais annulé ou renversé une autorisation d'importer ou d'exporter du gaz naturel au détriment des objections du détenteur de l'autorisation et il a fait remarquer que de telles autorisations ont été renversées seulement lorsque le détenteur a demandé que son autorisation soit annulée, a fermé ses portes ou n'a pas été réceptif aux demandes d'informations du DOE; (3) le DOE ne tiendrait pas compte des effets cumulatifs d'autres autorisations lorsqu'il décide de renverser ou non une autorisation et (4) ni la réglementation de la *NGA* ni celle du DOE n'empêche la soumission aux parties d'une requête pour suspendre ou révoquer une ordonnance finale au cours de la procédure préalable à l'autorisation et, en conséquence, le DOE permettrait à toutes les parties intéressées de participer avant qu'une décision ne soit prise sur une proposition de révocation d'une autorisation d'exporter[21].

III. Fracturation hydraulique

Les normes et les politiques en matière de fracturation hydraulique (hydrofracturation) pour le gaz naturel et le pétrole sont de plus en plus controversées et continuent d'être élaborées au moyen de règlements et de procédures locales et étatiques.

A. Réglementation fédérale

L'EPA n'a pas établi une réglementation fédérale sur l'hydrofracturation, mais elle mène actuellement une étude commandée par le Congrès visant à comprendre les répercussions éventuelles de l'hydrofracturation sur les ressources d'eau potable. En 2013, l'EPA a tenu un groupe de travail technique qui portait sur la collecte et la modélisation de données, la construction de puits, le traitement des eaux usées et la modélisation de l'acquisition d'eau. Un rapport provisoire a été présenté en décembre 2012[22] et un projet de rapport comportant des constatations préliminaires devrait être publié à la fin de 2014 à des fins de consultation publique et d'évaluation par des pairs.

En mai 2013, le DOI a publié un avant-projet mis à jour qui établit des normes de sécurité en matière d'hydrofracturation sur les terres publiques sous l'autorité du DOI[23]. Le document est une version mise à jour de l'avant-projet original du DOI paru en 2012, qui a entraîné plus de 177 000 commentaires publics au cours de la période de consultation initiale. S'il est adopté, le projet serait la première réglementation fédérale régissant l'hydrofracturation aux États-Unis. En novembre 2013, la Chambre des représentants a adopté le projet de loi H.R. 2728 qui, s'il est promulgué, empêcherait le DOI de réglementer l'hydrofracturation dans les États qui ont déjà mis en place leur propre réglementation[24].

B. Réglementation locale et étatique

En novembre 2013, un certain nombre de villes du Colorado, notamment Fort Collins et Lafayette, ont approuvé les projets de vote visant à interdire l'hydrofracturation à

---

[20] *Energy Policy and Conservation Act of 1975* (EPCA), 42 USC § 6201 *et seq* (2013).

[21] *Letter from Paula A. Grant, Deputy Assistant Sec'y, Dep't of energy, to Sen. Lisa Murkowski* (17 octobre 2013), en ligne : United States Senate <http://www.energy.senate.gov/public/index.cfm/files/serve?File_id=9e99e412-ce05-449d-8893-dc8d64c32d02>.

[22] United states Environmental protection Agency, *Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on drinking Watwe Resources : progress report* (décembre 2012), en ligne : EPA <http://www2.epa.gov/hfstudy/study-potential-impacts-hydraulic-fracturing-drinking-water-resources-progress-report-0>.

[23] *Oil and Gas; Hydraulic Fracturing on Federal and Indian Lands,* 78 Rég féd 31635 (2013).

[24] É-U, Bill HR 2728, *Protecting States' Rights to Promote American Energy Security Act*, 113e Cong, (2013).

l'intérieur des limites de leur ville. Le projet de Fort Collins interdit l'hydrofracturation et le stockage ou l'évacuation de déchets connexes pendant cinq ans, tandis que celui de Lafayette interdit l'hydrofracturation de façon permanente. Peu de temps après que les projets ont été adoptés, la Colorado Oil & Gas Association a engagé des poursuites contre les deux villes, prétendant que les projets enfreignaient l'exigence d'uniformité en matière de réglementation selon la *Oil and Gas Conservation Act* de l'État[25].

La Californie et l'Illinois ont énoncé une proposition de règles sur l'hydrofracturation qui constituent les premiers règlements d'État permettant l'hydrofracturation sous réserve d'une réglementation. De leur côté, plusieurs États, notamment New York et le Maryland, appliquent un moratoire d'État efficace sur l'hydrofracturation. Le projet de règles de la Californie fixe des normes sur la notification, la surveillance de l'eau souterraine et la divulgation des types et des concentrations de produits chimiques liés à l'hydrofracturation et exige un examen d'État sur l'hydrofracturation[26]. La réglementation de l'Illinois[27], qui met en œuvre la *Hydraulic Fracturing Regulation Act*, traite de l'usage et de la pollution de l'eau, exigeant notamment que l'eau résiduelle de puits soit conservée en général dans des réservoirs plutôt qu'à ciel ouvert.

C. Procès d'État[28]

En décembre 2013, dans l'affaire *Robinson Township v. Commonwealth of Pennsylvania*[29], la Cour suprême de la Pennsylvanie a voté dans un rapport de 4 contre 2 l'annulation de sections de la *Marcellus Shale Drilling Law*, ou *Loi 13*[30], considérant que plusieurs de ses dispositions enfreignaient la constitution de l'État. La *Loi 13* interdisait la réglementation locale de l'exploitation de pétrole et de gaz, réservait le pouvoir de réglementer ces activités à l'État et limitait le droit des municipalités locales d'imposer aux entreprises l'emplacement des fosses à déchets, des pipelines, des appareils de forage et des stations de compression et de traitement. Plusieurs parties, notamment des municipalités et des organismes environnementaux, ont engagé des poursuites, cherchant à obtenir une déclaration d'inconstitutionnalité et une injonction permanente interdisant l'application de la *Loi 13*. Un tribunal intermédiaire d'État avait accordé une victoire partielle aux demandeurs en annulant des sections de la *Loi 13* pour des motifs d'application régulière de la loi, pour ainsi « interdire au département de la Protection environnementale d'accorder des dérogations pour des retraits obligatoires de certains types d'eau d'État et de permettre aux gouvernements locaux d'appliquer les ordonnances de zonage existantes, d'adopter de nouvelles ordonnances […] sans se préoccuper des conséquences juridiques ou financières »[31].

Dans son ordonnance, la Cour suprême de la Pennsylvanie a invalidé un certain nombre de dispositions fondamentales de la *Loi 13*, notamment l'exigence d'uniformité des normes de zonage dans l'ensemble de l'État pour l'exploitation du pétrole et du gaz. Contrairement au tribunal inférieur, la Cour suprême de la Pennsylvanie n'a pas fondé son ordonnance sur des motifs d'application régulière de la loi, mais a plutôt considéré que la *Loi 13* enfreignait l'*Environment Rights Amendment* de la constitution de

---

[25] Colo Rev Stat § 34-60-101 *et seq* (2013).

[26] Cal Code Reg tit 14, § 1761 (2014), en ligne : <http://www.conservation.ca.gov/dog/Documents/Final%20Interim%20Regulations.pdf>.

[27] Ill Admin Code tit 62, § 245 (2013).

[28] Pour obtenir des détails concernant l'affaire *Norse Energy Corp. v Town of Dryden*, 964 NYS 2d 714 (NY App Div 2013), actuellement en instance devant la Cour d'appel de New York, voir l'édition de l'automne 2013 de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*.

[29] *Robinson Township v Commonwealth of Pennsylvania,* No 63 MAP 2012, 2013 WL 6687290 (Pa 2013) [*Robinson Township*].

[30] 58 Pa Cons Stat §§ 2301-3504.

[31] *Robinson Township, supra* note 29 à la p 16.

l'État, qui garantit les droits des citoyens « à disposer d'air et d'eau purs et à préserver les valeurs naturelles, scientifiques, historiques et esthétiques de l'environnement »[32]. Se prononçant au nom de la majorité, le juge en chef Ronald D. Castille a déclaré que la *Loi 13* « avait de fait exclu les structures réglementaires en fonction desquelles les citoyens et les collectivités prenaient des décisions financières et des décisions relatives à la qualité de vie importantes et a sanctionné la dégradation directe et dommageable de la qualité de vie environnementale dans ces collectivités et ces districts de zonage »[33].

IV. Procès mettant en cause PPL et des marchés de capacité de production électrique

La FERC a collaboré avec des entreprises régionales de transport (ERT), des exploitants indépendants de réseau (EIR) et d'autres intervenants afin de développer des marchés de capacité de production électrique dans différentes régions des États-Unis. Entre autres, ces marchés sont conçus de manière à inciter les participants à bâtir de nouvelles centrales électriques et, par conséquent, à augmenter la capacité de production. Deux ordonnances de la Cour de district fédéral, l'une au Maryland et l'autre au New Jersey, ont invalidé les programmes d'État qui favorisaient la construction de nouvelles centrales alimentées au gaz dans la région du réseau PJM où les autorités étatiques considéraient la capacité de production insuffisante[34]. Les programmes des deux États ont donné lieu à des demandes de soumissions concurrentielles et ont eu recours à des structures de prix basées sur des contrats sur différences pour augmenter la capacité de production. Les soumissionnaires retenus recevaient ainsi des services publics locaux à un prix offert fixe. Bref, les soumissionnaires devaient faire une offre sur la capacité de production et la vendre à l'intérieur du marché du réseau PJM, et tout revenu généré par cette vente devait contrebalancer le prix offert fixe.

Les programmes ont été contestés selon les dispositions de la *U.S. Constitution on Supremacy Clause* et de la *Commerce Clause*. En premier lieu, les demandeurs ont déclaré que la FERC s'était vu conférer une compétence exclusive en ce qui a trait à la tarification de gros dans le cadre de la *Federal Power Act* (FPA), et que les structures de prix mises en place par les États ont enfreint la *Supremacy Clause*. En second lieu, les demandeurs ont soutenu que les exigences de l'État en matière de soumissions discriminaient injustement les producteurs d'énergie d'autres États, ce qui contrevenait à la *Commerce Clause*. Les tribunaux du Maryland et du New Jersey ont tous deux statué que les prix allaient à l'encontre du pouvoir exclusif de la FERC dans le cadre de la FPA et qu'ils enfreignaient par conséquent la *Supremacy Clause*, mais pas la *Commerce Clause*[35].

Ces ordonnances sont importantes, car elles mettent en évidence les tensions entre les programmes étatiques et fédéraux destinés à encourager la construction de nouvelles installations de production et elles soulèvent des questions quant à la légalité des mandats et des programmes normalisés sur le portefeuille d'énergies renouvelables dans d'autres États.

V. Office of Enforcement de la FERC et manipulation présumée du marché

L'année 2013 a été une année cruciale pour l'Office of Enforcement de la FERC. Comme le souligne son rapport annuel[36], la FERC a continué à se concentrer sur ses efforts d'application de la réglementation dans quatre domaines principaux : (1) la fraude et

---

[32] *Ibid* à la p 33.

[33] *Ibid* à la p 58.

[34] L'ordonnance du New Jersey est *PPL EnergyPlus, LLC v Hanna*, No 11-745, 2013 WL 5603896 (DNJ) (11 octobre 2013) [*Hanna*]. L'ordonnance du Maryland est *PPL EnergyPlus, LLC. Nazarian*, No MJG-12-1286, 2013 WL 5432346 (D Md) (30 septembre 2013) [*Nazarian*]. Les appels sont en instance devant les cours d'appel des États-Unis pour les troisième et quatrième circuits, respectivement.

[35] *Hanna, ibid* à la p 36; *Nazarian, ibid* à la p 31.

[36] Federal Energy Regulatory Commission, *2013 Report on Enforcement*, FERC Docket No AD07-

la manipulation du marché; (2) les violations graves des normes de fiabilité; (3) la conduite anticoncurrentielle et (4) la conduite menaçant la transparence des marchés réglementés. L'Office of Enforcement a entamé 24 nouvelles enquêtes sur des participants au marché (comparativement à 16 en 2012) et en a résolu 29 de plus sans action en justice, ni transaction, ni action officielle d'application de la réglementation.

Les cas d'application de la réglementation les plus importants de l'année résultent du pouvoir de la FERC d'intenter des poursuites en vertu de la *FPA* et de la *NGA* et d'imposer des sanctions civiles s'élevant jusqu'à 1 million de dollars par jour dans des cas de manipulation du marché et de fraude[37]. Ces cas sont décrits brièvement ci-dessous et sont exposés plus en détail dans l'édition de l'automne 2013 de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* (à l'exception de l'affaire *Lincoln Paper and Tissue LLC et al.*).

A. Barclays Bank PLC *et al.*

Le 16 juillet 2013, la FERC a imposé des sanctions civiles[38] totalisant 435 millions de dollars et une restitution de 34,9 millions de dollars à Barclays Bank PLC (Barclays). Elle a en outre infligé des sanctions civiles s'élevant à 18 millions de dollars à certains commerçants individuels qui auraient présumément manipulé des marchés d'énergie en Californie et dans ses environs entre 2006 et 2008. La sanction imposée à Barclays est la plus importante en son genre dans toute l'histoire de l'organisme. Barclays et les commerçants individuels ont nié les allégations de la FERC et ont choisi de contester les sanctions devant un tribunal fédéral.

Le 9 octobre 2013, la FERC a présenté une requête d'ordonnance à la Cour de district fédéral de l'est de la Californie dans le but de confirmer les estimations des sanctions imposées à Barclays et aux commerçants individuels. Le 16 décembre 2013, Barclays et les commerçants individuels ont réagi en déposant une motion visant à révoquer[39] la requête de la FERC. La motion soulève de nombreuses questions juridiques importantes à propos du pouvoir de la FERC de faire respecter la réglementation sur les marchés de l'électricité. Par exemple, la motion souligne que la FERC n'a pas la compétence nécessaire pour réglementer les transactions concernées étant donné qu'il s'agissait d'opérations à terme sur marchandises relevant de la compétence exclusive de la *Commodity Futures Trading Commission* (CFTC) en vertu de la *Commodity Exchange Act*. En outre, les opérations n'ont pas donné lieu à une livraison physique ou au transport d'électricité, ce qui, selon les requérants, est nécessaire pour que l'affaire relève de la compétence dont dispose la FERC en vertu de la *FPA*. La motion fait également valoir que les transactions concernées n'étaient ni manipulatrices ni frauduleuses, car elles ont été réalisées entre parties consentantes sur un marché libre et transparent, et que les commerçants individuels ne pouvaient être tenus responsables de manipulation, car la *FPA* interdit seulement aux « entités » (et non aux personnes physiques) de se livrer à la manipulation. Dans sa réaction, la FERC conteste ces positions. Le tribunal n'a pas encore rendu de jugement concernant la motion[40]. Une décision défavorable à la FERC sur l'une ou l'autre de ces questions pourrait restreindre considérablement son pouvoir d'application de la réglementation.

B. J.P. Morgan Ventures Energy Corporation

Le 31 juillet 2013, la FERC a approuvé une transaction[41] avec J.P. Morgan Ventures Energy Corporation (JPMVEC) prévoyant des sanctions civiles de 285 millions de dollars et une restitution de 125 millions de

---

13-006 (21 novembre 2013), en ligne : FERC <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2013/11-21-13-enforcement.pdf>.

[37] Voir 16 USC § 824v(a) (2012); 15 USC § 717c-1 (2012).

[38] *Barclays Bank PLC,* 144 FERC ¶ 61041 (2013).

[39] Notice of Motion and Motion to Dismiss, *FERC v Barclays Bank PLC,* No 2:13-cv-02093-TLN-DAD (ED Cal) (16 décembre 2013).

[40] La FERC a déposé un dossier s'opposant à la demande de rejet de Barclays et des négociants individuels le 14 février 2014. Voir Petitioner's Opposition to Respondents' Motion, *FERC v Barclays Bank PLC*, No 2:13-cv-02093-TLN-DAD (ED Cal) (14 février 2013).

[41] Dans *re Make-Whole Payments & Related Bidding Strategies*, 144 FERC ¶ 61,068 (2013).

dollars. La transaction a permis de résoudre les allégations selon lesquelles la JPMVEC aurait manipulé certains marchés énergétiques en Californie et dans le *Midwest* entre 2010 et 2012. Dans l'attente de l'issue de l'affaire Barclays, la transaction entre la FERC et JPMVEC demeure la sanction civile la plus importante imposée par la FERC et payée par le sujet d'une enquête sur l'application de réglementation.

C. BP America *et al.*

Le 5 août 2013, la FERC a sommé[42] la BP America Inc., la BP Corporation North America Inc., la BP America Production Company et la BP Energy Company (nom collectif : BP) de justifier les raisons pour lesquelles elles ne devraient pas être accusées d'avoir manipulé illégalement un marché de gaz naturel à Houston de septembre à novembre 2008 et ne devraient pas se voir fixer des sanctions totalisant 28 millions de dollars et une restitution de 800 000 dollars pour profits illicites. Le 4 octobre 2013, BP a déposé une réponse niant tout acte répréhensible et demandant que la FERC révoque la procédure ou, à titre de solution de rechange, fixe la tenue d'une pleine audition de témoins devant un juge administratif dans les bureaux de l'organisme. La requête de BP est en instance devant la Commission.

D. Lincoln Paper and Tissue LLC *et al.*

Le 29 août 2013, la FERC a émis des ordonnances[43] fixant des sanctions civiles de 5 millions de dollars, de 7,5 millions de dollars et de 1,25 million de dollars à, respectivement, *Lincoln Paper and Tissue LLC* (Lincoln), *Competitive Energy Services, LLC* (CES) et Richard Silkman (Silkman), associé directeur de CES. La FERC prétend qu'ils ont manipulé la réaction de la demande des marchés des exploitants indépendants de réseau de la Nouvelle-Angleterre[44]. Les ordonnances demandaient également une restitution de profits illicites d'environ 380 000 dollars à Lincoln et de 170 000 dollars à CES. Chaque ordonnance concluait principalement que les parties visées avaient imaginé et exécuté des plans frauduleux pour encaisser des paiements liés à la réaction de la demande sans vraiment réduire la consommation d'électricité du réseau. Selon la FERC, les parties visées ont encaissé de tels paiements en gonflant frauduleusement la base de référence de la charge[45] et en proposant à maintes reprises des réductions de charge au cours vendeur minimum afin de maintenir des bases de référence gonflées. La FERC a jugé que Lincoln, CES et Silkman ont effectué des achats d'énergie non économiques ne servant aucune fin commerciale légitime et visant à augmenter les paiements liés à la réaction de la demande, lesquels n'auraient jamais été encaissés sans les transactions non économiques. La FERC a également accusé la *Rumford Paper Company* (Rumford) d'une conduite similaire, mais cette dernière a conclu un règlement[46] avec l'organisme fédéral.

Le 2 décembre 2013, la FERC a déposé des requêtes[47] à la Cour de district fédéral du Massachusetts visant à obtenir des ordonnances confirmant l'imposition de sanctions à Lincoln, CES et Silkman. La FERC a sollicité cette mesure réparatoire à la Cour fédérale du district alors que les parties visées n'avaient pas payé les sanctions dans les 60 jours alloués. Le tribunal peut confirmer, modifier

---

[42] *BP America Inc.*, 144 FERC ¶ 61,100 (2013).

[43] *Lincoln Paper & Tissue, LLC*, 144 FERC ¶ 61,162 (2013); *Competitive Energy Servs., LLC*, 144 FERC ¶ 61,163 (2013); *Richard Silkman*, 144 FERC ¶ 61,164 (2013).

[44] « Réaction de la demande » fait référence à une réduction de la consommation d'électricité par les consommateurs par rapport à leur consommation anticipée en réaction à une augmentation du prix de l'électricité ou à des paiements incitatifs conçus pour entraîner une baisse de la consommation d'électricité.

[45] La « base de référence » représente un estimé du niveau de consommation d'électricité anticipé d'un client. La base de référence est utilisée pour mesurer l'importance de la réaction de la demande (c.-à-d. la réduction de la consommation électrique) acheminée au réseau.

[46] Voir *Rumford Paper Co.*, 142 FERC ¶ 61,218 (2013).

[47] Requête pour la confirmation d'une ordonnance de la Federal Energy Regulatory Commission, le 29 août 2013. Ordonnance imposant une sanction civile à Lincoln Paper and Tissue, LLC, *FERC v Lincoln Paper &Tissue, LLC*, No

ou annuler l'ordonnance de la FERC, soit en totalité ou en partie[48]. La mesure d'application de la réglementation que la FERC a imposée à Lincoln, à CES et à Silkman, de même que le règlement avec Rumforf, montrent que l'organisme a augmenté sa vigilance à l'égard du comportement des participants au marché en ce qui a trait aux programmes de réaction de la demande au cours des dernières années[49].

VI. Faits nouveaux concernant la CFTC et la *Dodd-Frank Act*

La mise en œuvre des vastes réformes dérivées de la CFTC conformément à la *Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act (Dodd-Frank Act)* s'est poursuivie en 2013. Gary Gensler, qui a fait objet à la fois de louanges et de consternation en raison de son rôle d'architecte d'un grand nombre de ces réformes, a démissionné de son poste de président de la CFTC au début de janvier 2014, non sans avoir établi la plupart des vastes réformes dérivées de la *Dodd-Frank Act* restantes ou en avoir jeté les bases. Certains des principaux faits nouveaux survenus en 2013 liés à la *Dodd-Frank Act* et ayant une incidence sur les entreprises énergétiques sont décrits ci-dessous.

A. Limites de position

La CFTC a poursuivi son projet de mise en place de limites de position spéculatives fédérales, qui représente un enjeu essentiel pour de nombreuses entreprises énergétiques, en proposant de nouveau des règles en matière de limites de position[50] en novembre 2013, lesquelles avaient été annulées, pour des motifs de procédures, par un tribunal fédéral en septembre 2012. La nouvelle proposition renferme un plus grand nombre de raisons d'imposer des limites fédérales que la précédente et des règles considérablement semblables à celles annulées en ce qui concerne la prescription de limites d'échéance restreintes ou non au mois en cours pour 28 contrats à terme sur marchandises physiques des secteurs de l'agriculture, de la métallurgie et de l'énergie et pour les contrats à terme, contrats à option et échanges financiers équivalents sur le plan économique. Comme les règles annulées, la proposition dispenserait également des limites pour certaines positions d'arbitrage énumérées à la suite d'une soumission de demandes précises à la CFTC. Cette dernière a également proposé de nouveau des règles d'agrégation[51] qui s'apparentent grandement (et dans certains cas, apportent une plus grande souplesse) aux règles proposées en mai 2012. Certains ont critiqué sévèrement les nouvelles limites de position et règles d'agrégation proposées, car elles ne contribuent pas suffisamment à minimiser les obligations des participants commerciaux au marché, en particulier, les participants aux marchés à terme pour des raisons commerciales. Reste à savoir si la CFTC sera ouverte à de telles critiques, et si et quand elle adoptera des règles finales en matière de limites de position et de règles d'agrégation.

B. Guide transfrontalier

En juillet 2013, la CFTC a publié le très attendu, et peut-être tout aussi controversé, guide[52] sur l'application transfrontalière des dispositions sur les échanges financiers de la *Dodd-Frank Act*. Comme c'est le cas pour d'autres utilisateurs finaux aux États-Unis, le

---

1:13-cv-13056-DPW (D Mass) (2 décembre 2013); Requête pour la confirmation d'une ordonnance de la Federal Energy regulatory Commission, le 29 août 2013; Ordonnance confirmant une sanction civile à Richard Silkman et le Competitive Energy Services, LLC, *FERC v Silkman*, No1:13-cv-13054-DPW (D Mass) (2 décembre 2013).

[48] Lincoln a déposé une motion visant à révoquer la requête de la FERC le 14 février 2014. Voir *Lincoln Paper and Tissue, LLC's Motion to Dismiss Complaint, FERC v Lincoln Paper & Tissue, LLC,* rôle No 1:13-cv-13056-DPW (2 décembre 2013). La motion plaide, entre autres, que la requête de la FERC est prescrite par un délai applicable et que la FERC n'a pas la compétence suffisante en ce qui a trait à la réaction de la demande. Le CES et Silkman ont également déposé une motion de révocation.

[49] Voir *Enerwise Global Techs. Inc.*, 143 FERC ¶ 61,218 (2013) (qui résout les allégations de manipulation du marché contre un fournisseur réagissant à la réaction de la demande et imposant des sanctions et des recours monétaires totalisant environ 1,3 million de dollars).

[50] *Position Limits for Derivatives*, 78 Rég féd 75680 (12 décembre 2013).

[51] *Aggregation of Positions*, 78 Rég féd 68946 (15 novembre 2013).

[52] *Interpretive Guidance and Policy Statement Regarding Compliance with Certain Swap Regulations*, 78 Rég féd 45292 (26 juillet 2013).

guide a des répercussions sur les entreprises énergétiques affiliées à des entreprises établies à l'étranger. Il est l'aboutissement d'une série de publications de la CFTC, qui remontent à juillet 2012 et qui portent sur des questions transfrontalières, et décrit de façon générale les exigences de la *Dodd-Frank Act* s'appliquant aux échanges financiers avec une ou plusieurs entreprises situées à l'extérieur des États-Unis. Parmi les questions importantes qu'il aborde, le guide définit ce qu'est une « personne américaine » et traite de l'application des seuils et de l'analyse des opérateurs sur contrats d'échange et des principaux intervenants des échanges financiers, de l'applicabilité aux échanges financiers des exigences axées sur les transactions et les parties avec des personnes américaines ou non, des obligations des utilisateurs finaux non américains et non inscrits, et de la possibilité d'un système de conformité de remplacement. En décembre 2013, la CFTC a publié des déterminations de comparabilité offrant un système de conformité substitué à six territoires de compétence, mais ces déterminations étaient limitées et n'incluaient pas des exigences essentielles, telles que la compensation obligatoire, l'exécution de transaction obligatoire ou la déclaration réglementaire d'échanges financiers. Les groupes de l'industrie cherchent à invalider le guide au tribunal fédéral pour des motifs de procédure[53].

C. Protocoles d'entente entre la CFTC et la FERC

Le 2 janvier 2014, la CFTC et la FERC ont signé des « protocoles d'entente (PE)[54] » concernant certaines questions de chevauchement de compétences (PE sur les compétences) et d'échange d'informations relatives à la surveillance du marché et aux activités d'application de la réglementation (PE sur l'échange d'informations). Les PE ont été conclus près de trois ans après la date butoir prévue par la loi, soit par l'article 720 de la *Dodd-Frank Act*, réclamant que la CFTC et la FERC négocient de tels protocoles. Les deux organismes menaient leurs activités dans le cadre de protocoles d'entente datant de 2005, qui, de façon générale, traitaient de la collaboration au sujet de l'application de la réglementation, sans toutefois reconnaître explicitement l'éventualité de compétences se chevauchant.

La CFTC et la FERC se sont disputées au sujet de leur autorité sur les marchés de l'énergie au cours des dernières années, alors qu'elles ont élargi leurs activités d'application de la réglementation. Dans une cour d'appel fédérale, par exemple, la CFTC s'est ralliée à la partie visée par une enquête sur l'application de la réglementation menée par la FERC en contestant le pouvoir de cette dernière d'imposer une sanction civile de 30 millions de dollars pour une manipulation présumée du marché à terme du gaz naturel. En mars 2013, la cour s'est prononcée contre la FERC, concluant que la CFTC détient l'exclusivité du pouvoir de réglementer les marchés à terme en vertu de la *Commodity Exchange Act* (CEA)[55]. Certains pensaient que l'ordonnance du tribunal inciterait la CFTC et la FERC à mettre en place un PE sur les compétences peu après le jugement, mais les organismes ne sont pas arrivés à s'entendre sur un protocole d'entente avant la fin de 2013, et elles ont finalement évité de prendre une réelle position en ce qui a trait au PE sur les compétences.

VII. Le mandat de stockage énergétique de la California Public Utilities Commission

En octobre 2013, la California Public Utilities Commission (CPUC) a adopté de façon unanime le premier mandat de stockage énergétique aux États-Unis. Le mandat requiert que les trois services publics les plus

---

[53] Plainte, *Securities Indus. & Fin. Mkts. Ass'n v. CFTC*, No 13-cv-1916 (DDC) (4 décembre 2013), ECF No 1.

[54] *Memorandum of Understanding between the Federal Energy Regulatory Commission and the Commodity Futures Trading Commission* (2 janvier 2014), en ligne : FERC <https://www.ferc.gov/legal/mou/mou-ferc-cftc-jurisdictional.pdf>; *Memorandum of Understanding between the Federal Energy Regulatory Commission and the Commodity Futures Trading Commission* Regarding Information Sharing and Treatment of Proprietary Trading and Other Information (2 janvier 2014), en ligne : FERC <https://www.ferc.gov/legal/mou/mou-ferc-cftc-info-sharing.pdf>.

[55] Voir *Hunter v. FERC*, 711 F 3d 155 (DC Cir 2013).

importants de l'État appartenant au secteur privé, soit la *Pacific Gas and Electric Company*, la *Southern California Edison Company* et la *San Diego Gas and Electric Company*, ajoutent 1 325 gigawatt de stockage énergétique à leur réseau d'ici 2020. Les objectifs à atteindre sont les suivants : (1) optimisation du réseau en ce qui a trait entre autres à la fiabilité, à la réduction des périodes de pointe et au report de la modernisation du système de transport et de distribution; (2) intégration de l'énergie renouvelable et (3) objectif de la Californie de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80 % sous les niveaux de 1990 d'ici 2050[56].

Le mandat interdit également aux services publics de détenir plus de 50 % des projets de stockage qu'ils proposent, dans le but d'encourager le stockage commercial, les ressources énergétiques appartenant au client et d'autres arrangements qui pourraient s'avérer difficiles à introduire dans le cadre de réglementation actuel[57]. Afin d'atteindre l'objectif de 1 325 gigawatt, les services publics doivent prévoir une perte d'énergie au cours du processus de stockage énergétique de même que la capacité supplémentaire nécessaire pour combler cette perte.

Dans le cadre de ce mandat, la CPUC doit évaluer le rapport coût-efficacité du plan de stockage énergétique, mais le fardeau de la preuve incombe aux propriétaires[58]. La CPUC comptera d'abord sur des logiciels d'évaluation du stockage d'énergie conçus par l'*Electric Power Research Institute* et l'entreprise de consultation DNV KEMA afin d'établir ce rapport. La CPUC devra également harmoniser les technologies de stockage émergentes, notamment les batteries de polarisation de grilles, les systèmes d'énergie thermique et les projets de miniréseaux avec des mécanismes de marché et de réglementation adéquats pour évaluer le rapport coût-efficacité de ces technologies.

VIII. Réseau intelligent et respect de la vie privée

Ces dernières années, le réseau des États-Unis est devenu de plus en plus axé sur l'intelligence en raison de l'utilisation de technologies de pointe et des efforts déployés pour moderniser le réseau, ce qui a suscité des préoccupations concernant le respect de la vie privée et la sécurité du consommateur. En janvier 2012, l'Office of Electricity and Energy Reliability du DOE a organisé un groupe de travail dans le but de faciliter le dialogue entre les acteurs clés de l'industrie au sujet du respect de la vie privée et du réseau intelligent en pleine évolution. Par la suite, en février 2012, la Maison-Blanche a publié le *Consumer Data Privacy in a Networked World: a Framework for Protecting Privacy and Promoting Innovation in the Global Digital Economy* (rapport de la Maison-Blanche)[59]. Ce rapport proposait un processus à intervenants multiples afin d'élaborer des codes de déontologie volontaires ayant force exécutoire visant à insuffler de la confiance aux consommateurs à l'égard du respect de la protection de l'information, ainsi qu'une déclaration des droits relatifs au respect de la vie privée des consommateurs.

Le DOE et la *Federal Smart Grid Force* ont alors formé un groupe dans le but de faciliter un processus à intervenants multiples permettant de créer un code de déontologie volontaire pour les services publics et les tierces parties qui fournissent des services énergétiques aux consommateurs. Ce code aborde le respect de la vie privée pour ce qui est des données obtenues par les technologies du réseau intelligent. Par la suite, à l'occasion de la réunion du 22 novembre 2013, le *Smart Grid Task Force* a proposé un énoncé de mission dans le but : (1) d'encourager

---

[56] CPUC, *Proposed Decision of Commissioner Peterman, Decision Adopting Energy Storage Procurement Framework and Design Program,* ann A (17 octobre 2013), en ligne : CPUC <http://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M078/K912/78912194.PDF>.

[57] *Ibid* à la p 33.

[58] *Ibid* ann A, aux p 3, 7.

[59] White House, *Consumer Data Privacy in a Networked World: A Framework for Protecting Privacy and Promoting Innovation in the Global Digital Economy* (23 février 2012), en ligne : The White House <http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/privacy-final.pdf>.

l'innovation tout en protégeant le caractère privé des données du consommateur de façon appropriée et de fournir des services d'électricité et d'énergie fiables et abordables; (2) d'offrir aux clients un accès adéquat à leurs propres données et (3) d'éviter qu'une autorité de réglementation fédérale, d'État ou locale pertinente n'enfreigne ou ne remplace une loi, une réglementation ou une gouvernance.

Le code de déontologie volontaire traite des domaines suivants : (1) avis et sensibilisation; (2) gestion de l'entreprise et recours du client; (3) choix et consentement; (4) intégrité et sécurité et (5) accès aux données et participation. Il était destiné à s'appliquer aux services publics et aux tierces parties, et ces derniers étaient invités à l'adopter sur une base volontaire. L'énoncé de mission vise à ce que les services publics et les tierces parties envisagent d'adopter le code de déontologie volontaire dans sa totalité, même s'il peut y avoir des exceptions lorsque la réglementation d'un État ou d'une municipalité présente une démarche différente. L'énoncé de mission indique que le code de déontologie volontaire pourrait être très avantageux tant pour les parties ne faisant pas l'objet d'une réglementation établie par des autorités réglementaires pertinentes que pour les parties qui relèvent d'autorités réglementaires n'ayant pas imposé d'exigences pertinentes. Un rapport final a été proposé et devrait être disponible en 2014.

IX. Réaction de la demande et amélioration de l'évaluation et de la vérification

L'*Energy Policy Act of 2005*[60] (EPAct 2005) exige que la FERC produise un rapport d'évaluation des ressources en matière de réaction de la demande d'électricité et du taux de pénétration des compteurs avancés. L'*Energy Independence and Security Act of 2007*[61] s'appuie sur cette exigence en dictant à la FERC et au DOE de mener une évaluation nationale sur le potentiel de réaction de la demande et d'élaborer un plan d'action national sur la réaction de la demande.

La FERC a pris un certain nombre de mesures afin de s'assurer que les ressources axées sur la demande soient traitées de façon comparable dans les processus régionaux de planification du transport. L'ordonnance nº 890, qui compte parmi ces mesures, exige entre autres que les fournisseurs publics de services de transport tiennent compte, sur une base comparable, de tous les types de ressources dans leur planification du transport, y compris la réaction de la demande et l'efficacité énergétique. Par la présentation de son processus de conformité en réponse à l'ordonnance nº 1 000, la FERC a réaffirmé l'exigence de l'ordonnance nº 890.

La FERC est également intervenue pour s'assurer que la réaction de la demande concurrence sur un pied d'égalité avec d'autres ressources. En février 2013, la FERC a émis l'ordonnance nº 676-G, qui modifie sa réglementation de sorte à y intégrer par renvoi des normes de pratiques commerciales mises à jour adoptées par la *Wholesale Electric Quadrant of the North American Energy Standards Board* afin de classer différents produits et services axés sur la réaction de la demande et des produits axés sur l'efficacité énergétique offerts sur des marchés de gros organisés. Les normes exigent que chaque ERT et EIR aborde dans ses documents constitutifs les méthodes d'évaluation du rendement à utiliser pour les produits axés sur la réaction de la demande et l'efficacité énergétique[62].

Un rapport interne de la FERC paru en octobre 2013 résumait les nouvelles normes en matière d'efficacité énergétique adoptées dans l'ordonnance nº 676-G. Ce rapport mentionne que ces normes fournissent des critères qui permettront de soutenir l'évaluation et la vérification de produits et de services axés sur l'efficacité énergétique offerts sur des marchés d'électricité de gros organisés, de même que

[60] *Energy Policy Act of 2005*, Pub L No 109-58, § 1252(e) (3), 119 Stat 594 à la p 966 (2005).

[61] *Energy Independence and Security Act of 2007*, Pub L No 110-140, § 529, 121 Stat 1492 à la p 1664 (2007) (codifié tel que modifié à la *National Conservation Policy Act*, 42 USC §§ 8241, 8279).

[62] *Standards for Business Practices and Communication Protocols for Public Utilities*, 142 FERC ¶ 61,131 à P 1(2013).

des méthodes d'évaluation et de vérification satisfaisantes que les fournisseurs de ressources axées sur l'efficacité énergétique peuvent utiliser. Le rapport indique en outre que les normes procurent des critères permettant de déterminer le type de solution de base à utiliser dans différentes situations, comme la mise en place de nouveaux équipements et de processus à haut rendement énergétique ou le remplacement d'équipements désuets. Selon le rapport, les normes comprennent également des règles concernant les méthodes statistiques employées pour déterminer de manière précise les valeurs de réduction et les caractéristiques de l'équipement utilisé pour effectuer les évaluations et la validation des données[63]. Finalement, le rapport conclut que les normes permettront aux fournisseurs qui ont recours aux programmes d'efficacité énergétique et de réaction de la demande de participer plus facilement aux marchés d'électricité de gros organisés en réduisant le coût des transactions et en offrant à un plus grand nombre de clients l'occasion de participer à de tels programmes[64].

X. Crédits d'impôt pour l'énergie

Le crédit d'impôt pour la production dans le domaine des technologies éoliennes et autres énergies renouvelables a expiré à la fin de 2013. Cependant, en conformité avec l'*American Taxpayer Relief Act of 2012* (promulguée en janvier 2013), les projets admissibles qui étaient « en cours d'élaboration » avant le 1er janvier 2014 avaient la possibilité d'avoir droit au crédit d'impôt pour la production, ou encore au crédit d'impôt pour investissement dans le secteur de l'énergie. L'*Internal Revenue Service* a publié l'avis 2013-29 en avril 2013 et l'avis 2013-60 en septembre 2013, soulignant les critères requis pour qu'un projet soit considéré « en cours d'élaboration » et précisant, entre autres, qu'un changement au niveau de la propriété n'influençait pas l'admissibilité d'un projet aux crédits d'impôt.

Le 18 décembre 2013, le président du Senate Finance Committee, Max Baucus, District du Montana, a publié un document de travail concernant une loi qui changerait fondamentalement les incitatifs fiscaux en matière d'énergie aux États-Unis[65]. Les lois fiscales américaines comprennent plus de 40 incitatifs fiscaux liés à l'énergie, mais bien au-delà de la moitié d'entre eux ont une échéance à court terme, ce qui inquiète considérablement les investisseurs et les promoteurs souhaitant bénéficier de ces mesures.

Le sénateur Baucus propose d'adopter deux nouveaux crédits d'impôt non remboursables pour l'énergie et les carburants de transport propres. Plutôt que d'exiger des renouvellements réguliers, ces crédits seraient liés à la réduction de l'intensité des gaz à effet de serre dans les installations électriques et dans les carburants de transport aux États-Unis. Les crédits seraient offerts aux installations utilisant tout type de technologie, tant et aussi longtemps que les normes en matière d'émissions sont respectées.

Le crédit serait offert sous l'une ou l'autre de ces formes : (1) un crédit d'impôt pour production allant jusqu'à 2,3 cents par kilowattheure pour l'énergie ou jusqu'à 1 dollar par gallon pour les carburants de transport produits sur une période de dix ans ou (2) un crédit d'impôt pour investissement s'élevant jusqu'à 20 % du coût de production d'énergie ou de carburants de transport de l'installation. Fait à noter, le nouveau crédit d'impôt pour investissement réduirait le pourcentage du coût de production d'une installation admissible au crédit de 30 % à 20 %. Les entreprises pourraient choisir entre un crédit d'impôt pour la production et un crédit d'impôt pour investissement. Ces derniers seraient offerts pour une période d'au moins dix ans, mais ne seraient pas permanents. Toute installation produisant de l'électricité environ 25 % plus propre

---

[63] *FERC Staff Report, Assessment of Demand Response & Advanced Metering* (octobre 2013), en ligne: FERC <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2013/oct-demand-response.pdf>.

[64] *Ibid* à la p 2.

[65] Max Baucus, Senate Committee on Finance, *Energy Tax Reform Discussion Draft* (18 décembre 2013), en ligne: <http://www.finance.senate.gov/imo/media/doc/121813%20Energy%20Tax%20Reform%20Discussion%20Draft%20Language1.pdf>.

que la moyenne de toutes les installations productrices d'électricité serait admissible aux nouveaux crédits. La proposition tente de mettre en place le principe voulant que plus l'installation est « propre », plus le crédit sera important. Les nouveaux crédits pour les installations énergétiques ne seraient pas offerts aux installations mises en service avant le 1er janvier 2017. Cependant, après 2016, le crédit d'impôt pour investissement pourrait être demandé par les installations existantes qui entreprennent le captage de carbone et l'amélioration des technologies de séquestration réduisant au moins 50 % des émissions de dioxyde de carbone. Les crédits pour l'énergie propre seraient éliminés progressivement sur une période de quatre ans à la suite du déclin de 25 % de l'intensité des gaz à effet de serre provenant de la production électrique des États-Unis par rapport aux émissions de 2013.

Même si le sénateur Bacaus ne préside plus le *Senate Finance Committee*, il est prévu que son successeur, le sénateur Ron Wyden, District de Washington, examine attentivement le projet de loi.

XI. Coordination entre les industries du gaz et de l'électricité

En 2013, la FERC a poursuivi ses efforts visant à trouver des possibilités d'améliorer la coordination entre les industries du gaz naturel et de l'électricité[66]. La FERC s'est principalement concentrée sur la capacité de ces industries à communiquer et à échanger de l'information, qu'elle considère comme essentielle à leur exploitation efficace[67]. En juillet 2013, la FERC a publié une proposition de réglementation, sollicitant des commentaires sur les modifications réglementaires établies pour faciliter une « communication de grande qualité » entre les industries « de manière à s'assurer que les deux systèmes fonctionnent de façon sécuritaire et efficace pour le bien de leurs clients[68] ». En novembre, elle a adopté la proposition de règles sans modification[69]. La règle finale autorise explicitement les exploitants de gazoducs interétatiques et les exploitants de services de transport d'électricité à échanger de l'information opérationnelle non publique pour favoriser la fiabilité et l'intégrité de leurs réseaux[70]. Afin de prévenir la discrimination abusive et d'assurer la confidentialité de l'information échangée, la FERC a approuvé une règle de non-communication qui interdit aux destinataires de l'information échangée, conformément à la règle finale, de la divulguer à une entreprise affiliée ou à une tierce partie. La règle de non-communication n'influence pas les communications actuelles entre les entreprises de gazoducs interétatiques et intraétatiques, les entreprises locales de distribution et celles qui assurent la cueillette de données concernant les conditions qui ont des effets sur les débits de gaz échangés entre ces parties physiquement interconnectées, ni n'influe sur les communications entre les exploitants de système de transport et les fournisseurs d'électricité[71]. En réaction aux commentaires, la FERC a spécifié que la règle finale n'empêche pas les exploitants de service de transport d'électricité d'échanger de l'information opérationnelle non publique reçue d'une entreprise de gazoduc interétatique avec une entreprise locale de distribution, « si la communication d'information et des mesures de précaution appropriées visant à prévenir l'utilisation ou la divulgation inappropriée de l'information échangée sont autorisés séparément par la FERC. » À titre d'exemple d'une divulgation permise, la commission a cité une divulgation d'information par une EIR ou une ERT dans le cadre d'un dépôt de tarif conforme à l'article 205 de la FPA[72].

---

[66] Voir généralement *Coordination between Natural Gas and Electricity Markets*, FERC dossier No AD12-2-000.

[67] Voir *Order Directing Further Conferences and Reports*, 141 FERC ¶ 61,125 (2012).

[68] *Communication of Operational Information between Natural Gas Pipelines and Electric Transmission Operators*, 144 FERC ¶ 61,043 (2013).

[69] *Communication of Operational Information between Natural Gas Pipelines and Electric Transmission Operators*, 145 FERC ¶ 61,134 (2013), nouvelle audience en attente.

[70] *Ibid* aux para 1, 2, 7.

[71] *Ibid* aux para 7, 15, 16, 32 et n 27.

[72] *Ibid* au para 56.

XII. Politique de la FERC en matière d'attribution de capacité pour les nouveaux projets de transport électrique

En janvier 2013, la FERC a fait paraître un énoncé de politique final qui clarifie et parfait ses politiques existantes régissant l'attribution de capacité aux nouveaux projets de transport commercial et aux nouveaux projets de transport non titulaires basés sur les coûts et subventionnés par les participants[73].

Dans le cadre de la nouvelle politique, la FERC permet dorénavant les mesures suivantes :

- Sélection d'un sous-ensemble de clients (en n'utilisant aucun critère discriminatoire ou préférentiel abusif) par des promoteurs de transport commercial et négociation directe avec ces clients en vue de conclure une entente sur les tarifs et les modalités;
- Attribution de jusqu'à 100 % de la capacité de transport au moyen de négociations bilatérales uniquement après que les promoteurs aient : (1) sollicité largement l'intérêt des clients éventuels à l'égard du projet et (2) démontré leur respect des critères du processus de demande de soumissions, de sélection et de négociation;
- Attribution de capacité à des sociétés affiliées lorsqu'elle est exercée d'une manière transparente adhérant à certaines garanties, notamment les invitations ouvertes à soumissionner.

L'énoncé de politique final n'a pas modifié les quatre facteurs appliqués par la FERC lorsqu'elle évalue des demandes provenant de promoteurs de transport commercial en ce qui a trait au pouvoir de négocier les tarifs : (1) équité et caractère raisonnable des tarifs; (2) possibilité de discrimination excessive; (3) possibilité de préférence indue, y compris une préférence à l'égard de sociétés affiliées et (4) exigences régionales en matière d'efficacité opérationnelle et de fiabilité[74]. Cependant, l'énoncé de politique final a réformé la façon dont la FERC analyse les deuxième et troisième facteurs. Ces derniers seront jugés satisfaits si les promoteurs de transport adhèrent aux lignes directrices présentées dans l'énoncé de politique final.

A. Processus d'invitation ouverte à soumissionner

Avant de négocier avec des clients éventuels du réseau de transport, les promoteurs doivent s'engager dans un processus d'invitation ouverte à soumissionner, plutôt que de satisfaire à l'exigence de « période d'ouverture » officielle précédente. Afin de se conformer à l'énoncé de politique final, les promoteurs doivent émettre un avis général pour que tous les clients éventuels et intéressés soient informés de la proposition de projet. Cet avis doit comprendre de l'information technique suffisante et les critères que le promoteur prévoit utiliser pour sélectionner des clients du réseau de transport (p. ex., leur cote de crédit, leur statut de « premier à entreprendre une démarche » et leur intention d'intégrer au contrat une clause de partage des risques que comporte le projet).

B. Démonstration postérieure à la sélection

La FERC continue d'exiger que les promoteurs de transport commercial dévoilent les résultats de leur processus d'attribution de capacité, bien qu'il sera dorénavant annoncé et exécuté conformément à l'article 205 de la *FPA*. Les promoteurs devront démontrer l'impartialité de leur processus en décrivant les critères de sélection des clients, les modalités de prix et toute modalité de partage des risques ayant servi de fondement pour choisir des clients du réseau de transport.

C. Projets non titulaires basés sur les coûts et subventionnés par les participants

La FERC a annoncé que son énoncé de politique finale s'applique également aux

[73] *Allocation of Capacity on New Merchant Transmission Projects and New Cost-Based, Participant-Funded Transmission Projects, and Priority Rights to New Participant-Funded Transmission*, 142 FERC ¶ 61,038 (2013).

[74] Voir *Chinook Power Transmission, LLC*, 126 FERC ¶ 61,134 à la p 37 (2009).

nouveaux projets de transport non titulaires, basés sur les coûts et subventionnés par les participants. Cependant, elle a reconnu les différences entre les projets de transport commercial et a affirmé qu'elle réviserait le tarif de transport et les modalités, notamment tout rendement des capitaux propres convenus, pour les projets de transport non titulaires, basés sur les coûts et subventionnés par les participants, afin de s'assurer qu'ils répondent aux précédents en matière de service de transport basé sur les coûts.

D. Projets titulaires basés sur les coûts et subventionnés par les participants

La FERC a également annoncé qu'elle ne modifie pas son évaluation au cas par cas des demandes de projets de transport basés sur les coûts et subventionnés par les participants provenant de fournisseurs de services de transport titulaires. Les fournisseurs titulaires sont définis comme ceux qui disposent d'un ensemble d'obligations existantes clairement définies dans le cadre de leurs tarifs de libre accès au réseau de transport en ce qui a trait au nouveau développement dans le domaine du transport, notamment la participation à des processus de planification régionaux et l'attente pour le traitement des demandes de service de transport. Ainsi, l'énoncé de politique final n'influence pas le développement du réseau de transport des fournisseurs titulaires dans le but de servir la charge locale.

XIII. Réglementation des pipelines d'éthane

Le 31 décembre 2013, la FERC a rendu une ordonnance[75] affirmant sa compétence sur un projet de pipeline d'éthane interétatique, malgré la garantie que l'éthane transporté serait destiné à des fins agricoles et non énergétiques. Même si la compétence de la FERC sur le pipeline d'éthane constituait une première interprétation, le raisonnement de l'ordonnance a peut-être plus d'importance qu'il n'y paraît. La FERC a indiqué qu'à l'avenir, il est probable qu'elle considère sa compétence avec souplesse en se basant sur l'utilisation *possible* des matières transportées plutôt que sur leur utilisation prévue ou même probable.

Williams Olefins Feedstock Pipelines, LLC (Williams) avait déposé une demande auprès de la FERC visant à rejeter la compétence de cette dernière sur son projet de pipeline *Williams Bayou Ethane Pipeline* (Ethane Pipeline). Williams signalait que l'Ethane Pipeline transporterait de l'éthane liquide pur à des usines pétrochimiques et à des installations de stockage au Texas et en Louisiane. Elle a affirmé que l'éthane serait utilisé comme matière première pour produire de l'éthylène, non pas du carburant. Dans ce contexte, Williams a demandé à la FERC d'évaluer le « caractère unique » de l'Ethane Pipeline en appliquant ce que William prétendait être « l'examen traditionnel » de la FERC en matière de compétence, c'est-à-dire établir si le produit transporté remplit une fonction énergétique, plutôt que de servir de matière première.

La FERC a rejeté la requête de Williams qualifiant sa description de l'examen de compétence d'« incomplète ». Elle a d'ailleurs défini la nature de l'examen, c'est-à-dire déterminer si le produit transporté est un hydrocarbure d'origine naturelle utilisé ou pouvant être utilisé à des fins énergétiques, plutôt que de servir uniquement de matière première non énergétique. La FERC a affirmé que l'éthane est un hydrocarbure d'origine naturelle composé d'énergie thermique pouvant être utilisé comme carburant et étant généralement mélangé avec du gaz à faible pouvoir calorifique, dans le but d'en augmenter la teneur énergétique et de le transformer en carburant commercialisable. La FERC a également indiqué que l'éthane est actuellement utilisé à des fins énergétiques et le sera pour de futurs projets énergétiques, comme en témoignent certaines soumissions de projets d'entreprises visant à agrandir des terminaux de GNL afin de permettre les exportations de certains types de propane à l'étranger. La FERC a jugé que ces utilisations énergétiques actuelles et éventuelles d'éthane ont justifié l'exercice de sa compétence sur l'Ethane Pipeline.

S'adressant à un public plus large, la FERC

[75] *Williams Olefins Feedstock Pipelines, LLC*, 145 FERC ¶ 61,303 (2013).

a mentionné qu'elle « ne renoncera pas à sa compétence sur le transport interétatique d'éthane en se basant sur une affirmation de la part d'un requérant concernant l'usage final prévu de l'éthane ». La FERC a indiqué que le pipeline ne contrôle pas l'utilisation des produits transportés et que l'usage de ces produits peut changer. Étant donné ces réalités, la FERC a affirmé que le fait de fonder une compétence sur l'usage final prévu des produits transportés pourrait « morceler » le réseau pipelinier alors que certains pipelines seraient réglementés par la FERC et d'autres pas.

XIV. Règle d'application de la sécurité de la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration

Le 25 septembre 2013, la *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA) a rendu publique une règle finale modifiant ses procédures administratives pour le programme de sécurité des pipelines[76]. Les modifications sont entrées en vigueur le 25 octobre 2013 et sont destinées à remplir certains mandats de la *Pipeline Safety, Regulatory Certainty, and Job Creation Act of 2011 (Pipeline Safety Act)*[77].

La *Pipeline Safety Act* a obligé la PHMSA à mettre sur pied une réglementation qui : (1) nécessite la convocation d'audiences devant un « président d'assemblée »; (2) assure l'évaluation accélérée des ordonnances de mesures correctives dans les cas où une installation pipelinière est considérée dangereuse pour la vie, la propriété ou l'environnement; (3) crée une division des fonctions entre le personnel de l'organisme qui s'acquitte des tâches liées aux enquêtes et aux poursuites et celui qui est responsable de décider l'issu des cas et (4) interdit les communications ex parte avec ces décideurs[78]. La *Pipeline Safety Act* a doublé le montant maximum des sanctions civiles que la PHMSA peut imposer dans le cadre de mesures fédérales d'application de la loi à 200 000 dollars par jour[79] et a octroyé un pouvoir supplémentaire à la PHMSA pour mettre à exécution les exigences en matière de plans d'intervention pour les installations côtières de la *Oil Pollution Act of 1990*[80].

La règle finale de la PHMSA abordait chacune de ces questions. Entre autres choses, elle a : (1) mis en place une nouvelle disposition permettant l'imposition de sanctions civiles administratives à quiconque entrave l'exécution d'une enquête ou d'une inspection de sécurité d'un pipeline; (2) précisé le matériel à fournir dans le dossier d'une mesure d'application; (3) mis en œuvre les mandats de la *Pipeline Safety Act* concernant la division des fonctions et les interdictions de communication *ex parte*; (4) prorogé la procédure d'application de la loi de la PHMSA pour les violations présumées des exigences de la *Oil Pollution Act of 1990* en matière de plans d'intervention pour les installations côtières; (5) défini les pouvoirs et les obligations du président d'assemblée et (6) augmenté le montant maximum des sanctions civiles en cas de violations des exigences de sécurité[81]. ■

---

[76] *Pipeline Safety: Administrative Procedures; mises à jour et corrections techniques*, 78 Rég féd 58897 (2013) (tel que codifié à 49 CFR points 190, 192, 193, 195, et 199).

[77] *Pipeline Safety, Regulatory Certainty, and Job Creation Act of 2011*, Pub. L. nº 112-90, 125 Stat. 1904 (tel que codifié à 49 USC§§ 60101-60138).

[78] *Ibid* § 20, 125 Stat 1916.

[79] *Ibid* § 2(a), 125 Stat 1905.

[80] *Ibid* § 10, 125 Stat 1912.

[81] Voir généralement, 78 Rég féd 58897 à la p 58899-12.

LOI SUR L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO : ÉLECTRICITÉ

par Clark, Ron W., Stoll, Scott A., et Cass, Fred D.
Markham: LexisNexis Canada, 2012

*Révisé par Helen T. Newland**

Ce livre comporte un sondage complet de plus de 600 pages, présenté en neuf chapitres, sur le secteur de l'électricité de l'Ontario. Bien que ce livre décrive l'évolution de l'industrie en Ontario au cours du siècle dernier, il s'oriente principalement sur les développements de la décennie, suivant le texte législatif de la Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie qui consistait à restructurer Ontario Hydro, propriété de l'État, dans le cadre d'un plan plus important visant à évoluer vers un marché d'électricité concurrentiel. Les trois coauteurs, Ron Clark, Scott Stoll et Fred Cass, sont des avocats ayant exercé presque exclusivement dans le domaine de l'énergie pour l'ensemble de leur carrière.

Un tiers du livre (200 pages) porte sur la production d'électricité. Cette section comprend une description détaillée des technologies qui soutiennent le panier d'énergies de l'Ontario (nucléaire, fossile, renouvelable); des exposés de faits sur le régime de permis de producteur de la Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB) et sur les exigences de la règle du marché de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (IESO); des débats concernant le rôle de l'*Ontario Power Generation* (OPG) et de l'*Ontario Power Authority* (OPA). À la lumière du travail de M. Clark pour l'OPA, il n'est pas étonnant que plus de 150 pages soient dédiées aux diverses initiatives en matière d'approvisionnement énergétique de l'OPA, en commençant par l'acquisition concurrentielle de 2 500 MW de production propre et par des projets axés sur la demande en 2004. Cette section comprend des résumés utiles sur les dispositions clés des contrats d'achat d'électricité pour chacune de ces initiatives, notamment les contrats d'approvisionnement en énergie renouvelable (AER), les contrats d'offre standard en matière d'énergie renouvelable et les diverses itérations des contrats de tarifs de rachat garantis (TRG).

Le reste du livre consiste en cinq chapitres qui portent sur : les marchés de l'électricité et l'exploitation du réseau, la distribution, le transport, la conservation et la gestion de la demande, et la conformité et l'exécution, respectivement. Aucun de ces sujets n'est abordé en détail. Ces chapitres présentent plutôt des survols généraux de cadres juridiques et politiques et d'exigences réglementaires sous-jacents.

Seules deux sphères émergentes sont abordées dans ce livre : le stockage de l'électricité et les possibilités et les pièges associés au déploiement d'envergure des compteurs intelligents. Ces deux sujets justifient un débat plus poussé. Le stockage de l'électricité est de plus en plus perçu comme un outil utile pour examiner les fluctuations de l'approvisionnement en électricité et les niveaux de demande. Il aurait été pratique d'ouvrir un débat sur la manière

---

* Helen T. Newland, associée, et Nalin Sahni, collaborateur, Dentons Canada S.E.N.C.R.L.

dont l'acquisition de technologies de stockage en électricité pourrait s'intégrer au cadre réglementaire actuel. Les compteurs intelligents recueillent un large éventail de données sur la consommation des clients et par conséquent, sur leurs comportements. Du point de vue du consommateur, ceci peut soulever des préoccupations sur le respect de la vie privée si l'information est utilisée de façon abusive. Cependant, sur une base globale, la vente de telles données pourrait générer des revenus supplémentaires et potentiellement, équilibrer les tarifs de distribution croissants. Un débat sur ces questions aurait été utile et d'actualité.

Ce livre est davantage une étude étalée sur dix ans sur le secteur de l'électricité de l'Ontario qu'un guide de référence détaillé et actuel. En effet, certaines parties sont déjà obsolètes. Par exemple, ce livre ne couvre pas le changement pour le processus fédéral d'évaluation environnementale de 2012, les modifications fondamentales au programme de TRG effectuées au début de l'année 2013 ou la décision récente de l'OEB sur le premier processus concurrentiel de l'Ontario visant à choisir un promoteur pour élaborer un projet de transport à grande échelle. Pour ces raisons, bien que ce livre puisse s'avérer utile aux lecteurs qui ne sont pas familiarisés avec le secteur de l'électricité de l'Ontario et qui souhaitent entrer « dans la course » rapidement et relativement sans effort, comme les avocats fraîchement diplômés, il sera moins utile pour les avocats et les consultants expérimentés qui connaissent déjà les marchés énergétiques de l'Ontario. ■

LET THE EASTERN BASTARDS FREEZE IN THE DARK: THE WEST VERSUS THE REST SINCE CONFEDERATION

par Mary Janigan
Toronto, Alfred A. Knopf Canada, 2012

*Sean Conway**

L'ascension du Parti réformiste dans les années 1990, suivi par le triomphe du gouvernement conservateur Harper, indique que l'Ouest canadien joue aujourd'hui plus que jamais dans toute l'histoire de notre nation, un rôle fondamentalement différent en matière d'affaires nationales. Selon plusieurs Canadiens des régions du centre et de l'Est qui ont longtemps tiré les ficelles du gouvernement fédéral à Ottawa, « l'Ouest de demain » sera désormais au premier plan.

Les relations entre l'Ouest canadien et le reste du pays sont le sujet d'un nouveau livre prestigieux et coloré, de la plume d'une auteure figurant parmi les plus remarquables au Canada, Mary Janigan. Son livre *Let the Eastern Bastards Freeze in the Dark: The West Versus the Rest Since Confederation* relate la longue et ardue campagne qu'ont livrée le Manitoba, la Saskatchewan et l'Alberta pour obtenir un plein contrôle de leurs terres de propriété publique et de leurs ressources naturelles. Aussi surprenant que cela puisse paraître pour les Canadiens des temps modernes, ces trois provinces des Prairies n'ont pas adhéré à la confédération sous les mêmes conditions que les autres provinces.

En 1869, le tout nouveau Dominion du Canada avait acquis de la Compagnie de la Baie d'Hudson le vaste territoire connu sous le nom de Terre de Rupert pour la somme de 300 000 livres. Pour le Canada, cette transaction représentait l'équivalent de l'achat de la Louisiane en 1803 lors duquel Thomas Jefferson s'est procuré la moitié d'un continent des mains de Napoléon Bonaparte. L'acquisition de la Terre de Rupert constituerait après tout l'assise territoriale pour les futures provinces du Manitoba, de la Saskatchewan et de l'Alberta. Évidemment, aucun habitant de la Terre de Rupert n'a été consulté au sujet de cette transaction, ni ne comprenait l'impact que pouvaient avoir ces nouvelles dispositions canadiennes sur leur mode de vie traditionnel dans les grandes plaines. Ottawa voulait un « pont terrestre » vers le littoral du Pacifique pour unir le Canada d'un « océan à l'autre » et pour garantir les terres sur lesquelles serait construit un chemin de fer du Pacifique dans un espace pancanadien.

Parmi les diverses forces de son récit, Janigan décrit très bien la vision du gouvernement fédéral de l'édification du pays et de la manière dont cet état d'esprit se heurtait aux réalités régionales de l'Ouest du Canada. Au début

---

* Sean Conway est actuellement chercheur invité au Centre de Ryerson de l'énergie en milieu urbain (Ryerson Centre for Urban Energy) et un conseiller en politique publique à Gowlings. Conway a également servi en tant que député libéral à l'Assemblée législative de l'Ontario de 1975 à 2003.

de la confédération, le nouveau gouvernement fédéral d'Ottawa avait de grands projets, mais peu d'argent. La terre de l'Ouest nouvellement acquise constituait une source monétaire grâce à laquelle Ottawa pouvait payer son transport public et ses politiques de colonisation. L'entente de la Terre de Rupert était à peine signée qu'il y eut un affrontement entre les Métis de la vallée de la rivière Rouge et les inspecteurs et colonisateurs canadiens souhaitant s'approprier des terres qui ne démontraient que peu ou pas de respect pour les titres de bien-fonds des Métis. Bientôt, survint une rébellion dans ce qui allait devenir aujourd'hui le Manitoba, et Louis Riel devint le premier d'une longue série de défenseurs de l'Ouest à protester contre le comportement indifférent du gouvernement fédéral à Ottawa. Il condamnait l'attitude condescendante et les méthodes confiscatoires adoptées par le gouvernement fédéral envers les besoins légitimes de ces collectivités des Prairies qui se développaient rapidement.

En 1905, peu de temps avant la création des provinces de la Saskatchewan et de l'Alberta, le premier ministre des Territoires du Nord-Ouest, Frederick Haultain, s'est plaint avec amertume à l'endroit du ministre de l'Intérieur du gouvernement de Laurier, Clifford Sifton, en affirmant : « toutes nos recettes publiques servent à augmenter le Fonds du revenu consolidé du Canada, notre domaine public est exploité à des fins purement fédérales et nous n'avons pas l'autorisation de tracer notre avenir ». Haultain, élégant mais parfois coléreux, a expliqué aux autorités fédérales que « l'Ouest voulait des droits égaux aux autres provinces et voulait le contrôle de ses terres ainsi que de ses ressources dans l'Ouest, par l'Ouest et pour l'Ouest. Cette région a demandé une compensation pour les terres et les ressources qu'Ottawa avait déjà utilisées à des fins purement fédérales ». Clifford Sifton a catégoriquement rejeté cette perspective « locale.» sur le transfert des ressources aux provinces de l'Ouest. Pourtant, l'ironie du sort a voulu que le frère aîné de Sifton, Arthur, devienne le premier ministre de l'Alberta défendant ainsi le point de vue de Haultain devant le gouvernement fédéral.

Le plus extraordinaire dans le récit de Janigan est à quel point « le reste du Canada » considérait « que l'on avait acheté l'Ouest de manière juste et honnête » et qu'il ne pourrait y avoir de transfert de terres et de ressources à ces nouvelles provinces comme l'Alberta et la Saskatchewan, sans l'autorisation des autres provinces. Janigan insiste sur le fait que les habitants des provinces maritimes étaient particulièrement hostiles quant à l'idée d'un traitement égal pour l'Ouest. En 1914, le vénérable George Murray, qui fut longtemps premier ministre libéral de la Nouvelle-Écosse, a écrit à son collègue, le premier ministre conservateur néo-écossais, Robert Borden, en disant que « les provinces de l'Ouest n'étaient pas propriétaires de leurs ressources et qu'Ottawa avait, à juste titre, conservé le contrôle en raison des responsabilités très importantes en matière de développement comme l'immigration, pour lesquelles le gouvernement fédéral avait dû dépenser si généreusement ». En outre, le premier ministre de la Nouvelle-Écosse a déclaré que les provinces de l'Ouest qui protestaient recevaient « de très généreuses » subventions fédérales, surtout en comparaison avec celles des provinces maritimes.

Les réunions fédérales-provinciales portant sur la question des terres et des ressources de l'Ouest ont généralement fait ressortir le pire du leadership politique canadien. Janigan offre une description détaillée de la conférence tenue à Ottawa peu de temps après la fin de la Première Guerre mondiale, en novembre 1918. L'auteure brosse le tableau de cette conférence à la fois colorée et controversée en rappelant au lecteur que l'Ouest avait contribué à l'effort de guerre de façon bien plus dominante par rapport à son influence régionale dans la confédération. Cet appui dans l'effort de guerre n'a eu que peu d'importance étant donné que la « bande des trois », les premiers ministres du Manitoba, de la Saskatchewan et de l'Alberta, a affronté le pouvoir en première ligne du Cabinet fédéral, le ministre des Finances, Thomas White, et le ministre de l'Intérieur, Arthur Meighen, qui avaient apporté un large éventail d'études analytiques sur les problèmes à régler.

Presque aussitôt, la conférence s'est transformée en bourbier intergouvernemental lorsqu'Ottawa a révélé qu'il n'avait pas d'argent pour atténuer les difficultés et, en outre, le gouvernement

fédéral ne ferait aucune concession aux dirigeants des Prairies sans le consentement des autres premiers ministres. La bande des trois, soutenue par le « sage mais fruste » premier ministre de la Colombie-Britannique, « l'honnête John » Oliver, était verte de rage étant donné la tournure que prenaient les événements. Ses membres n'allaient pas permettre que leurs seules revendications de justice et d'équité soient associées à d'autres réclamations indépendantes découlant des relations fédérales-provinciales. Ils ont juré de ne jamais oublier le mauvais traitement qu'ils ont subi au cours de cette semaine de novembre. Alors que la paix revenait dans le monde, une révolte agraire et des conflits de travail étaient sur le point d'éclater dans l'Ouest du Canada.

Toute personne se souvenant de ces réunions indisciplinées des premiers ministres de l'époque Trudeau reconnaîtra certainement ce texte. Par contre, pour un Canadien de l'Ouest lisant *Let the Eastern Bastards Freeze in Dark*, la résistance du reste du Canada à l'égard d'une requête sincère de justice et d'équité de la part des gens originaires de l'Ouest servira de rappel sur les tensions régionales dangereuses et déstabilisantes au sein de l'État fédéral canadien. Alors que Janigan observe avec regret mais de façon pertinente la fin de cette saga, « nos identités régionales ont presque englobé toute identité nationale » et « nos régions se définissent par leurs doléances ».

En fin de compte, l'homme qui a ouvert la voie pour enfin résoudre ce problème épineux fut William Lyon Mackenzie King. Après presque 70 ans de guerre entre « l'Ouest » et « le reste du Canada », King a négocié avec prudence, vers 1930, un accord avec les trois provinces de l'Ouest. Mackenzie King était un politicien qui, selon Janigan, « considérait les compromis comme une vertu évangélique ». Durant plusieurs années au cours des années 1920, « il a flatté, encombré, charmé et fait chanter ses collègues premiers ministres ». King, qui était habile et patient, agissait de la sorte, car lui et ses homologues fédéraux ont fini par comprendre que le gouvernement fédéral payait maintenant plus pour la gestion des ressources de l'Ouest que ce qu'il recevait en redevances et autres revenus.

Le fait que King ait décidé de concilier et de régler cet irritant du fédéralisme canadien était peu connu puisqu'il était en fait un membre du Parlement de la Saskatchewan. Il croyait fermement que le Parti libéral du Canada était un instrument favorisant l'unité nationale et reposant sur les deux piliers égaux, soit le Québec et la Saskatchewan. Par le passé, Mackenzie King, cet être exigeant, travaillait dans le domaine des relations patronales-syndicales et pour lui, la résolution finale de ces interminables échanges houleux concernant les terres et les ressources était « un miracle de la confédération » produit par la « divine Providence » et payé avec une grande générosité fédérale.

Cependant, en 1930, l'histoire ne connaît pas une fin heureuse; peu après, la Crise de 1929 répandait sa poussière, ses dettes et son désespoir dans l'ensemble de la région. Les gouvernements des Prairies « étaient ébranlés, démunis par le manque d'argent », et il est vite devenu apparent que « le contrôle des ressources n'avait pas créé de richesses instantanées ». Ironiquement, à la fin des années 1930, l'Alberta, désespérée, proposait à Ottawa de lui rendre une partie de ses droits de ressources récemment acquis en échange d'une protection du gouvernement fédéral contre le feu des terres et des forêts provinciales. « Heureusement pour l'Alberta », fait remarquer Janigan, « cette proposition n'a jamais vu le jour » et durant la décennie, l'essor de l'industrie pétrolière moderne avait déjà commencé grâce à une précieuse découverte à Leduc en 1947.

Au cours de l'année du centenaire du Canada, le premier ministre de l'Alberta, Ernest Charles Manning, a pu annoncer que sa trésorerie provinciale avait reçu 2,25 milliards de dollars en revenus pétroliers et gaziers depuis les premiers jours de Leduc en 1947. Ceci représentait, selon Janigan, « une importante somme inattendue » que peu de participants à cette désastreuse conférence fédérale-provinciale de novembre 1918 auraient pu imaginer. Toutefois, grâce à la persévérance des dirigeants antérieurs des Prairies, soit Riel, Haultain et Arthur Sifton, pour n'en nommer que trois, l'Ouest du Canada a finalement pu intégrer l'environnement tant espéré de la croissance durable et de la diversité économique.

Le livre Let The Eastern Bastards Freeze in the Dark est un récit bien relaté et documenté, à la fois dur et puissant. J'oserais imaginer que ce récit est presque entièrement inconnu et inimaginable aux yeux de la plupart des Canadiens aujourd'hui. Le concept de royaume pacifique et de terre juste et équitable du Canada est présenté sous un jour considérablement nouveau dans la thèse de Janigan. Il est clair que plusieurs personnes à l'est des limites de l'Ontario et du Manitoba avaient une image très différente du pays comparativement à celles qui habitaient la région des grandes plaines. Louis Riel n'était pas seul à protester quant « au genre de nation » que nous étions en train de créer avec notre confédération malhonnête.
Après la lecture de Janigan, d'une certaine manière, le Programme énergétique national au début des années 1980 prend un tout nouveau sens.

En effet, l'Ouest voulait vraiment être de la partie depuis très longtemps. Cependant, les actionnaires majoritaires historiques de la confédération canadienne ont déterminé que l'Ouest ne pourrait pas bénéficier de « l'égalité des conditions ». Mary Janigan nous rappelle dans ce récit fascinant que le Canada repose réellement sur un « équilibre très délicat » et que l'histoire du développement de nos ressources a souvent perturbé cet équilibre avec des conséquences à la fois négatives et persistantes. ■