PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 7, NUMÉRO 2 2019

RÉDACTEURS EN CHEF

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

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

SUPPORTERS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

COLLABORATEUR 2019

M. Francis Bradley, BA, MA, Chef de l'exploitation, Canadian Electricity Association

M. Bob Heggie, Directeur général, Alberta Utilities Commission

Mme Margaret M. Kim, BA, JD, Avocat, Bennett Jones, Toronto

M. Paul Kraske, BA, MSC, JD, Associé, Skadden Arps, Slate, Meagher & Flom, Washington DC

M. David MacDougall, BSC, LLB/MBA, LLM, Conseiller, McIness Cooper, Washington DC

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

M. Tim Pavlov, LLB, LLM, Avocat, Tory LLP, Toronto

M. Darrel H. Pearson, BSC, MBA, LLB, Associé, Leader du commercial international et de l'investissement, Bennett Jones, Toronto

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

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

M. Robert Warren, BA, BA, LLB, Associé, WeirFoulds LLP, Toronto

M. John Weekes, BA, Conseiller principal en affaires, Bennett Jones, Ottawa

Dr. Adonis Yatchew, BA, MA, PhD, Professeur, Rédacteur-en-chef, The Energy Journal, Toronto

M. Milosz Zemanek, BA, MBA, LLB, Associé, Torys LLP, Toronto

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie consiste à offrir une tribune pour des débats et des discussions sur des questions concernant les industries réglementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de réglementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés réglementées et des intervenants. Cette publication se veut équilibrée par rapport au traitement des différents dossiers. Les auteurs sont tirés d'une liste de personnes aux antécédents variés, reconnues comme des chefs de file dans le domaine des industries énergétiques réglementées et dont la contribution à cette publication exprimera leurs points de vue indépendants à l'égard de ces enjeux.

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

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 réglementation 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 selon 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 réglementation de l'énergie (www.energyregulationquarterly.ca).

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial 7
Rowland J. Harrison, c.r. et Gordon E. Kaiser

ARTICLES

L'histoire de deux modèles de marché: Quoi de neuf en Alberta? 9
Bob Heggie

L'affaire Avista ainsi que celle du raccordement électrique est-ouest et leurs répercussions sur la gouvernance du secteur de l'électricité en Ontario 13
Robert B. Warren

La CEO prend des mesures pour mettre en œuvre l'« analyse comparative fondée sur les activités et les programmes » 35
David Stevens

À l'encontre de l'intérêt public : les trois décennies de déférence de la ferc à l'égard de la consolidation du secteur de l'électricité 39
Scott Hempling

L'échelonnabilité transforme les industries énergétiques 43
Adonis Yatchew

COMMENTAIRES DE CAS

Conseils de l'Office national de l'énergie au ministre des Ressources naturelles sur l'optimisation des capacités pipelinière et ferroviaire pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien 55
Rowland J. Harrison, c.r.

RECENSIONS

THE PATCH: The People, Pipelines, and Politics of the Oil Sands, Chris Turner 59
Commenté par Rowland J. Harrison, c.r.

ÉDITORIAL

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

La restructuration du marché de l'électricité en Alberta, qui a débuté à la fin des années 1990, continue d'évoluer. Dans l'article principal de ce numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, « L'histoire de deux modèles de marché : Quoi de neuf en Alberta? », Bob Heggie discute de l'initiative actuelle visant à remodeler le rôle des forces du marché dans le marché de gros de l'électricité par l'introduction d'un marché de capacité administré, tandis que l'Alberta Utilities Commission examine si et comment les forces du marché peuvent être mises à contribution dans la fonction traditionnelle monopolistique des infrastructures de distribution. Au cœur de l'exercice se trouve la question éternelle de la règlementation économique : quels éléments fonctionnels du système peuvent être confiés à des marchés concurrentiels et lesquels doivent être considérés comme des fonctions monopolistiques? Heggie conclut que, quelque peu paradoxalement, « l'évolution en Alberta s'oriente vers l'introduction d'un contrôle plus central dans ce qui était autrefois une fonction intrinsèquement concurrentielle, tout en introduisant potentiellement des forces concurrentielles dans ce qui était une fonction intrinsèquement monopolistique ».

Le défi de bien définir le rôle du gouvernement dans la gouvernance du secteur de l'électricité fait également l'objet d'un article de Robert Warren intitulé « Les cas Avista et East-West Tie et leurs implications pour la régie du secteur de l'électricité en Ontario ». Selon Warren, ces deux cas[1] « ont mis en lumière une grave faiblesse dans la gouvernance du secteur de l'électricité en Ontario [et] illustrent non seulement les effets négatifs immédiats de l'ingérence du gouvernement dans des questions précises, mais aussi les dommages plus graves que le rôle du gouvernement cause à la gouvernance du secteur dans son ensemble ».

Entre-temps, la règlementation quotidienne du secteur de l'électricité se poursuit. Dans « OEB Takes Steps Towards Implementing "Activity and Program Based Benchmarking" » (la CEO prend des mesures vers la mise en œuvre de l'« analyse comparative axée sur les activités et les programmes »), David Stevens passe en revue le document de travail récemment publié par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Il note que, bien que le document de travail lui-même se limite à l'application de l'approche d'analyse axée sur les activités et les programmes aux distributeurs d'électricité, la CEO prévoit mettre en œuvre cette approche pour tous les services publics règlementés, y compris les distributeurs de gaz.

Dans « Incompatibilité avec l'intérêt public : les trois décennies d'égard de la FERC pour la consolidation des services d'électricité », Scott Hempling remet en question l'approche de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) concernant l'approbation des fusions et des acquisitions de services publics d'électricité au détail aux États-Unis, notant que le nombre de services publics indépendants d'électricité au détail a été réduit de plus de moitié depuis le milieu des années 1980. Bien que la FERC soit tenue par la Loi de conclure que les opérations de consolidation sont « conformes à l'intérêt public », les ordonnances de la FERC n'exigent en fait qu'il n'y ait « aucun préjudice ». Hempling se demande s'il s'agit de la bonne norme, ce qui donne à penser que, conformément à la norme de l'intérêt public, il faudrait peut-être mettre davantage l'accent sur la question de savoir si les marchés pertinents résultant de la consolidation des

[1] Le cas Avista a été analysé d'un point de vue américain par Scott Hempling dans le dernier numéro de la *Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie*, « Rejet de la fusion : Le bon sens de Washington » (mars 2019) 7 : 1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : < http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/articles/merger-rejected-common-sense-from-washington#sthash.ag8Pf6nL.dpbs >.

opérations sont des « marchés effectivement concurrentiels ».

Depuis les dernières décennies du siècle dernier, les marchés de l'énergie se sont caractérisés par des changements structurels fondamentaux, des innovations techniques et d'autres changements dynamiques. Dans son article intitulé « Comment l'évolutivité transforme les industries de l'énergie », Adonis Yatchew observe que, pendant une grande partie du XXe siècle, la force dominante qui a façonné la structure des industries de l'énergie a été « l'augmentation des économies d'échelle ». Au XXIe siècle, la tendance s'est inversée, vers une « évolutivité ». Par exemple, de l'avis de Yatchew, la capacité de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) d'influencer les prix a été minée, non pas tant parce que la fracturation a ouvert de nouveaux approvisionnements, mais parce que les réductions de l'offre provenant des membres de l'OPEP se traduisent par des augmentations réciproques des sources de schistes – la production de schistes peut être mise à l'échelle pour compenser les réductions de l'offre provenant d'autres sources. « Dans les industries de l'électricité, les ressources énergétiques distribuées *hautement évolutives*, telles que l'éolien, le solaire et le stockage, continuent de connaître une baisse rapide des coûts. » Yatchew relève les sources de préoccupation sur le plan règlementaire, institutionnel et juridique, comme « la dépréciation ou le délaissement possible d'actifs, la fiabilité de l'approvisionnement (par exemple dans les marchés de capacité), l'évolution des tarifs et les défis en matière de coûts ».

L'importante insuffisance de la capacité des oléoducs canadiens continue d'avoir des répercussions immédiates, graves et identifiables – sur l'industrie, les recettes publiques et la confiance des investisseurs, avec des répercussions sur la croissance à long terme de l'industrie pétrolière canadienne. La solution évidente – ajouter de la capacité – ne sera pas disponible à court terme, car chacun des trois grands projets d'oléoducs (agrandissement de Trans Mountain, remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge et KXL) continue de subir divers retards d'ordre juridique et règlementaire et liés à la délivrance de permis. En novembre 2018, le ministre des Ressources naturelles a demandé conseil à l'Office national de l'énergie sur ce qui pourrait être fait entre-temps pour optimiser l'utilisation de la capacité pipelinière actuelle. Dans son rapport de mars intitulé « Optimisation des capacités pipelinière et ferroviaire pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien », l'Office a noté que les pipelines fonctionnent actuellement « au maximum de leur capacité [et que pour] accroître le débit de manière importante […] il faudrait […] en augmenter la capacité. ». L'Office a toutefois fait des suggestions quant aux mesures non règlementaires qui pourraient être prises dans l'intervalle pour améliorer le processus de mise en candidature pour la capacité. Rowland Harrison, l'un de nos corédacteurs en chef, commente.

Les contraintes actuelles de la capacité des oléoducs et leurs répercussions directes sur la mise en valeur actuelle et future des sables bitumineux de l'Alberta font bien sûr l'objet de reportages et de commentaires presque quotidiens. Trois livres en ont résulté, dont le plus récent, *THE PATCH : The People, Pipelines, and Politics of the Oil Sands* par Chris Turner, est commenté par Rowland Harrison[2]. Harrison conclut que *THE PATCH*, qui a remporté le National Business Book Award en 2018, « est une contribution extrêmement précieuse au débat existentiel qui se poursuivra presque certainement au Canada dans un avenir prévisible ». ■

[2] Voir aussi McConaghy, « Dysfunction: Canada after Keystone XL », recension (juin 2017) 5:2 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : < http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/book-reviews/dysfunction-canada-after-keystone-xl-dennis-mcconaghy-dundurn-toronto-2017#sthash.GLy0Otlo.dpbs >; et Poitras, « Pipe Dreams: The Fight for Canada's Energy Future », recension (décembre 2018) 6:4 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : < http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/book-reviews/pipe-dreams-the-fight-for-canadas-energy-future#sthash.K5Cuc3ur.dpbs >.

L'HISTOIRE DE DEUX MODÈLES DE MARCHÉ: QUOI DE NEUF EN ALBERTA?

Bob Heggie

INTRODUCTION

L'Alberta a été la première province canadienne à mettre en place un marché de l'énergie électrique restructuré. La structuration du secteur de l'électricité aux fins de concurrence a débouché sur des décisions et des réformes politiques qui ont dissocié les fonctions de production et de vente au détail et les ont transférées aux marchés concurrentiels. D'autres aspects du secteur ont été conservés en tant que fonctions monopolistiques, en particulier les réseaux de transport et de distribution.

Pour diverses raisons dont il sera question plus loin, l'Alberta est en train de remodeler le rôle des forces du marché dans le marché de gros de l'électricité en créant un marché de capacité administré, tandis que l'Alberta Utilities Commission (AUC) examine si et comment les forces du marché peuvent être mises à contribution dans la fonction traditionnelle monopolistique de l'infrastructure de distribution.

CONTEXTE

L'électricité implique de nombreuses fonctions complexes qui peuvent théoriquement être conservées en monopole ou confiées à des forces concurrentielles. Pratiquement toutes les fonctions, même celles qui présentent clairement des caractéristiques de monopole, pourraient être confiées à la concurrence.

Forcer la concurrence dans une fonction monopolistique naturelle peut toutefois s'avérer coûteux, car les économies d'échelle et de gamme qui définissent les monopoles d'infrastructure raisonnablement efficaces pourraient être perdues et remplacées par des concurrents qui font double emploi et qui sont inefficaces.

Ce que promet le transfert des fonctions à des marchés concurrentiels c'est que, en laissant les investisseurs privés, plutôt que les gouvernements ou les organismes de règlementation, déterminer les décisions en matière d'investissement et de ressources et prendre les risques commerciaux connexes, on pourra réaliser des économies et réduire les coûts pour les consommateurs. Bien que la planification, y compris le choix de la technologie, soit laissée au marché, l'organisme de règlementation doit encore fournir des éléments clés à ces décisions, comme la valeur de la fiabilité (le plafond des prix de l'énergie) ou le degré de fiabilité nécessaire (le volume d'approvisionnement en capacité).

Les structures non marchandes fonctionnent différemment. Toute la complexité de l'exploitation, de la planification et de la coordination du réseau électrique est laissée aux fournisseurs monopolistiques. Les investisseurs sont à l'abri du risque lié aux revenus de placement grâce à des révisions fréquentes et durables des taux et à des primes de rendement.

INTRODUCTION D'UN MARCHÉ DE CAPACITÉ

Depuis le milieu des années 1990, l'Alberta s'est toujours efforcée d'établir un marché de gros concurrentiel par l'entremise d'un marché « purement de l'énergie ». Dans les marchés purement de l'énergie, les producteurs ne sont payés que pour l'électricité effectivement vendue sur les marchés de gros ou de services auxiliaires. Il n'y a pas de paiement pour la disponibilité de leur capacité à fournir de l'électricité.

Bien qu'il y ait eu quelques améliorations, la conception du marché purement de l'énergie est demeurée relativement stable, l'opinion générale étant que les investisseurs étaient financièrement disposés à construire une nouvelle capacité de

production et capables de le faire. En termes simples, la conception du marché purement de l'énergie offrait suffisamment de certitude quant aux revenus ou au potentiel de hausse pour attirer les investissements.

De même, les fonctions de transport et de distribution, à quelques exceptions près, sont demeurées en grande partie des monopoles naturels. L'Alberta Electric System Operator (AESO) a, de façon limitée, mis en place des forces concurrentielles en ayant recours à l'approvisionnement concurrentiel pour les projets de transport.

Avec l'élection du gouvernement néo-démocrate en 2015, un nouvel objectif politique pour le secteur de l'électricité est apparu. La réalisation d'un réseau d'électricité durable à faible émission de carbone fait maintenant partie de la politique. Des mesures précises pour atteindre cet objectif ont été incluses dans le Climate Leadership Plan (CLP), annoncé en novembre 2015. Le CLP contient des mesures stratégiques qui auront une incidence importante sur la composition de l'offre de production de l'Alberta d'ici 2030, à mesure que les émissions des unités de charbon seront éliminées et que des quantités importantes de production renouvelable seront ajoutées.

Cette modification de la composition de l'offre aura une incidence importante sur la dynamique du marché de l'électricité et, par conséquent, sur la capacité de la structure du marché purement de l'énergie de continuer à atteindre les objectifs de fiabilité et de coût raisonnable, à long terme.

Par conséquent, en 2016, l'AESO a recommandé au gouvernement que l'Alberta soit mieux servie par l'ajout d'un marché de capacité. On a déterminé qu'un marché de la capacité était le changement nécessaire pour assurer l'atteinte des objectifs, en particulier parce que la conception du marché assurerait la fiabilité et rémunérerait expressément les investisseurs pour la production de l'entreprise grâce à une source de revenus plus stable.

La conception évoluée du marché comprendra trois marchés : la capacité, l'énergie et les services auxiliaires. Dans ce nouveau système, l'AESO, une entité désignée par le gouvernement, déterminera et fournira la capacité nécessaire pour répondre à la demande prévue. En achetant de la capacité avant la livraison, les consommateurs prennent des risques à court terme. En payant les fournisseurs pour la capacité de s'assurer qu'ils sont en place en cas de besoin, plutôt que seulement une fois que le besoin se fait sentir, pour des niveaux de fiabilité équivalents, les consommateurs paient et les fournisseurs reçoivent une source de revenus plus stable qui peut réduire les primes de risque et donc le coût pour le consommateur. La nature des accords de capacité peut également être mise à profit pour résoudre les problèmes de pouvoir du marché.

Diverses modifications législatives et règlementaires ont été adoptées pour faciliter cette transition, notamment le projet de loi 13, qui a modifié l'E*lectric Utilities Act*[1] et le *Capacity Market Regulation*[2], adopté en décembre 2018.

Dans le cadre de ce nouveau processus règlementaire, l'AESO demande à l'AUC l'approbation provisoire des règles nécessaires à la mise en œuvre et à l'exploitation du marché de capacité. Les règles du marché de capacité seront élaborées en deux étapes. Tout d'abord, un ensemble de règles provisoires essentielles à la mise en œuvre et à l'exploitation de la première enchère sur le marché de capacité par l'AESO sera examiné par l'AUC, et une décision sera rendue d'ici le 31 juillet 2019. L'objectif est que la préparation de la première enchère commence à la fin de 2019 et qu'une autre enchère ait lieu à la mi-2020.

De plus, l'AUC doit examiner le premier ensemble de règles et prendre une décision dans le cadre de son processus normal au plus tard 18 mois après le 31 juillet 2019.

Le processus en deux étapes permettra un examen complet des règles du marché de capacité qui n'auraient peut-être pas pu être appliquées en raison de contraintes de temps au cours de la procédure provisoire initiale.

L'audience publique de l'AUC pour l'examen des règles provisoires doit commencer le 22 avril et se terminer le 7 juin.

---

[1] *Electric Utilities Act,* SA 2003, c E-5.1.

[2] *Capacity Market Regulation,* Alta Reg 260/2018.

Le 16 avril, le Parti conservateur unifié (PUC) dirigé par Jason Kenny a remporté la majorité, ce qui a entraîné un changement par rapport au précédent gouvernement néo-démocrate dirigé par le premier ministre Notley. On s'attend à ce que le PUC apporte un certain nombre de changements au secteur de l'énergie et au marché de l'électricité et, en particulier, on a l'intention de tenir des consultations sur la question de savoir si l'Alberta devrait revenir à un marché purement de l'énergie ou créer un marché de capacité – en faisant rapport aux Albertains dans les 90 jours.

La tendance à acheter directement la quantité de capacité nécessaire sur un marché de capacité réduit la dépendance à l'égard des forces concurrentielles pour guider le moment de l'entrée sur le marché. La décision d'introduire une conception de marché de capacité conjointement avec la structure de la « politique à faibles émissions de carbone » a été motivée par l'incertitude à savoir si l'approche de « marché purement de l'énergie » apporterait une certitude suffisante en termes de revenus et d'approvisionnement à un coût raisonnable tout en tenant compte des objectifs en matière de changements climatiques.

LA CONCURRENCE DANS UNE FONCTION MONOPOLISTIQUE?

Bien que le gouvernement de l'Alberta prenne des mesures pour reprendre un certain contrôle dans le secteur de la production de gros, l'AUC envisage l'introduction éventuelle des forces du marché dans le réseau de distribution monopolistique.

Stimulée par les progrès technologiques, notamment en matière d'efficacité énergétique, de réponse à la demande, de ressources énergétiques décentralisées et de stockage de l'énergie, entre autres, l'AUC a dirigé un processus visant à évaluer en profondeur les répercussions que cette marche vers la modernisation aura sur le réseau de distribution de l'Alberta.

L'organisme de règlementation souhaite comprendre comment ces changements éventuels au réseau de distribution pourraient avoir une incidence sur les tarifs et les structures du marché.

Historiquement, l'AUC a assisté à l'introduction de nouvelles technologies, mais elles ont largement été examinées de façon fragmentée dans le cadre de diverses applications ponctuelles. Plutôt que d'examiner les technologies en vase clos, l'enquête évaluera le potentiel des nouvelles technologies, déterminera si et comment des marchés concurrentiels pourraient offrir ces technologies aux consommateurs et si les structures tarifaires actuelles devront évoluer pour appuyer la transition technologique.

L'enquête de l'AUC, annoncée à la fin de l'année dernière et dont la portée a été précisée le 29 mars 2019, vise à mieux comprendre la façon dont ces nouveaux investissements et changements opérationnels potentiels influeront sur l'approche règlementaire traditionnelle, notamment la planification du réseau, les structures tarifaires, les mécanismes de recouvrement des coûts et les incitatifs, et à obtenir des conseils à cet effet.

Il importe de noter que la Commission a élargi la portée initiale de l'enquête, passant d'un simple examen du réseau de distribution d'électricité à un examen des répercussions sur le réseau de distribution de gaz naturel.

L'enquête a été divisée en trois modules : un examen de la technologie, un examen des modèles de prestation et des structures de marché et, enfin, un examen des répercussions sur les structures tarifaires. L'AUC terminera le premier module à l'automne 2019 et prévoit publier son rapport d'enquête au début de 2020.

Il importe également de noter que la Commission ne prendra aucune décision finale dans le cadre de ce processus. Les travaux mèneront plutôt à une série de procédures futures visant à examiner les changements à apporter aux structures tarifaires, à la conception des tarifs et aux modalités de service des services publics.

CONCLUSION

Le réseau électrique de l'Alberta évolue. La clé à cette évolution est de comprendre quels éléments fonctionnels du réseau peuvent être confiés à des marchés concurrentiels et lesquels doivent être considérés comme des fonctions monopolistiques. Paradoxalement, l'évolution en Alberta tend à introduire un contrôle plus central dans ce qui était autrefois une fonction intrinsèquement concurrentielle, tout en introduisant potentiellement des forces concurrentielles dans ce qui était une fonction intrinsèquement monopolistique. ■

L'AFFAIRE AVISTA AINSI QUE CELLE DU RACCORDEMENT ÉLECTRIQUE EST-OUEST ET LEURS RÉPERCUSSIONS SUR LA GOUVERNANCE DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

*Robert B. Warren**

INTRODUCTION

Deux affaires récentes ont fait ressortir une grave faiblesse dans la gouvernance du secteur de l'électricité en Ontario. Ces affaires illustrent non seulement les effets négatifs immédiats de l'ingérence du gouvernement dans des affaires précises, mais aussi les dommages plus profonds qu'inflige le rôle du gouvernement à la gouvernance de ce secteur dans son ensemble.

La première affaire porte sur le rejet par les autorités de règlementation de certains États américains de la tentative de Hydro One Limited (« Hydro One ») d'acquérir les actions d'Avista Corporation (« Avista ») (ci-après appelée « l'affaire Avista »). La deuxième affaire concerne l'intervention de la province dans les demandes présentées à la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») en vue d'obtenir l'autorisation de construire une ligne de transport dans le Nord-Ouest de l'Ontario (ci-après appelée l'affaire du « raccordement électrique est-ouest » ou « REEO »). Ces deux affaires diffèrent superficiellement, mais sont similaires sur un point crucial.

Dans l'affaire Avista, la province n'est pas intervenue directement pour influer sur l'issue du processus de règlementation de l'État; elle a plutôt imposé les arrangements de gouvernance à Hydro One, arrangements qui ont amené la Washington Utilities and Transportation Commission (« WUTC ») de l'État de Washington à refuser l'acquisition proposée. Par contre, dans l'affaire du REEO, la province est intervenue directement pour dicter le résultat du processus règlementaire de la CEO.

Les deux affaires ont toutefois en commun l'ingérence du gouvernement provincial dans la gouvernance du secteur de l'électricité, dans un cas en tant qu'actionnaire de Hydro One, et dans l'autre, en tant que gouvernement exerçant un pouvoir directif. Dans les deux affaires, l'ingérence du gouvernement a eu des répercussions financières négatives. Dans l'affaire Avista, Hydro One doit verser une indemnité de résiliation de 103 millions de dollars en raison du refus d'approuver l'acquisition. Quant à elle, l'affaire du REEO pourrait résulter en une augmentation du coût de la ligne de transport d'au moins 100 à 125 millions de dollars.

Toutefois, les répercussions financières négatives des mesures prises par le gouvernement, bien

* Robert Warren est associé au sein du cabinet d'avocats WeirFoulds LLP. Il a conseillé Hydro One Networks Inc. dans l'affaire du REEO dont il est question dans le présent article. Les opinions exprimées dans le présent article sont entièrement les siennes.

qu'importantes, pourraient l'être moins à long terme que leurs effets sur la gouvernance du secteur de l'électricité en Ontario et sur la protection des intérêts des payeurs de tarifs. Par les mesures qu'il a prises dans l'affaire Avista, le gouvernement a influé sur les droits et les intérêts des actionnaires d'une manière qui ternit l'image de la province comme endroit sûr où l'on peut investir, ce qui pourrait avoir des répercussions à long terme sur les investissements dans le secteur de l'électricité. En s'ingérant dans l'affaire du REEO, le gouvernement a, entre autres choses, miné l'indépendance de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») et l'intégrité du système de règlementation. Cette situation pourrait à son tour avoir des répercussions négatives sur les investissements dans le secteur.

Le présent document est divisé en plusieurs sections :

1. Dans la première, je décris les affaires Avista et du REEO.

2. Dans la deuxième section, j'expose les principes qui, à mon avis, devraient s'appliquer à la gouvernance dans le secteur de l'électricité et les raisons pour lesquelles le respect de ces principes est important.

3. Troisièmement, je discute de la gouvernance du secteur de l'électricité et de ce que nous apprennent les affaires Avista et du REEO sur l'état actuel de la gouvernance dans ce secteur.

4. Dans la dernière section, je discute des changements à apporter à la gouvernance du secteur de l'électricité pour protéger les intérêts des payeurs de tarifs ainsi que la réputation de la province et du secteur de l'électricité comme lieux d'investissement.

I. LES AFFAIRES AVISTA ET DU REEO

(A) L'affaire Avista

Avant d'examiner la transaction liée à Avista et son traitement règlementaire, il est nécessaire de fournir des renseignements généraux sur la structure de propriété et les conventions de gouvernance de Hydro One.

i. La structure de gouvernance de Hydro One

Hydro One est une société constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario* dont le seul actionnaire était le gouvernement de l'Ontario. En 2015 cependant, le gouvernement libéral de l'époque a décidé de vendre une partie de sa participation dans Hydro One. Les raisons évoquées pour justifier cette décision étaient, premièrement, d'utiliser les revenus générés par la vente afin de financer des améliorations à l'infrastructure et, deuxièmement (pour reprendre les termes de la convention de gouvernance entre Hydro One et le gouvernement), de « renforcer le rendement à long terme de Hydro One »[1] [traduction].

La décision du gouvernement de vendre une partie de sa participation dans Hydro One a été controversée. Les partis d'opposition de l'époque, entre autres, ont formulé deux grandes critiques à ce sujet. La première était que la vente priverait la province d'un flux continu de recettes, un flux qui, à long terme, serait plus précieux que le gain en capital immédiat. Cette critique, en termes simples, était que la vente n'avait aucun sens du point de vue économique : un gouvernement qui pouvait emprunter de l'argent à moins de 3 % ne devrait pas vendre un actif dont le rendement est constamment supérieur à 10 % afin d'investir dans une nouvelle infrastructure. En procédant à la vente, le gouvernement a, en fait, ignoré cette critique. Je reviendrai d'ailleurs sur ce point un peu plus loin.

[1] Convention de gouvernance entre Hydro One Limited et Sa Majesté la Reine du chef de l'Ontario, 5 novembre 2015, Considérants, section A [« Convention de gouvernance »].

La deuxième critique était que la perte du contrôle gouvernemental sur Hydro One exposerait les payeurs de tarifs au risque d'une augmentation tarifaire[2]. Le gouvernement a affirmé, à juste titre à mon avis, que ce dernier argument n'avait aucun fondement factuel puisque les tarifs de Hydro One étaient fixés par la CEO, théoriquement un organisme de règlementation indépendant[3].

Afin de faire taire les critiques selon lesquelles le fait de détenir moins de 100 % des actions de Hydro One pourrait exposer les payeurs de tarifs ontariens à des risques, le gouvernement a mis en place un mécanisme lui permettant de conserver un certain contrôle sur Hydro One après la vente.

Le mécanisme choisi par le gouvernement était la convention de gouvernance entre Hydro One et le gouvernement (« la Convention de gouvernance »). Bien que le gouvernement ne détenait qu'environ 47 % des actions de Hydro One et n'avait le droit de nommer que 40 % des membres du conseil d'administration, la Convention de gouvernance permettait au gouvernement d'exiger que l'ensemble du conseil soit remplacé[4].

La Convention de gouvernance avait deux objectifs fondamentalement contradictoires. D'une part, elle visait à donner au public l'assurance que, même si le gouvernement ne détenait que 47 % des actions de Hydro One, il pouvait exercer un certain contrôle sur les actions de Hydro One en ayant le pouvoir d'effectuer un changement au conseil d'administration. D'autre part, la Convention de gouvernance visait à persuader les investisseurs que Hydro One était « entièrement responsable de ses propres affaires »[5], comme en était assurée la WUTC.

Trois articles de la Convention de gouvernance servent à illustrer ces objectifs contradictoires. L'article 2.1 de la Convention de gouvernance énonce les « principes de gouvernance », qui comprennent ce qui suit :

> 2.1.3 En ce qui concerne sa participation dans Hydro One, la province doit participer aux activités et aux affaires de Hydro One et des entités de Hydro One à titre d'investisseur et non de gestionnaire.[6] [traduction]

L'article 2.3 de la Convention de gouvernance précise que les questions dont le conseil d'administration de Hydro One est responsable et à l'égard desquelles il a pleine autorité sont les suivantes :

> […] la nomination, la cessation d'emploi, la supervision et la rémunération du chef de la direction, du chef des finances et des autres hauts dirigeants de Hydro One et la rémunération des administrateurs […][7] [traduction]

En revanche, l'article 4.7.1 permettait au gouvernement d'exiger que Hydro One tienne une assemblée des actionnaires afin de révoquer tous les administrateurs[8]. Ce pouvoir va à l'encontre du concept, énoncé dans les articles susmentionnés, selon lequel le gouvernement n'est qu'un simple actionnaire, et Hydro One est une société privée indépendante qui n'est pas gérée ou dirigée par la province.

ii. L'acquisition proposée d'Avista

La transaction proposée entre Avista et Hydro One aurait permis à Hydro One, agissant par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive (Olympus Equity LLC), de conclure un accord visant l'acquisition de toutes les actions ordinaires en circulation d'Avista. Si la transaction avait eu lieu, Avista serait devenue

---

[2] Voir, par exemple, l'article d'Andrea Horwath, chef du *Nouveau Parti démocratique* de l'Ontario, Toronto Star, 15 avril 2015.

[3] Voir, par exemple, l'article de la Presse canadienne du 20 avril 2015, dans lequel on citait la première ministre Kathleen Wynne.

[4] *Supra* note 1, Convention de gouvernance, art 4.7.1.

[5] É-U, « Final Order Denying Joint Application for Transfer of Property », dossier U-170970, Washington Utilities and Transportation Commission, Wash, 5 décembre 2018 à la p 17 [« Décision de la WUTC »].

[6] *Supra* note 1, Convention de gouvernance, art 2.1.3.

[7] *Ibid*, art 2.3.

[8] *Ibid*, art 4.7.1.

une filiale indirecte en propriété exclusive de Hydro One.

La WUTC, s'appuyant sur la preuve qui lui a été fournie par Hydro One, a déclaré ce qui suit :

> Tout au long de l'instance, les témoins de Hydro One nous ont assuré à maintes reprises que, malgré l'importante part de propriété de la province, Hydro One est une société privée cotée en bourse, entièrement responsable de ses propres affaires et dirigée par un conseil d'administration indépendant. Nous avons reçu l'assurance que la province de l'Ontario n'interviendrait pas dans la direction et la gestion de Hydro One[9]. [traduction]

Ces assurances étaient fondées, dans une large mesure, sur les dispositions de la Convention de gouvernance entre Hydro One et le gouvernement de l'Ontario.

La transaction a nécessité l'approbation des organismes de règlementation des États dans lesquels Avista exerçait ses activités[10]. Comme je l'ai déjà mentionné, aux fins de la présente analyse, je me concentre sur la décision règlementaire dans un seul de ces États, soit Washington.

Pour déterminer s'il y avait lieu d'approuver la transaction, la WUTC a appliqué deux critères. Le premier était de savoir si la transaction procurerait un avantage net aux clients d'Avista. Le second critère consistait à savoir si la transaction était conforme à l'intérêt public[11].

Comme je l'ai déjà mentionné, Hydro One a fourni des éléments de preuve à la WUTC pour atténuer la perception selon laquelle la propriété de 47 % des actions de Hydro One par la province représentait un risque pour Avista et ses clients. L'essentiel de cette preuve était que Hydro One était protégée contre l'ingérence politique par les modalités de la Convention de gouvernance.

Nonobstant les assurances du gouvernement de l'Ontario et les dispositions de la Convention de gouvernance, la WUTC a appris (par des articles de presse et après la fin de l'audience d'approbation de la transaction, mais avant qu'une décision soit rendue) que le nouveau gouvernement conservateur avait décidé de s'ingérer dans la gouvernance de Hydro One. La WUTC a fait référence à une lettre d'entente datée du 11 juillet 2018[12] entre Hydro One et le gouvernement de l'Ontario en vertu de laquelle le chef de la direction de Hydro One serait immédiatement démis de ses fonctions et le conseil de Hydro One serait remplacé en entier le 15 août 2018. La WUTC a également fait référence à des articles de presse sur la promesse du Parti conservateur que, s'il était élu, il réduirait les tarifs de Hydro One de 12 %[13]. Enfin, la WUTC a fait référence au projet de loi 2, la loi qui, entre autres choses, permettait au gouvernement de fixer la rémunération des dirigeants de Hydro One[14].

La WUTC a décrit ces « faits nouveaux » comme ayant « miné plus ou moins complètement les assurances qui nous avaient été données plus tôt concernant les risques potentiels associés à la participation importante dans Hydro One conservée par la province de l'Ontario » [15] [traduction].

Sur la base de ces informations à propos des mesures prises et proposées par le nouveau gouvernement, la WUTC a rouvert le dossier pour recevoir des preuves supplémentaires. Hydro One a fourni des preuves supplémentaires pour tenter de persuader la WUTC que, malgré les gestes du nouveau gouvernement provincial, les payeurs de tarifs d'Avista seraient protégés de l'impact de l'ingérence politique dans Hydro One.

La WUTC a toutefois rejeté la preuve de Hydro One concernant le risque d'ingérence

---

[9] *Supra* note 5, Décision de la WUTC, à la p 17.

[10] Avista exerce ses activités dans les États de Washington, de l'Idaho, du Montana, de l'Oregon et de l'Alaska.

[11] *Supra* note 5, Décision de la WUTC, à la p 6.

[12] *Ibid* à la p II.

[13] *Ibid* à la p III.

[14] *Ibid.*

[15] *Ibid* à la p 4.

politique. À ce sujet, elle a fait les constatations suivantes :

1. Hydro One demeure assujettie au contrôle de gestion de la province, et la province ne peut pas se limiter, ou se permettre de se limiter, au rôle « d'actionnaire », tel qu'il a été représenté à la Commission[16].

2. Les administrateurs de Hydro One ne peuvent être considérés comme indépendants, et le rôle de la province ne se limite pas à celui d'un actionnaire minoritaire d'une société cotée en bourse[17].

3. La Convention de gouvernance entre Hydro One et la province ne peut être considérée comme protégeant le statut de Hydro One en tant que société cotée en bourse[18].

4. Le conseil d'administration de Hydro One a agi sans procéder à un examen de diligence raisonnable des répercussions négatives possibles des changements précipités d'orientation et de direction qu'il a acceptés. En fait, ces changements ont causé un préjudice à Hydro One et à ses actionnaires, ainsi qu'à Avista et à ses actionnaires[19].

5. Le projet de loi 2[20] a conféré à la province un rôle direct et actif dans l'établissement et la surveillance continue de la rémunération des cadres supérieurs de Hydro One. Rien ne semble pouvoir empêcher que ce niveau d'ingérence ne se reproduise si les dirigeants du gouvernement devenaient insatisfaits à certains égards des décisions du nouveau conseil d'administration ou du nouveau chef de la direction, ou simplement en raison de considérations politiques, sans égard aux bonnes pratiques commerciales. La WUTC a en outre noté que d'autres mesures législatives pourraient être adoptées prochainement pour mettre en œuvre une réduction de 12 % des taux promise par le nouveau gouvernement. Selon la WUTC, « Hydro One continue d'être pleinement soumise au gouvernement provincial et à la volonté politique de ses dirigeants.[21] [traduction].

La WUTC a conclu que :

> […] la preuve démontre que Hydro One n'est pas suffisamment indépendante de son ancien propriétaire et maintenant actionnaire principal, la province de l'Ontario, pour être un partenaire de fusion raisonnable et approprié pour Avista. Les événements qui ont suivi les élections provinciales de juin 2018 démontrent le risque concret et important que la transaction proposée comporte pour les clients d'Avista en raison de la participation dominante de la province de l'Ontario dans Hydro One et de la volonté du gouvernement provincial d'exercer sa position dominante d'une manière **contraire aux meilleurs intérêts de Hydro One** et, par le fait même, d'Avista, si Hydro One devait en être propriétaire. Les avantages financiers et autres pour les clients d'Avista et le grand public promis par la transaction, y compris les crédits tarifaires, sont insuffisants pour compenser les risques de préjudice auxquels les clients d'Avista seraient exposés si nous approuvions cette transaction.[22] [traduction] [L'auteur du présent document a ajouté le soulignement].

Pour bien comprendre les implications de la décision d'Avista pour Hydro One et la

[16] *Ibid* à la p II.
[17] *Ibid*.
[18] *Ibid*.
[19] *Ibid* à la p III.
[20] PL-2, *Loi de 2018 portant sur les priorités urgentes*, LO 2018, c 10 (entrée en vigueur le 25 juillet 2018).
[21] *Supra* note 5, Décision de la WUTC, à la p III.
[22] *Ibid* aux pp III – IV.

gouvernance du secteur de l'électricité en Ontario, il est utile de citer un certain nombre des conclusions de la WUTC :

i. Le gouvernement provincial promet également de réduire les tarifs de Hydro One d'un pourcentage précis, apparemment sans avoir d'abord considéré l'impact que cela pourrait avoir sur la sécurité et la fiabilité des services fournis par Hydro One[23].

ii. Il n'est plus clair que Hydro One peut être considérée comme une société privée cotée en bourse. Bien qu'elle ne soit pas légalement une société d'État, Hydro One est manifestement assujettie au contrôle du pouvoir législatif de la province[24].

iii. Il semble que l'identité corporative de Hydro One en tant que société privée cotée en bourse dépend considérablement de l'identité du parti au pouvoir en Ontario ou même de la direction de ce parti[25.]

iv. Peu après le changement de la direction de la majorité résultant de l'élection générale du 7 juin 2018 en Ontario, il est devenu évident que la force exécutoire de la Convention de gouvernance en tant que contrat exécutoire qui protégerait l'indépendance de Hydro One et sa liberté à l'égard des autorités politiques dépendait moins de son libellé que de l'identité du parti au pouvoir et de la volonté du conseil d'administration à appliquer les conditions de la Convention devant les tribunaux, si nécessaire[26].

v. Compte tenu des événements qui se sont déjà produits, nous ne pouvons pas croire que la province ne prendra pas d'autres mesures sans tenir compte des conséquences néfastes qu'elles pourraient avoir pour Hydro One et Avista[27].

vi. Le caractère de Hydro One en tant que société cotée en bourse est sérieusement compromis en raison de l'ingérence de la province dans les affaires de l'entreprise[28].

vii. [Hydro One] ne peut tout simplement pas être considérée comme une société indépendante cotée en bourse dont le conseil d'administration possède suffisamment d'indépendance et de pouvoir pour protéger cette société contre toute ingérence politique susceptible de nuire à l'entreprise, et encore moins pour protéger Avista des conséquences de mauvaises décisions prises par Hydro One en raison des caprices politiques d'un parti contrôlant en Ontario[29]. [traduction]

Réduits à leur essence, ces résultats montrent qu'on ne peut pas faire confiance à la province pour honorer ses contrats. À mon avis, c'est dévastateur pour la réputation de la province en tant qu'endroit sûr où l'on peut investir.

La WUTC a également commenté les effets des gestes de la province sur la protection des intérêts des actionnaires. La WUTC a d'abord fait observer que « l'esprit et l'intention » de certaines dispositions de la Convention de gouvernance étaient de « protéger les droits de tous les actionnaires et d'empêcher un processus de destitution et de remplacement du conseil qui ferait passer les intérêts d'un actionnaire unique, la province, avant ceux des autres actionnaires » [30] [traduction]. Ayant fait cette observation, la WUTC a ensuite formulé les observations suivantes :

> Le fait est que tous les actionnaires d'une société privée ont des droits égaux et que leurs droits doivent être reconnus dans tous les processus qui exigent leur participation. Dans cette affaire, leurs droits n'ont pas été respectés; ils n'ont pas

[23] *Ibid* à la p 5.
[24] *Ibid* à la p 17.
[25] *Ibid*.
[26] *Ibid* aux pp 25-26.
[27] *Ibid* aux pp 18-19.
[28] *Ibid* à la p 29.
[29] *Ibid* à la p 34.
[30] *Ibid*.

> eu l'occasion de faire part de leurs préoccupations au sujet de la destitution du chef de la direction et de l'ensemble du conseil d'administration. De plus, la renonciation à ces dispositions de la Convention de gouvernance dans un effort singulier pour mettre en œuvre le plus rapidement possible les résultats promis par le nouveau gouvernement provincial à l'approche des élections du 7 juin 2018 montre que Hydro One demeure très assujettie à l'autorité de la province et, en pratique, qu'elle relève de celle-ci. Elle ne peut tout simplement pas être considérée comme une société indépendante cotée en bourse dont le conseil d'administration possède suffisamment d'indépendance et de pouvoir pour protéger Hydro One contre toute ingérence politique susceptible de nuire à l'entreprise, et encore moins pour protéger Avista des conséquences de mauvaises décisions prises par Hydro One en raison des caprices politiques du parti au pouvoir en Ontario.[31] [traduction]

À première vue, ces commentaires semblent sortir du cadre de l'intérêt de la WUTC. Il ne s'agissait pas d'une instance règlementaire portant sur les droits des actionnaires. Les commentaires peuvent également être injustes à l'égard de la haute direction de Hydro One, confrontée à la menace d'une loi si elle ne se conformait pas à la volonté du gouvernement. Ce qui importe, c'est que la volonté manifeste de la province de passer outre aux intérêts des actionnaires donne à penser que la nature de la gouvernance d'entreprise de Hydro One, le plus important service public de distribution et de transport de la province, est maintenant une question d'intérêt pour la gouvernance du secteur de l'électricité dans son ensemble. Je traite des implications de ce point ci-dessous.

Hydro One a demandé l'annulation de la décision de la WUTC, mais elle n'a pas réussi à le faire[32].

(B) L'affaire du raccordement électrique est-ouest

En 2010, le plan énergétique à long terme du gouvernement a fait ressortir le besoin d'une ligne de transport améliorée entre Wawa et Thunder Bay. L'organisme qui est maintenant devenu la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») avait à l'origine déclaré que la ligne électrique est-ouest devrait être en service pour 2018. Par la suite, cet organisme a modifié la date de mise en service pour la reporter à 2020. Comme nous le verrons plus loin, la date prévue de mise en service de la ligne a été au cœur de l'audience des demandes de construction en vertu de l'article 92 de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (« LCEO »).

L'aménagement de la ligne de transport d'électricité requise (ci-après appelée « REEO ») dans le Nord-Ouest de l'Ontario devait être assujetti à la nouvelle politique de la CEO en matière de développement du transport. Cette politique, énoncée dans le rapport intitulé *Board Policy : Framework for Transmission Development Plans* (politique de la Commission : cadre pour les plans de développement du réseau de transport), présente la conclusion de la CEO selon laquelle « la meilleure façon d'assurer l'efficacité économique sera de soumettre à la concurrence le service de transport »[33] [traduction]. Dans cette politique, la CEO a également fait remarquer que les principes qu'elle utilise dans l'application de sa politique de transport comprenaient la « prévisibilité de la règlementation »[34] [traduction]. Pour sa part, cette politique reflétait celle du gouvernement au sujet du développement du transport par voie concurrentielle[35].

---

[31] *Ibid*.

[32] *Ibid*, ordonnance 6.

[33] OEB, EB-2010-0059, « Board Policy: Framework for Transmission Development Plans », 26 août 2010 à la p 3 [« Politique »].

[34] *Ibid* à la p 3.

[35] Lettre du ministre de l'Énergie au président de la Commission de l'énergie de l'Ontario, 29 mars 2011.

Le REEO a nécessité des améliorations au réseau existant de Hydro One Networks Inc. (« HONI »). Ces améliorations devaient être évaluées dans le cadre d'une demande déposée par HONI auprès de la CEO (la « demande de mise à niveau des installations connexes »). La demande de mise à niveau des installations connexes était un processus à la fois distinct, mais directement lié à la concurrence pour la construction du REEO. En effet, les retards dans l'achèvement de la mise à niveau des installations connexes pour des questions d'évaluation environnementale ont fait en sorte que la ligne de transport ne pouvait être en service avant la fin de 2021, quel que soit le résultat du processus concurrentiel mis en œuvre par la CEO pour le REEO.

En 2012, la CEO a mis sur pied un processus par lequel elle a divisé le travail au sujet du REEO en deux phases. La première phase, appelée « phase de désignation », prévoyait la réception des soumissions pour l'élaboration des travaux. La construction même du REEO a nécessité l'approbation (par la CEO) d'une demande de construction. La deuxième phase, que j'appelle la « phase de construction », devait commencer par le dépôt de cette demande.

En ce qui concerne l'étape de la désignation, la CEO a proposé qu'un soumissionnaire retenu soit autorisé à effectuer les travaux de développement (par exemple, la conception technique, la consultation autochtone, l'évaluation environnementale, etc.) et à recouvrer les coûts de ces travaux de développement auprès des consommateurs.

Six soumissionnaires ont soumis des propositions à l'étape de la désignation. Les propositions comprenaient un coût prévu pour les travaux de développement ainsi que pour les travaux de construction qui devaient avoir lieu au cours de la phase de construction.

L'entreprise Upper Canada Transmission Inc., exploitée sous le nom de NextBridge Infrastructure LP (« NB »), a été retenue pour les travaux de la phase de développement et a pu recouvrer 22,2 millions de dollars en frais de développement. NB avait estimé ses coûts de construction à environ 450 millions de dollars. En désignant NB pour effectuer les travaux de développement, la CEO a déclaré que la phase de construction des travaux serait ouverte à la concurrence[36].

Dans sa décision et ordonnance du 20 décembre 2018, dont on traite en détail ci-dessous, la CEO a fait l'observation suivante :

> Conformément au T*ransmission Policy Framework* (cadre de la politique de transport), on précisait dans la décision de désignation que la désignation ne comportait pas le droit exclusif de construire la nouvelle ligne entre Wawa et Thunder Bay ni le droit exclusif de demander l'autorisation de construire. L'émetteur désigné n'était assuré que du recouvrement du montant prévu au budget pour le développement du projet. Par conséquent, un émetteur non désigné pourrait demander l'autorisation de construire la ligne entre Wawa et Thunder Bay puisqu'il n'y a pas de critères précis établis dans le cadre de la politique de transport pour empêcher cette situation. Cela permettrait à un émetteur non désigné de présenter une demande qui nécessiterait, vraisemblablement, une comparaison de l'autorisation de construire des demandes en fonction de la considération énoncée dans la loi.[37] [traduction]

Comme je l'ai mentionné plus haut, la phase de construction du processus a débuté par une demande de construction du REEO. NB a déposé une demande de construction en vertu de l'article 92 de la LCEO. Dans sa soumission pour la phase de désignation, NB avait prévu un coût de construction de 450 millions de dollars. Dans sa demande de construction, l'entreprise prévoyait un coût de 737 millions de dollars, soit une augmentation d'environ 80 %.

[36] OEB, EB-2011-0140, « East-West Tie Line Designation, Phase 2 Decision and Order », 7 août 2013, à la p 4.

[37] OEB, EB-2017-0182, EB-2017-0194, EB-2017-0194, EB-2017-0364, décision et ordonnance du 20 décembre 2018 à la p 65 [« Première décision d'autorisation de construire »)].

Hydro One Networks Inc. (« HONI ») a déposé sa propre demande de construction de la ligne, à un coût prévu d'environ 642 millions de dollars.

NB a déposé auprès de la CEO une requête de rejet de la demande de HONI pour la construction de la ligne, requête qui, après une audience, a été rejetée[38].

La CEO a regroupé les deux demandes de construction et la demande de mise à niveau des installations connexes en une seule instance, et une audience a eu lieu à ce sujet en octobre 2018. Les éléments de preuve présentés à l'audience indiquaient que les coûts de NB se situeraient entre 737 et 810 millions de dollars, tandis que ceux de Hydro One se situeraient entre 642 et 681 millions de dollars[39].

Les critères que la CEO doit appliquer pour déterminer s'il y a lieu d'approuver une demande de construction pour une ligne de transport d'électricité sont énoncés au paragraphe 96 (2) de la LCEO. Ce paragraphe se lit comme suit :

> (2) Dans le cas d'une requête présentée en vertu de l'article 92, la Commission ne tient compte que des éléments suivants lorsque, en application du paragraphe (1), elle examine si la construction, l'extension ou le renforcement de la ligne de transport d'électricité ou de la ligne de distribution d'électricité ou l'établissement de l'interconnexion servira l'intérêt public :
>
> 1. Les intérêts des consommateurs en ce qui concerne les prix ainsi que la fiabilité et la qualité du service d'électricité.
>
> 2. S'il y a lieu et d'une manière compatible avec les politiques du gouvernement de l'Ontario, la promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelable.[40]

Étant donné que les ressources d'énergie renouvelable n'étaient pas une considération pertinente dans les circonstances des demandes de NB et de HONI, la CEO s'est limitée à une seule considération, à savoir les intérêts des consommateurs en ce qui concerne les prix ainsi que la fiabilité et la qualité du service d'électricité.

Malgré cette compétence restreinte, les parties à l'audience des demandes à l'appui de NB se sont concentrées sur trois questions qui n'étaient pas liées au prix du service d'électricité. L'une d'entre elles portait sur la détermination du candidat qui pourrait mettre la ligne en service d'ici 2020. La deuxième consistait à savoir lequel des demandeurs conférait le plus d'avantages aux groupes autochtones et avait consulté ceux-ci de façon la plus complète. La troisième question portait sur l'état d'avancement des approbations d'évaluation environnementale (« EE ») requises pour la construction de la ligne.

La CEO a rendu une décision sur ces demandes le 20 décembre 2018[41]. C'est ce que j'appellerai la « première décision d'autorisation de construire ». Il est important de souligner le fait que cette décision n'a pas accordé le droit de construire le REEO.

Dans la première décision d'autorisation de construire, la CEO s'est d'abord penchée sur l'obligation de consulter et les questions liées à l'évaluation environnementale. En ce qui concerne le premier objet d'examen, la CEO s'est appuyée sur la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire *Carrier Sekani*[42] pour conclure que son rôle en matière de consultation était limité par le libellé des articles 92 et 96 de la LCEO. La CEO a conclu qu'elle était tenue de « suivre l'intention de l'Assemblée législative et de limiter son examen aux questions énoncées au paragraphe 96 (2) de la Loi » [traduction][43]. Comme je l'ai indiqué plus haut, il s'agissait, dans les circonstances des deux demandes, de l'incidence des propositions sur le prix de l'électricité ainsi que sur la fiabilité et la qualité du service.

---

[38] OEB, EB-2017-0364 , décision et ordonnance, 19 juillet 2018.

[39] *Supra* note 37, Première décision d'autorisation de construire, aux pp 46-47.

[40] *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, LO 1998, c 15, ann B, art 96 [« LCEO »].

[41] *Supra* note 37, Première décision d'autorisation de construire.

[42] *Ibid* à la p 12.

[43] *Ibid*.

La CEO a également statué que sa compétence en matière d'environnement se limitait également à l'incidence, le cas échéant, sur les questions de prix, de fiabilité et de qualité du service d'électricité lorsque celles-ci peuvent avoir une incidence sur les coûts et le calendrier d'un projet[44].

En examinant les critères énoncés au paragraphe 96 (2), la CEO a conclu que « les deux projets sont acceptables du point de vue de la fiabilité et de la qualité du service d'électricité. Par conséquent, les prix détermineront quel demandeur se verra accorder l'autorisation de construire la nouvelle ligne de transport »[45] [traduction].

En ce qui concerne la date de mise en service, la CEO a conclu qu'en raison du calendrier des approbations environnementales requises pour le projet des installations connexes, la date de mise en service de 2020 n'était plus pertinente et que les deux projets pouvaient être en service à la fin de 2021[46].

Pour ce qui est de la question de la consultation des communautés autochtones et des avantages économiques pour celles-ci, la CEO a constaté que les deux demandeurs étaient en mesure de conclure des ententes satisfaisantes avec ces communautés[47].

En ce qui concerne la question déterminante du prix, la CEO a pris la mesure inhabituelle d'offrir aux parties la possibilité de soumettre d'ici le 31 janvier 2019 un prix ne devant pas dépasser un montant déterminé (« NDPDMD »). La CEO a déclaré que le demandeur retenu devait accepter de ne pas demander le recouvrement sous forme de tarifs des montants supérieurs au prix NDPDMD qui avait été proposé[48]. En d'autres termes, ce prix NDPDMD devait servir de plafond pour le coût de construction de la ligne.

Le 30 janvier 2019, un décret a été publié enjoignant à la CEO de modifier le permis de transport de NB afin de lui permettre de construire le réseau de REEO[49]. Le décret a été publié en vertu de l'article 28.6.1 de la LCEO[50], qui autorise le ministre de l'Énergie à donner des directives à la CEO relativement, entre autres, à la construction de lignes de transport.

Or, l'article 97.1, ajouté à la LCEO en 2016, limite le pouvoir de la CEO d'accorder des demandes d'autorisation de construire en vertu de l'article 92 de la LCEO dans les cas où une directive a été émise conformément à l'article 28.6.1[51]. Ainsi, même si le décret ne pouvait pas se fonder sur l'article 28.6.1 pour accorder des autorisations de construire, ce fut toutefois son effet pratique. La CEO doit accorder l'autorisation de construire, mais il ne s'agit là que d'une simple formalité.

Le décret a fait en sorte que la présentation des prix NDPDMD à la CEO devenait sans objet. Ainsi, les payeurs de tarifs n'ont pas été en mesure de savoir combien le coût aurait pu être inférieur si NB et HONI avaient soumis des prix NDPDMD.

Par la suite, la CEO a rendu une décision et ordonnance, datée du 11 février 2019, en vertu de l'article 92 de la Loi, accordant à NB l'autorisation de construire requise par le décret[52]. C'est ce que j'appellerai la « décision finale d'autorisation de construire ».

Dans la décision finale d'autorisation de construire, la CEO s'est dite préoccupée par les coûts de construction avancés par NB. Elle a noté que les coûts sont passés de 409 millions de dollars au moment de la procédure de désignation à 737 millions de dollars au moment où NB a déposé sa demande d'autorisation de construire[53].

---

[44] *Ibid* à la p 13.

[45] *Ibid* à la p 42.

[46] *Ibid* à la p 60.

[47] *Ibid* à la p 62.

[48] *Ibid* à la p 66.

[49] C-B, Executive Council Chambers, Décret 52/2019, 30 janvier 2019 [« Décret »].

[50] *Supra* note 40, LCEO, art 28.6.1.

[51] *Ibid*, art 97.1.

[52] OEB, EB-2017-0182, EB-2017-0194, EB-2017-0364, décision et ordonnance, 11 février 2019 [« Décision finale d'autorisation de construire »].

[53] *Supra* note 37, Première décision d'autorisation de construire, à la p 7.

La CEO a également noté que NB n'avait pas déposé de mise à jour des coûts de construction depuis le dépôt de la demande, quelque 18 mois plus tôt[54]. C'était important parce que la preuve présentée à l'audience indiquait que les coûts de construction de NB étaient fixés en fonction d'une date de mise en service en 2020 et que les retards dans le calendrier de construction entraîneraient probablement une augmentation des coûts de construction.

Le résultat pratique du décret a donc été que la CEO a été forcée d'approuver la demande d'autorisation de construire de NB sans connaître l'impact de la proposition de NB sur le coût de construction du REEO. Comme le coût de la construction serait recouvré auprès des payeurs de tarifs, l'incidence sur ces derniers ne pouvait être connue. En d'autres termes, les payeurs de tarifs n'ont pas été en mesure de savoir combien le coût aurait pu être inférieur si NB et HONI avaient soumis les prix NDPDMD. La CEO a exprimé crûment ce résultat lorsqu'elle a déclaré dans la décision finale d'autorisation de construire que, « compte tenu de la directive, l'atténuation du risque pour les payeurs de tarifs par une analyse comparative de deux demandes concurrentes fondées sur les coûts n'est plus une option »[55] [traduction]. La CEO a donc été obligée de rendre une décision d'autorisation de construire sans être en mesure de s'acquitter de son obligation, énoncée au paragraphe 96 (2) de la Loi, de tenir compte des intérêts des consommateurs en matière de prix au moment de décider d'approuver une demande d'autorisation de construire.

Les raisons ostensiblement évoquées pour justifier la publication du décret étaient, premièrement, que celui-ci « offrirait un niveau accru de certitude règlementaire pour les processus actuellement entrepris par la Commission de l'énergie de l'Ontario »[56] [traduction]. Il s'agit là d'une justification troublante, étant donné que les processus de règlementation de la CEO ont été achevés dans les jours qui ont suivi, la seule incertitude étant celle de savoir lequel des deux concurrents offrirait le prix à ne pas dépasser le plus bas.

La deuxième raison évoquée à l'appui du décret était que « la participation économique des communautés autochtones est un objectif stratégique du gouvernement de l'Ontario et qu'un niveau accru de certitude règlementaire appuierait les partenariats conclus dans le cadre du projet de raccordement électrique est-ouest »[57] [traduction]. Il s'agit là aussi d'un raisonnement troublant dans la mesure où NB et HONI avaient offert une participation économique aux communautés autochtones et que ni l'une ni l'autre de ces entreprises ne pouvait commencer la construction tant que les approbations environnementales requises n'étaient pas obtenues. Comme je l'ai déjà mentionné, la CEO, après avoir entendu la preuve des deux parties, a conclu, dans sa première décision d'autorisation de construire, que les deux parties étaient en mesure d'offrir des avantages économiques aux communautés autochtones.

Ni l'un ni l'autre de ces motifs énoncés dans le décret n'étaient étayés par la preuve qui avait été examinée par la CEO au cours de l'audience des demandes concurrentes d'autorisation de construire. La conclusion de la CEO, mentionnée ci-dessus, était qu'en raison des exigences des approbations d'évaluation environnementale pour la mise à niveau des installations connexes, ni Hydro One ni NB ne pouvaient mettre la ligne en service avant la fin de 2021. Par conséquent, les avantages économiques pour les communautés autochtones ne pouvaient pas être obtenus plus rapidement par NB que par Hydro One. La preuve révélait que Hydro One offrait aux communautés autochtones des avantages économiques égaux ou, dans un cas, supérieurs[58] aux avantages économiques offerts par NB. Enfin, puisque la décision de la CEO sur les demandes d'autorisation de construire aurait vraisemblablement été rendue dans les jours suivant le dépôt des prix NDPDMD, le délai

[54] *Ibid.*

[55] *Ibid.*

[56] *Supra* note 49, Décret, à la p 1.

[57] *Ibid* à la p 2.

[58] La preuve fournie à l'audience était que Hydro One offrait à la communauté autochtone la plus directement touchée par le projet du REEO une participation de 34 %, par opposition à une participation de 20 % offerte par NextBridge à la même communauté.

règlementaire pourrait être mesuré en jours, sinon en heures, tout au plus.

Le décret n'a fait aucune mention du coût de construction du REEO. Par conséquent, NB a accompli quelque chose qu'il n'aurait jamais pu accomplir dans sa demande d'autorisation de construire, à savoir qu'il n'avait aucune limite quant au coût de construction du REEO.

Bien qu'il n'en soit pas tenu compte dans le décret, il semble que le gouvernement ait pris la décision d'intervenir en se fondant sur les observations, écrites ou orales, que lui a présentées NB. Dès août 2018, NB avait écrit à deux ministres pour leur demander de lui accorder l'autorisation de construire la ligne, contournant ainsi la CEO, alors que son processus d'audience était sur le point de débuter. Le 21 janvier 2019, NB a envoyer une lettre au ministre de l'Énergie pour lui demander de nouveau cet allégement. Cette lettre fait référence à une lettre du 8 janvier 2019, dont une copie n'a pas été divulguée.

Dans les lettres que NB a adressées au gouvernement et qui ont été divulguées, NB a fourni des renseignements sur sa proposition et celle de HONI. L'information contenue dans ces lettres était parfois inexacte. Par exemple, dans sa lettre du 21 janvier 2019 au ministre de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines, NB déclarait que « le projet de Hydro One serait achevé beaucoup plus tard que celui de NB et du Bamkushwada Limited Partnership (BLP), ce qui entraînerait des retards et des pertes correspondantes dans le développement économique ainsi que des risques pour la fiabilité du service d'électricité »[59] [traduction]. Comme l'indique sa décision et ordonnance du 20 décembre 2018, la CEO avait conclu que ni NB ni HONI ne mettraient la ligne en service d'électricité avant la fin de 2021 et qu'aucun des deux projets ne posait de risque pour la fiabilité du réseau électrique.

Dans cette même lettre, NB a inclus ce qu'il a décrit comme une « comparaison du coût net du projet »[60]. Cette comparaison comportait des hypothèses inexactes concernant les coûts de HONI, par exemple, les coûts supplémentaires liés à l'adoption d'un autre itinéraire.

Ce qui est important de retenir est que ni NB ni le gouvernement n'ont divulgué l'envoi ou le contenu des lettres au moment où elles ont été envoyées au gouvernement et dans des circonstances où elles pouvaient être examinées dans le cadre d'une instance publique où les intervenants pouvaient intervenir.

Le but de ces observations n'est pas de prétendre que la demande de Hydro One était supérieure à celle de NB. La preuve présentée au cours de l'instance de la CEO peut être évaluée sur le fond. Les conclusions de la CEO concernant les coûts de construction sont énoncés dans la première décision d'autorisation de construire et dans la décision finale d'autorisation de construire.

On peut soutenir que le processus de règlementation créé à l'origine par la CEO pour le développement du REEO était imparfait dès le départ. La décision de désignation a créé des avantages concurrentiels substantiels pour la partie qui s'est vu accorder le droit d'effectuer les travaux de développement. Pour donner effet à la politique de mise en concurrence pour la construction du REEO, toute partie autre que NB devrait surmonter ces avantages concurrentiels. Pour ce faire, la CEO devrait permettre à une partie concurrente de faire valoir ses arguments dans le cadre d'une demande d'autorisation de construire. Cela entraînerait toutefois un certain retard règlementaire. Tout à son honneur, la CEO a reconnu, du moins implicitement, les problèmes du processus règlementaire initial qu'elle avait créé et a donné à NB et à HONI l'occasion de faire valoir leurs arguments. Cela signifiait qu'il y avait un processus transparent par lequel les propositions concurrentes pouvaient être examinées en détail. Autrement dit, la CEO avait donné effet à sa politique et à la politique du gouvernement de mettre en place des lignes de transport par voie concurrentielle. C'est l'intervention du gouvernement qui a annulé le processus et inversé la politique.

[59] Lettre par Jennifer Tidmarsh de NextBridge Infrastructure adressée au ministre de l'Énergie, du Développement du Nord et des Mines (21 janvier 2019).

[60] *Ibid.*

Les effets de la décision du gouvernement d'accorder effectivement à NB l'autorisation de construire le REEO sont les suivants :

1. L'autorisation de construire la ligne a été accordée en violation de l'obligation statutaire de la LCEO de tenir compte des intérêts des consommateurs en matière de prix;

2. De plus, compte tenu de la preuve présentée durant l'instance, le gouvernement a accordé l'autorisation de construire en sachant, d'après les conclusions de la CEO, qu'il en coûterait presque certainement plus cher que la proposition de rechange, de sorte que les payeurs de tarifs paieraient plus qu'ils n'auraient dû le faire;

3. La décision du gouvernement reposait sur des considérations qui étaient, selon les conclusions de la CEO, manifestement incorrectes, à savoir qu'elle mettrait fin aux retards et à l'incertitude règlementaires et permettrait aux groupes autochtones de profiter plus rapidement des avantages économiques;

4. Le gouvernement a miné le processus de règlementation de la CEO, notamment en annulant l'examen ouvert et transparent des preuves concurrentes et la possibilité pour les parties prenantes concernées d'exprimer leurs préoccupations.

5. En donnant suite à des renseignements non vérifiés soumis par NB, le gouvernement a violé les règles de justice naturelle qui sont censées régir les décisions dans le secteur de l'électricité touchant les intérêts des payeurs de tarifs;

6. Le gouvernement a abandonné la politique consistant à mettre en place des lignes de transport par voie concurrentielle, mais il l'a fait sans reconnaître qu'il l'avait fait.

II. GOUVERNANCE DANS LE SECTEUR PUBLIC

Dans la présente section, j'examine les principes de gouvernance dans le secteur public et les raisons pour lesquelles il est important de respecter ces principes.

L'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) décrit la gouvernance dans le secteur public comme suit :

> La gouvernance publique désigne les arrangements formels et informels qui déterminent comment les décisions publiques sont prises et comment les actions publiques sont menées, du point de vue du maintien des valeurs constitutionnelles d'un pays face à l'évolution des problèmes, des acteurs et des environnements.[61]

L'OCDE a commenté comme suit l'importance d'une bonne gouvernance pour les régulateurs :

> La façon dont un organisme de règlementation est mis sur pied, dirigé, contrôlé, doté de ressources et tenu de rendre des comptes – y compris la nature des relations entre le décideur règlementaire, les acteurs politiques, le corps législatif, l'administration exécutive, les processus judiciaires et les entités règlementaires – renforce la confiance envers l'organisme et est cruciale pour l'efficacité globale de la règlementation. L'amélioration des mécanismes de gouvernance peut profiter à la collectivité en améliorant l'efficacité des organismes de règlementation et, en fin de compte, la réalisation d'importants objectifs de politique publique.[62] [traduction]

[61] OCDE, Division de l'investissement de la Direction des affaires financières et des entreprises, *Policy Framework for Investment User's Toolkit,* Paris, Éditions OECD, 2011, c 10, à la p 2.

[62] OCDE, *Principles for the Government of Regulators: Public Consultation Draft*, Paris, Éditions OCDE, 21 juin 2013, [« Principes de l'OCDE »].

L'OCDE, entre autres, a établi les caractéristiques suivantes des systèmes de règlementation efficaces :

1. Indépendance
2. Responsabilisation
3. Certitude
4. Efficacité
5. Rendement [63] [traduction]

L'OCDE a également noté l'importance de la relation entre l'intégrité et l'indépendance de la règlementation, comme suit :

> L'établissement d'un organisme de règlementation jouissant d'un certain degré d'indépendance (tant par rapport à ceux qu'il règlemente qu'à l'égard du gouvernement) peut accroître la confiance dans le fait que les décisions règlementaires sont prises avec intégrité. Un niveau élevé d'intégrité améliore les résultats des décisions règlementaires.[64] [traduction]

Les considérations relatives à la bonne gouvernance des organismes de règlementation exigent nécessairement que l'on tienne compte de la relation entre le gouvernement et ces organismes. Pour cette raison, les principes de bonne gouvernance de l'OCDE peuvent s'appliquer à l'examen des modalités de gouvernance du secteur de l'électricité dans son ensemble et de l'incidence des affaires Avista et du REEO sur cette gouvernance.

III. LA GOUVERNANCE DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

La gouvernance des organismes de règlementation peut être définie comme suit :

> Pour les organismes de règlementation, la gouvernance peut être définie, au sens large, comme étant les mécanismes ou les instruments, les processus et les relations par lesquels un organisme de règlementation est contrôlé et dirigé, et par lesquels ses décisions et ses actions sont mesurées et font l'objet d'une reddition de compte. Les mécanismes ou instruments comprendraient la législation applicable, toute règlementation connexe et les règles régissant les relations de l'organisme de règlementation avec le gouvernement, l'assemblée législative et les tribunaux. Il comprendrait également les structures, les règles et les pratiques de l'organisme de règlementation.[65] [traduction]

Tout comme la nourriture et le logement, l'électricité est essentielle au bien-être des citoyens. Les gouvernements doivent veiller à ce qu'il y ait un approvisionnement suffisant en électricité à des prix abordables pour tous les citoyens. Pour atteindre ces objectifs, les gouvernements provinciaux ont créé une structure de gouvernance pour le secteur de l'électricité. La structure, créée par la législation et la règlementation connexe, définit les rôles respectifs du gouvernement et de ses deux organismes de règlementation, la CEO et la SIERE.

Dans sa conception initiale, la structure de gouvernance du secteur de l'électricité reposait sur un système par lequel un organisme de règlementation indépendant, la CEO, approuve les tarifs en fonction des preuves qui sont déposées dans le cadre d'instances publiques et qui peuvent être vérifiées par les payeurs de tarifs.

Encore une fois, telle qu'elle a été conçue à l'origine, la structure de gouvernance du secteur de l'électricité comportait les principaux éléments suivants :

1. La loi confère à la CEO le pouvoir d'approuver les tarifs exigés pour le transport et la distribution de l'électricité,

[63] *Rapport du Comité consultatif pour la modernisation de la Commission de l'énergie de l'Ontario,* octobre 2018.

[64] *Supra* note 62, Principes de l'OCDE, à la p 47.

[65] Robert Warren, « The Governance of Regulatory Agencies: A Case Study of the Ontario Energy Board », Council for Clean and Reliable Energy, Janvier 2015, à la p 5.

ainsi que pour la construction de lignes de transport. La loi énonce les critères que la CEO doit appliquer. Elle précise également comment elle doit prendre ces décisions, c'est-à-dire au moyen d'une audience. Le fait qu'elle soit tenue de prendre ses décisions à l'occasion d'une audience signifie qu'elle a l'obligation de respecter les règles de justice naturelle.

2. Les décisions de la CEO peuvent faire l'objet d'un appel devant les tribunaux sur des questions de droit.

Pour ce qui est de la gouvernance dans le secteur de l'électricité et, en fait, de la gouvernance des organismes de règlementation de tous les secteurs, il est reconnu que le gouvernement peut établir des politiques que la CEO est tenue de suivre. Dans une société démocratique, il est essentiel que les organismes de règlementation soient sensibles aux politiques du gouvernement. Il peut y avoir des circonstances où l'intervention du gouvernement est nécessaire, par exemple pour assurer le respect d'une politique. Toutefois, une telle intervention devrait se faire d'une manière transparente.

Il existe toujours une certaine tension entre l'obligation d'être réactif, voire de mettre en œuvre des politiques, et le besoin d'indépendance. Toutefois, en l'absence d'instructions législatives précises, la façon dont la CEO interprète et applique ces politiques relève de son pouvoir discrétionnaire. Autrement dit, la façon dont la CEO interprète ces politiques à la lumière de son obligation légale d'établir, par exemple, des tarifs de transport et de distribution justes et raisonnables, relève de sa discrétion. Il est essentiel que la CEO fasse preuve d'ouverture et de transparence lorsqu'elle cherche à établir un équilibre entre l'obligation d'interpréter les politiques et l'exercice de son pouvoir discrétionnaire.

Dans ce contexte, l'article 1 de la LCEO illustre comment on peut atteindre cet équilibre entre les politiques gouvernementales et l'indépendance de la règlementation[66]. Dans la présente section, j'énonce les objectifs en fonction desquels la CEO doit s'orienter dans l'exercice de ses responsabilités en vertu de la loi. Les objectifs du gouvernement sont clairement énoncés, mais le pouvoir discrétionnaire quant à la façon d'atteindre ces objectifs conformément à ses obligations législatives est laissé à la CEO.

La relation entre le gouvernement et la CEO est formellement prescrite dans le « Protocole d'entente entre le ministre de l'Énergie et le président de la Commission de l'énergie de l'Ontario » (ci-après appelé le PE)[67]. L'article 1 du protocole d'entente énonce les « objectifs du présent protocole d'entente ». L'article 1.2 prévoit ce qui suit :

> Le présent protocole d'entente n'a aucune incidence sur les pouvoirs ou responsabilités de la Commission de l'énergie de l'Ontario ou sur les pouvoirs ou responsabilités que des particuliers ou des entités tiennent de la Commission de l'énergie de l'Ontario, tels qu'ils sont énoncés dans les lois applicables ou en vertu de la loi, ni ne les modifie ou les limite.[68]

L'article 4 du protocole d'entente énonce les « principes directeurs ». L'article 4.1 se lit comme suit :

> Le ministre reconnaît que la Commission est une entité prévue par la loi et que la Commission, le président et le comité de gestion exercent leurs pouvoirs et s'acquittent de leurs responsabilités conformément à la Loi et à toute autre loi applicable. Le ministre reconnaît également qu'à titre d'entité prévue par la loi, la Commission exerce ses pouvoirs et s'acquitte de ses responsabilités dans les limites des restrictions, contraintes et conditions qui découlent des lois applicables, de la qualité de tribunal indépendant quasi judiciaire de la Commission, voire des deux. Le ministre reconnaît

[66] *Supra* note 40, LCEO, art 1.

[67] *Protocole d'entente entre le ministre de l'Énergie et le président de la Commission de l'énergie de l'Ontario*, art 1.2.

[68] *Ibid*, art 1.2.

> que les décisions judiciaires ou quasi judiciaires et règlementaires de la Commission doivent être prises de façon indépendante et impartiale, et que le public doit les percevoir de la sorte. Les parties conviennent que le présent protocole et toutes les obligations qui y figurent doivent être interprétés et appliqués de façon compatible avec ce qui précède.[69]

Cette structure de base de la gouvernance du secteur de l'électricité a commencé à changer avec l'adoption, en 1998, de la première modification de la LCEO, qui permet au gouvernement de donner des directives à la CEO. Dans ce qui est maintenant l'article 27 de la LCEO, on prévoit que le gouvernement peut émettre des directives « sur la politique générale de la Commission et les objectifs qu'elle doit poursuivre ». Cet article prévoit que lorsque les directives sont publiées, le Commission est tenue de les mettre en œuvre[70].

Ce qui est maintenant l'article 27 de la LCEO a servi, à une exception près, de modèle pour les modifications subséquentes de cette loi qui ont donné au gouvernement le pouvoir de donner des directives. Le libellé de ce qui est maintenant l'article 27 prévoit que les directives seront émises par le gouvernement et ensuite appliquées par la CEO. Concrètement, l'application des directives serait, dans la plupart des cas, prise en compte lors des audiences. Bien que les directives aient pour effet de limiter le pouvoir discrétionnaire de la CEO, la relation entre les exigences de la directive et l'exercice du pouvoir discrétionnaire de la Commission serait assujettie à la participation des intervenants dans un processus transparent. Ce processus n'a pas été suivi dans l'affaire du REEO, ce qui constitue un trait distinctif de l'affaire et de l'exercice par le gouvernement de son pouvoir directif.

Au cours des 15 années suivantes, la LCEO a été modifiée par l'ajout de dix (10) articles autorisant l'émission de directives. Bon nombre de ces directives visaient à permettre au gouvernement d'orienter la mise en œuvre de ses initiatives en matière d'énergie renouvelable et de conservation de l'énergie.

Le pouvoir de directive utilisé par le gouvernement dans l'affaire du REEO a été ajouté à LCEO par des modifications en 2016. Cette directive constitue une exception aux autres directives de la Loi en ce que, en vertu de l'article 97 de la Loi, son exercice prive la CEO de son pouvoir discrétionnaire d'approuver la construction de lignes de transport. Cette modification n'a fait l'objet d'aucune discussion ni en comité législatif ni à l'assemblée législative elle-même.

On peut soutenir que le nouveau gouvernement provincial a amené ce pouvoir d'émettre des directives à un tout autre niveau. La *Loi de 2018 sur la responsabilisation de Hydro One*[71] a donné au gouvernement le pouvoir d'émettre des directives pour, entre autres choses, fixer la rémunération du chef de la direction de Hydro One. Le 1er février dernier, le gouvernement a d'ailleurs émis une directive le permettant[72].

La *Loi de 1998 sur l'électricité* a également été modifiée pour donner au gouvernement le contrôle du contenu et de la mise en œuvre du plan énergétique à long terme[73]. Alors qu'à l'origine, la SIERE et la CEO étaient principalement responsables du contenu et de l'application du plan énergétique à long terme, les décisions concernant le contenu et l'application du plan relèvent maintenant du gouvernement.

Tout en apportant ces modifications, les gouvernements successifs (à l'exception des articles 28.0.1 et 97 de la LCEO) ont laissé intact le pouvoir discrétionnaire de la CEO d'exercer sa fonction principale d'approuver des tarifs justes et raisonnables. On peut soutenir que ces modifications ont eu pour effet de modifier sensiblement les modalités de gouvernance du secteur de l'électricité en insérant le gouvernement dans le processus décisionnel et en limitant le pouvoir discrétionnaire de la CEO. Toutefois, la CEO a conservé une certaine indépendance en ce sens qu'elle disposait d'un certain pouvoir discrétionnaire quant à la façon dont les directives devaient être appliquées.

---

[69] *Ibid*, art 4.

[70] *Supra* note 40, LCEO, art 27.

[71] *Loi de 2018 sur la responsabilisation de Hydro One*, 2018, LO 2018, c 10, ann 1.

[72] Directive datée du 21 février 2019.

[73] *Loi de 1998 sur l'électricité*, LO 1998, c 15, ann A, art 25.29–25.30.

De plus, dans les cas où les directives ne s'appliquaient pas, le pouvoir discrétionnaire de la CEO demeurait inchangé. À mon avis, les affaires Avista et du REEO ont changé la donne.

Je me fonde sur les critères de l'OCDE pour examiner quelles sont les modalités de gouvernance du secteur de l'électricité. Je crois que ces mécanismes, tels qu'ils ont été conçus à l'origine, créés par une loi et un règlement, précisent les rôles distincts du gouvernement et de la CEO et assurent l'indépendance appropriée de la CEO. De plus, les arrangements exigent que les décisions touchant les payeurs de tarifs, et en particulier les coûts qu'ils doivent payer pour le service d'électricité, soient prises dans le cadre de processus ouverts et transparents, et que les preuves sur lesquelles s'appuient les décisions soient mises à la disposition du public pour examen et que la CEO soit responsable de ces décisions.

Les gouvernements de l'Ontario, tous partis confondus, ont une longue tradition d'intervention dans le secteur de l'électricité[74], car ils en étaient en grande partie mécontents. Les gouvernements ont gelé, puis débloqué, les prix de l'électricité. Les gouvernements ont également réduit les prix de l'électricité. Dans son rapport de 2011 sur la *Loi de 2009 sur l'énergie verte* et l'économie verte du gouvernement ontarien, le vérificateur général a fait remarquer que « le gouvernement a créé un processus pour accélérer le développement de l'énergie renouvelable en donnant au ministre le pouvoir de remplacer bon nombre des processus habituels de planification et de surveillance règlementaire du gouvernement »[75] [traduction]. Cette observation pourrait constituer un résumé utile de l'effet de la législation du Gouvernement dans le secteur de l'électricité à partir de 1998.

Le pouvoir de donner des directives a limité la capacité de la CEO d'agir en tant que décideur indépendant et quasi judiciaire. Toutefois, son utilisation du pouvoir de directive dans l'affaire du REEO a fait quelque chose de fondamentalement différent, à savoir outrepasser les processus de la CEO et prendre une décision sur la base de renseignements qui n'ont pas été vérifiés ou même, en fait, sur des renseignements qui se sont révélées incorrectes après vérification.

Ce qui ressort de l'affaire Avista, c'est que le gouvernement peut utiliser son pouvoir, en tant que principal actionnaire de Hydro One, pour influer sur la gouvernance du secteur. Il y a une certaine ironie à cela, car avant la privatisation partielle, le gouvernement de l'Ontario était le seul actionnaire de Hydro One et en avait donc le contrôle total. Toutefois, comme il est indiqué ailleurs dans le présent document, le gouvernement a conclu la Convention de gouvernance pour signifier qu'il limiterait son contrôle sur Hydro One à des considérations corporatives et commerciales, plutôt que politiques.

Dans ce contexte, deux questions se posent. La première est de savoir si, et dans l'affirmative dans quelle mesure, les principes de bonne

---

[74] Les exemples d'ingérence du gouvernement sont nombreux. Les exemples suivants sont donnés à titre indicatif.

1. La *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* a instauré un marché concurrentiel dans le secteur de l'électricité. L'un de ses objectifs consistait à ce que les payeurs de tarifs paient le juste prix de l'énergie;
2. La *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité*, la conservation et l'approvisionnement en électricité a plafonné les prix de l'électricité pendant deux ans. Elle a également gelé les taux de transmission et de distribution jusqu'en 2006. Cette loi a eu pour effet d'induire en erreur l'expérience sur les prix du marché telle qu'établie par la Loi de 1998;
3. La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité a réorganisé* la structure institutionnelle du secteur de l'électricité. Entre autres choses, la loi accordait à l'Office de l'électricité de l'Ontario, le prédécesseur de la SIERE, le pouvoir d'élaborer ce que l'on appelle maintenant le Plan énergétique à long terme. Comme il est indiqué dans le texte, ce pouvoir appartient maintenant au ministre;
4. La *Loi de 2009 sur l'énergie verte* et l'économie verte reflétait l'adoption par le gouvernement de la production d'énergie renouvelable et renforçait considérablement le pouvoir du gouvernement d'émettre des directives;
5. La *Loi de 2010 sur la prestation ontarienne de l'énergie propre*. Cette loi a instauré un escompte de 10 % sur les factures d'électricité des payeurs de tarifs;
6. La *Loi de 2016 sur la remise de l'Ontario pour les consommateurs d'électricité* a réduit les tarifs d'électricité de 8 % à partir du 1er janvier 2017;
7. La *Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables* a réduit les tarifs d'électricité de 17 % de plus, ce qui représentait une réduction totale de 25 %.

[75] Ontario, Bureau du vérificateur général de l'Ontario, *Rapport annuel de 2008*, Toronto : Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2011, à la p 89.

gouvernance, en particulier ceux exprimés par l'OCDE, peuvent continuer à s'appliquer dans le secteur de l'électricité. La deuxième question est de savoir si les affaires Avista et du REEO représentent un changement important dans la gouvernance du secteur de l'électricité ou s'il s'agit simplement de l'aboutissement logique des changements dans la structure de gouvernance du secteur de l'électricité qui se sont produits au cours des 15 dernières années.

IV. LES AFFAIRES AVISTA ET DU REEO ET LA GOUVERNANCE DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Comme je l'ai mentionné ci-dessus, le rôle du gouvernement provincial dans les affaires Avista et du REEO a entraîné des répercussions économiques négatives. Dans l'affaire Avista, le refus de la WUTC d'approuver la transaction signifiait que Hydro One devait payer des frais de résiliation de quelque 103 millions de dollars. Dans l'affaire du REEO, l'intervention du gouvernement pourrait entraîner une hausse de coûts de 100 à 120 millions de dollars pour la construction de la ligne de transport. Dans le cas de l'indemnité de résiliation liée à l'affaire Avista, le coût ne peut être refilé aux payeurs de tarifs, mais sera plutôt assumé par les contribuables. Dans le cas du REEO, les coûts de construction seront assumés par les payeurs de tarifs. Puisqu'il n'y a, à toutes fins pratiques, aucune distinction entre les contribuables et les payeurs de tarifs, il peut s'agir d'une distinction qui n'implique aucune différence.

Aux fins de la présente analyse, ce sont les effets indirects qui, à mon avis, sont les plus troublants. Le fait que le gouvernement provincial possède les plus vastes (et sans doute les plus importants) services publics de transport et de distribution signifie que la façon dont il exerce son pouvoir de propriété aura une incidence cruciale sur la gouvernance du secteur de l'électricité. Cela a été implicitement reconnu lorsque, dans le contexte de la vente des actions de Hydro One, le gouvernement a conclu la Convention de gouvernance.

Comme je l'ai déjà mentionné, la Convention de gouvernance visait à atteindre des objectifs contradictoires. D'une part, elle visait à rassurer le public sur le fait que le gouvernement conservait un contrôle suffisant pour pouvoir protéger les payeurs de tarifs contre les hausses tarifaires, soit une forme de protection inutile, comme je l'ai déjà mentionné, en raison du rôle de la CEO dans l'approbation des tarifs. D'autre part, et comme Hydro One l'a fait valoir dans l'affaire Avista, la Convention de gouvernance visait à rassurer les organismes de règlementation et les investisseurs que le gouvernement ne pouvait contrôler Hydro One.

Comme la WUTC l'a constaté, la Convention de gouvernance ne prévoyait aucune protection de l'indépendance de Hydro One. Le conseil d'administration de Hydro One a renoncé à cette protection prévue dans la Convention de gouvernance et a cédé au désir du gouvernement de congédier le chef de la direction et les membres du conseil. Le conseil d'administration l'a fait, semble-t-il, sous la menace d'une loi. De plus, le gouvernement a simplement outrepassé la Convention de gouvernance pour déposer un projet de loi lui donnant le pouvoir d'établir les niveaux de rémunération de la haute direction et du conseil de Hydro One.

La WUTC a reconnu implicitement que les conventions de gouvernance d'entreprise pour Hydro One, et en particulier le rôle du gouvernement en tant qu'actionnaire dans ces conventions, représentent maintenant des facteurs d'influence clés dans la gouvernance du secteur de l'électricité dans son ensemble.

Dans l'affaire du REEO, le gouvernement a utilisé son pouvoir pour contourner le processus d'audience de la CEO et faire fi de la protection des intérêts des payeurs de tarifs requise par la LCEO.

Comme je l'ai rappelé, les gouvernements de l'Ontario de tous les partis se sont ingérés dans le secteur de l'électricité, ce qui a souvent eu des conséquences néfastes. De plus, comme nous l'avons vu, la structure de gouvernance du secteur de l'électricité a fait l'objet de modifications au cours des 15 dernières années en vue de changer la relation entre le gouvernement et ses organismes de règlementation. Compte tenu de ce qui précède, certains allègueront que les affaires Avista et du REEO ne représentent rien de nouveau ou de différent quant à la nature des effets de l'ingérence du gouvernement dans la structure de gouvernance du secteur de l'électricité. Je pense cependant qu'ils le font de trois façons particulières :

1. C'est la première fois que le gouvernement s'est prévalu de son pouvoir d'émettre des directives pour dicter une décision de la CEO, c'est-à-dire pour annuler un

processus qui avait été entrepris selon les règles de la justice naturelle;

2. C'est la première fois que l'ingérence du gouvernement dans les mécanismes de gouvernance d'entreprise de Hydro One a fait en sorte que ces mécanismes sont devenus un facteur d'influence dans la gouvernance du secteur de l'électricité dans son ensemble;

3. C'est la première fois que le gouvernement a utilisé une menace législative pour forcer la prise de décisions dans ce secteur.

L'évolution des structures de gouvernance dans le secteur de l'électricité et, en particulier, le rôle accru qu'y joue le gouvernement sont en soi préoccupants en ce qui a trait aux possibilités d'ingérence politique dans ce secteur et, par conséquent, aux risques que comporte ce secteur comme lieu d'investissement. À mon avis, les affaires Avista et du REEO ont fait ressortir ces préoccupations de façon marquée et, ce faisant, ont nui à la réputation de la province et du secteur de l'électricité comme lieu d'investissement sûr.

Par rapport aux principes de bonne gouvernance de l'OCDE, les mesures prises par le gouvernement dans les affaires Avista et du REEO ont échoué sur les points suivants :

1. En particulier dans le cas du REEO, les mesures du gouvernement n'ont pas été prises de façon transparente. Le processus de la CEO représentait l'essence même de la transparence, alors que l'ingérence du gouvernement allait complètement à l'encontre de cette transparence.

2. Encore une fois, particulièrement dans l'affaire du REEO, les mesures prises par le gouvernement ont annulé l'application des règles de justice naturelle qui étaient au cœur des mécanismes de gouvernance du secteur de l'électricité. Que le gouvernement soit légalement autorisé à faire ce qu'il a fait n'est pas la question. La structure de gouvernance du secteur de l'électricité a été conçue de manière à ce que les décisions touchant le prix de l'électricité payé par les consommateurs soient déterminées selon des processus régis par les règles de justice naturelle. L'ingérence du gouvernement a annulé la protection offerte par ces règles.

3. Dans les deux cas, l'ingérence du gouvernement n'a pas été fructueuse, si l'on en juge par l'incidence sur les prix payés pour l'électricité par les payeurs de tarifs et, indirectement, par les contribuables. Dans l'affaire Avista, l'ingérence a entraîné la résiliation d'un accord commercial au coût de 103 millions de dollars. Dans le cas du REEO, l'intervention du gouvernement coûtera plus cher aux payeurs de tarifs pour construire la ligne de transport.

4. Dans les deux cas, l'ingérence du gouvernement était fondée sur des considérations manifestement incorrectes. Dans l'affaire Avista, le congédiement du chef de la direction de Hydro One et des membres du conseil d'administration n'aura vraisemblablement pas d'effet important, voire aucun, sur les tarifs. Dans l'affaire du REEO, l'intervention n'accélérera pas le processus règlementaire et ne conférera vraisemblablement aucun avantage matériel aux communautés autochtones. L'intervention du gouvernement n'était pas fondée sur des faits.

5. L'intervention du gouvernement dans ces deux cas a touché deux instances règlementaires coûteuses. En d'autres termes, il en a résulté un gaspillage d'argent, de temps et d'efforts. L'intervention du gouvernement était, en d'autres termes, l'antithèse de l'efficacité.

6. L'ingérence du gouvernement dans l'affaire du REEO a privé l'organisme de règlementation et ses processus de leurs fonctions de reddition de compte et de certitude.

Comme je l'ai expliqué, l'OCDE a noté les liens qui existent entre la bonne gouvernance publique, l'investissement et le développement. Les conclusions de la WUTC seraient une lecture troublante pour quiconque envisage d'investir dans le secteur de l'électricité en Ontario. L'intervention du gouvernement dans l'affaire du REEO signifie que les investisseurs ne peuvent avoir confiance ni dans les décisions de la CEO, ni dans les processus de prise de ces décisions. L'intervention du gouvernement

est une invitation à contourner ces processus. Les investisseurs potentiels ne peuvent avoir l'assurance que le gouvernement en place n'interviendra pas pour agir d'une manière qui diminue la valeur de leurs investissements. La confiance dans l'indépendance et l'intégrité du processus règlementaire est particulièrement importante à un moment où le secteur de l'électricité connaît des changements fondamentaux et où l'investissement dans les nouvelles technologies sera essentiel.

J'ai noté plus haut que la privatisation partielle de Hydro One a été critiquée pour des raisons économiques. On soutient qu'un nouveau gouvernement a le droit d'annuler une décision d'un gouvernement précédent s'il considère celle-ci erronée. Toutefois, ce n'est pas ce qui s'est passé dans l'affaire Avista. Le nouveau gouvernement n'a pas annulé la privatisation; en fait, il a fourni à la WUTC la preuve qu'il continue de la soutenir. Il est toutefois intervenu pour influer sur l'un des résultats de la privatisation, à savoir la capacité de fixer la rémunération de la haute direction, ce qui a pénalisé Hydro One et tous ses actionnaires en obligeant l'entreprise à payer une indemnité de résiliation d'accord commercial.

Il y a également un argument selon lequel les investisseurs devraient se méfier des gouvernements canadiens étant donné l'absence explicite de garantie constitutionnelle de la propriété privée et la primauté des décisions législatives. Dans l'affaire Avista, l'existence de l'accord de gouvernance laisse entendre que le gouvernement voulait neutraliser ces préoccupations.

Dans l'affaire du REEO, l'autorité de la CEO a été fondamentalement minée. Ni les investisseurs ni les payeurs de tarifs ne peuvent avoir confiance en l'indépendance de la CEO en tant que décideur quasi-judiciaire. Le processus de règlementation est censé garantir que les décisions sont prises de façon transparente et que les données probantes sont pleinement vérifiées. L'ingérence du gouvernement dans l'affaire du REEO signifiait qu'une décision avait été prise pour saper ce processus et était fondée sur des informations qui n'étaient pas soumises à un examen public.

Il faut respecter l'intégrité du processus de règlementation si l'on veut protéger les intérêts des payeurs de tarifs. L'ingérence du gouvernement dans la gouvernance du secteur de l'électricité, que ce soit indirectement dans l'affaire Avista ou directement dans celle du REEO, viole cette intégrité. La seule façon d'assurer la préservation de l'intégrité serait de structurer et de limiter la capacité d'intervention du gouvernement, et ce, d'au moins deux façons.

Comme je l'ai mentionné, l'électricité est un produit essentiel, et la structure de règlementation qui vise ce produit a été conçue non seulement pour assurer sa disponibilité, mais aussi pour permettre aux payeurs de tarifs de s'exprimer sur la façon dont elle est transmise et livrée, et à quel coût. Les affaires Avista et du REEO démontrent comment l'ingérence du gouvernement peut annuler cette intention en contournant à la fois les dispositions et les principes de la bonne gouvernance.

Je reconnais qu'il peut être naïf de croire que le gouvernement ne se mêlera pas de la gouvernance du secteur de l'électricité et qu'il limitera son rôle à l'établissement de grandes orientations stratégiques. Il est peut-être plus facile de trouver un remède à la malaria que d'éloigner le gouvernement du secteur de l'électricité. Or, les affaires Avista et du REEO illustrent clairement que c'est ce que le gouvernement devrait faire. Toutefois, il faut tout d'abord reconnaître l'importance de la bonne gouvernance et des principes par lesquels elle doit fonctionner, tout en admettant franchement les effets négatifs de la violation de ces principes. Dans un monde idéal, le gouvernement modifierait la LCEO pour y retirer son pouvoir d'émettre des directives, et déciderait soit de se départir de sa participation dans Hydro One, soit de faire ce qui est prévu dans la Convention de gouvernance, c'est-à-dire permettre à Hydro One de fonctionner comme une société privée cotée en bourse. Le gouvernement devrait également respecter l'esprit et l'intention de la Convention de gouvernance.

En supposant que les gouvernements de l'Ontario ne se retireront jamais du secteur de l'électricité, j'estime que trois mesures sont nécessaires. La première consiste à respecter l'intégrité du processus de règlementation en permettant à la CEO de prendre des décisions fondées uniquement sur des preuves qui ont été vérifiées dans le cadre de processus ouverts et transparents. La deuxième mesure ferait en sorte que l'orientation stratégique du gouvernement soit présentée dans le cadre de processus ouverts et transparents. Troisièmement, les communications entre

le ministre et l'organisme de règlementation devraient être divulguées.

Bien qu'il date d'octobre 2018, le rapport du Comité consultatif pour la modernisation de la Commission de l'énergie de l'Ontario[76] a été publié relativement récemment. Dans ce rapport, le Comité consultatif formule un certain nombre de recommandations sur les mesures qu'il juge essentielles pour rendre les activités de la CEO conformes, entre autres, aux principes de l'OCDE. Les recommandations portent principalement sur les changements structurels à apporter à la CEO. Ces changements, bien que salutaires, seraient inefficaces sans un changement dans l'approche du gouvernement à l'égard de la gouvernance du secteur de l'électricité. Autrement dit, l'attitude du gouvernement à l'égard de la gouvernance du secteur de l'électricité, comme en témoignent les affaires Avista et du REEO, annule en grande partie les avantages des changements recommandés par le Comité consultatif. ■

[76] *Rapport du Comité consultatif pour la modernisation de la Commission de l'énergie de l'Ontario*, octobre 2018.

LA CEO PREND DES MESURES POUR METTRE EN ŒUVRE L'« ANALYSE COMPARATIVE FONDÉE SUR LES ACTIVITÉS ET LES PROGRAMMES »[1]

*David Stevens**

Le 25 février 2019, le personnel de la *Commission de l'énergie de l'Ontario* (CEO) a publié son document de travail sur l'analyse comparative fondée sur les activités et les programmes (AAP) des distributeurs d'électricité[2]. L'objectif déclaré de l'AAP est d'« établir un cadre permettant de comparer le rendement des coûts des services publics dans le cadre d'activités ou de programmes d'immobilisations et d'exploitation, d'entretien et d'administration (EE&A) particuliers, ce qui aidera la CEO à mieux évaluer l'efficacité des services publics à offrir de la valeur aux clients »[3]. Selon le personnel de la CEO, l'AAP « permettra de faire ressortir les meilleures pratiques dans les programmes clés, de comparer les coûts entre pairs et d'évaluer l'amélioration continue d'une année à l'autre en fonction d'activités et de programmes clés »[4].

Tel qu'il est énoncé dans la lettre de présentation[5] accompagnant le document de travail, l'AAP est conçue pour servir d'outil d'évaluation du rendement des services publics réglementés, en commençant par les distributeurs d'électricité. Selon le document de travail, la CEO prévoit utiliser les résultats de l'AAP, entre autres, pour évaluer et déterminer les domaines qui pourraient nécessiter un examen détaillé dans les demandes d'établissement de tarifs, appuyer les examens proportionnels des demandes et éclairer d'autres enquêtes réglementaires. Le document de travail suggère que l'AAP peut également « guider les distributeurs individuels dans leur recherche d'un meilleur rapport coût-efficacité par l'adoption des meilleures pratiques présentées par les distributeurs les plus performants »[6].

Le document de travail décrit le processus de recherche et de consultation qui a été entrepris jusqu'à présent, puis explique ce que le personnel de la CEO estime qu'il faudrait inclure dans le cadre d'une AAP. Les éléments clés à prendre en compte comprennent les activités/programmes à comparer, les méthodes à utiliser pour l'analyse

---

* David Stevens est un associé et un membre du groupe Énergie A&B. David a pratiqué dans le droit de l'énergie pendant plus de 15 ans. Il donne des conseils sur le gaz, sur les services d'électricité et concernant les participants du marché électrique en Ontario, sur un large éventail de questions réglementaires et commerciales, et comparaît régulièrement devant la Commission de l'énergie de l'Ontario. Entre autres, David possède une expertise sur les questions de réglementation liées à la tarification, à l'interprétation des politiques, à la protection des clients, à la répartition des coûts et aux relations avec les parties prenantes. David a été reconnu comme Le Meilleur Avocat au Canada dans le droit de l'énergie.

[1] L'article qui suit est une réimpression (mise à jour) avec la permission de celui qui est paru dans l'*Energy Insider* publié par Aird & Berlis LLP), en ligne : < https://www.airdberlis.com/insights/blogs/energyinsider/post/ei-item/oeb-takes-steps-towards-implementing-activity-and-program-based-benchmarking >.

[2] CEO, *Staff Discussion Paper: Activity and Program Based Benchmarking (APB) For Electricity Distributors,* (25 février 2019), EB-2018-0278, en ligne : < https://www.oeb.ca/sites/default/files/APB-OEB-Staff-Discussion-Paper-20190225-v3.pdf >.

[3] *Ibid* à la p 4.

[4] *Ibid* à la p 7.

[5] Lettre de présentation pour l'*Activity and Program Based Benchmarking (ABP) Initiative* (25 février 2019), en ligne : < https://www.oeb.ca/sites/default/files/OEB-CovLtr-APB-Discussion-Paper-20190225-v2.pdf >.

[6] *Supra* note 3 à la p 12.

comparative, les données disponibles et la manière dont elles doivent être utilisées.

C'est l'identification et l'évaluation d'activités particulières qui, dit-on, rendent l'AAP plus utile que « l'analyse comparative des coûts totaux ». Le personnel de la CEO indique qu'il est prévu de ne comparer que les programmes et les activités qui contribuent de façon importante aux activités des distributeurs et au service à la clientèle. Pour déterminer les programmes et les activités appropriés, la CEO tiendra compte de l'importance du programme ou de l'activité, de l'importance relative des dépenses et des dépenses en immobilisations, de la facilité avec laquelle les données sont recueillies et de la comparabilité des résultats entre distributeurs.

En se fondant sur l'examen des données existantes et sur les recommandations d'experts et d'intervenants, le personnel de la CEO a dressé une courte liste préliminaire de dix activités/programmes pour l'APP (six activités d'exploitation et quatre programmes d'immobilisations). Les points proposés sont présentés dans le tableau ci-dessous, tiré du Document de travail.

Comme il est indiqué dans le document de travail, le personnel de la CEO propose que l'AAP soit mise en œuvre progressivement, en commençant par certains ou l'ensemble des programmes et des activités énumérés ci-dessus. Le personnel de la CEO propose d'utiliser à la fois l'analyse des coûts unitaires (y compris l'analyse coût/volume) et la modélisation économétrique pour l'analyse comparative des activités et des programmes retenus, en mettant l'accent sur la méthode du coût unitaire. L'analyse comparative initiale s'appuiera sur les exigences existantes en matière de déclaration et de tenue de dossiers (DTR) et les données déclarées. Les besoins en données et les sources de données supplémentaires seront déterminés au fil du temps.

Le document de travail indique que la CEO souhaite aller de l'avant rapidement avec la mise en œuvre du cadre de l'AAP, « compte tenu des avantages qu'offre ce type d'analyse comparative pour le processus de réglementation, des possibilités qu'il offre pour favoriser l'amélioration continue du rendement dans le secteur de la distribution et de la valeur qu'il peut offrir aux clients des services publics »[8]. Par conséquent, on peut s'attendre à ce que d'autres étapes suivent rapidement, afin d'indiquer

EEA	Group 1 Coûts moyens – EEA (M$)	Immobilisations	Group 1 Coûts moyens – Immobilisations brutes (M$)
Gestion de la végétation (droit de passage)	161	Poteaux, tours et appareils	4 713
Facturation	124	Transformateurs (à l'exclusion des transformateurs de poste)	3 898
Dépense compteur	81	Équipement de station de distribution	1 919
Exploitation et entretien de la ligne	190	Compteurs	1 326
Équipement de station de distribution	50	–	–
Entretien poteaux, tours et appareils	29	–	–

Analyse comparative d'EE&A et analyse comparative des immobilisations – Valeur brute de l'actif par catégorie du système comptable uniformisé (USoA)[7]

[7] *Ibid* aux pp 18-19.
[8] *Ibid* à la p 49.
[9] *Supra* note 5.

comment la CEO prévoit aller de l'avant. À cet égard, il convient de souligner l'observation formulée dans la lettre de présentation[9] selon laquelle la CEO prévoit mettre en œuvre l'AAP pour toutes les entités réglementées (y compris les transporteurs, Ontario Power Generation [OPG] et les distributeurs de gaz), en se fondant sur le cadre élaboré pour les distributeurs d'électricité. Aucune mention n'est faite de la façon dont l'analyse comparative sera effectuée lorsque le nombre de participants à ces autres activités réglementées sera moindre.

Le personnel de la CEO a tenu une réunion/webémission le 5 mars 2019 pour donner aux intervenants l'occasion de poser des questions sur l'initiative d'AAP et le document de travail[10]. À la suite de la réunion, neuf parties intéressées, dont des distributeurs et des groupes de contribuables, ont fait part de leurs commentaires sur le document de travail, ainsi que sur des questions précises énoncées à l'annexe A du document de travail[11]. La CEO a indiqué que ces commentaires faciliteront l'élaboration du cadre de travail de l'AAP, mais elle n'a pas fourni de délai indicatif quant à la date à laquelle il sera terminé. ■

[10] CEO: *Activity and Program based Benchmarking – Stakeholder Information Meeting, OEB Staff Presentation*, (5 mars 2019) en ligne : < https://www.oeb.ca/sites/default/files/OEB-Staff-Presentation-Stakeholder-Information-Meeting-20190305.pdf >.

[11] Les présentations sont publiées sur le site de la CEO, en ligne: < http://www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record?q=CaseNumber=EB-2018-0278&sortBy=recRegisteredOn-&pageSize=400 >.

À L'ENCONTRE DE L'INTÉRÊT PUBLIC : LES TROIS DÉCENNIES DE DÉFÉRENCE DE LA FERC À L'ÉGARD DE LA CONSOLIDATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

*Scott Hempling**

Depuis le milieu des années 1980, les fusions et acquisitions approuvées par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ont réduit de plus de moitié le nombre de services publics indépendants de vente au détail d'électricité. Ces opérations ont pris toutes les formes possibles : horizontales, verticales, convergentes et conglomérales; intégrées sur le plan opérationnel et à distance; nationales et internationales; cotées en bourse et privées; financées par emprunt et fondées sur un échange d'actions.

Cette consolidation s'est toutefois accompagnée d'une complexification organisationnelle. En effet, les services publics traditionnels d'avant les années 1980 (locaux, non diversifiés, financés de façon conservatrice) ont été remplacés par des systèmes de sociétés de portefeuille multinationales et multiétatiques dotées de structures organisationnelles comprenant de multiples entreprises commerciales, aux activités parfois conflictuelles, qui doivent leur capacité de financement et leur viabilité aux flux de trésorerie mensuels de leurs filiales de services publics.

En vertu de l'article 203 de la *Federal Power Act*[1], la FERC doit conclure que ces opérations de consolidation et de complexification sont « respectueuses de l'intérêt public »[2]. Malgré de multiples énoncés de politique, règles et plus de 70 approbations de fusions, la FERC n'a jamais défini la notion d' « intérêt public » sous la perspective du rendement de l'industrie. Bien que le *Merger Policy Statement*[3] (énoncé de politique sur les fusions) de 1996 ait pour objectif d' « encourager une plus grande concurrence de gros », ce concept transparaît rarement dans les ordonnances de fusion de la FERC[4]. Ces ordonnances ont pour seule exigence « l'absence de préjudice », et ce préjudice vise uniquement la concurrence que se livraient les entreprises avant la fusion, que cette concurrence ait été efficace ou non. Il y a concurrence efficace lorsque la structure d'un marché et le comportement de ses vendeurs poussent tous les concurrents à

* Scott Hempling offre ses conseils et témoigne devant des organismes de réglementation aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Il est l'auteur de deux livres : *Regulating Public Utility Performance: The Law of Market Structure, Pricing and Jurisdiction* (American Bar Association, 2013) et *Preside or Lead? The Attributes and Actions of Effective Regulators* (2d ed., 2013). Professeur auxiliaire au Georgetown University Law Center, M. Hempling est titulaire d'un baccalauréat avec distinction de l'Université Yale en économie et en sciences politiques, ainsi qu'en musique, et d'un doctorat *magna cum laude* en jurisprudence du Georgetown University Law Center. Une version beaucoup plus longue de cet article a paru dans l'*Energy Law Journal*, publié par l'Energy Bar Association, en ligne : < https://www.eba-net.org/felj/energy-law-journal/current-issue >.

[1] *Federal Power Act*, 16 United States Code, art 824b [ci-après « article 203 »].

[2] *Ibid*, art 203(a)(4).

[3] Voir Inquiry Concerning the Commission's Merger Policy under the Federal Power Act: Policy Statement, 61 Fed Reg 68 (1996), art 595.

[4] Scott Hempling, « Inconsistent with the public interest: FERC's three decades of deference to electricity consolidation » (2018) 39, ELJ à la p 233, en ligne : < https://www.eba-net.org/felj/energy-law-journal/current-issue >.

donner le meilleur d'eux-mêmes. En n'exigeant que « l'absence de préjudice » et en n'appliquant ce critère qu'à la concurrence avant la fusion, la FERC a engendré et approuvé des opérations dont la contribution au rendement de l'industrie est forcément sous-optimale. Depuis 30 ans, les décisions de la Commission en matière de fusion ont dissocié « l'intérêt public » de la notion du rendement de l'industrie[5].

Cette dissociation a engendré, et continue d'engendrer, la possession d'actifs consolidés et des structures commerciales complexes. L'industrie de l'électricité d'aujourd'hui ne ressemble en rien à ce que la FERC avait l'intention de faire auparavant, parce que la Commission n'a jamais dévoilé quelle était son intention; non seulement sur le plan du rendement de l'industrie, mais aussi au niveau des principaux facteurs qui influent sur ce rendement. Ces facteurs comprennent notamment le nombre approprié de réseaux de services publics dans une région, la composition appropriée des entreprises et des structures commerciales dans ces réseaux, les types de propriétaires et les types de financement utilisés ainsi que les stratégies des propriétaires pour leur expansion ultérieure. Le principal facteur qui influence les décisions de la FERC en matière de fusion (c.-à-d. la principale force qui détermine les caractéristiques de l'industrie), ce n'est pas la protection de l'intérêt public, mais plutôt l'atteinte des objectifs stratégiques des requérants de la fusion.

La déférence de la Commission à l'égard des stratégies des requérants est logique et licite lorsque les marchés en cause qui donnent naissance à ces opérations sont bel et bien des marchés concurrentiels. Toutefois, lorsque des monopoles de détail sont impliqués dans les fusions, les marchés en cause ne sont pas efficacement concurrentiels. La déférence à l'égard d'opérations qui ne sont pas régulées par une concurrence efficace ne peut être compatible avec l'intérêt public.

Cette absence de considération pour l'intérêt public et la déférence qui en résulte à l'égard des opérations d'intérêt privé sont des erreurs sur le plan global. Elles conduisent à cinq principales erreurs politiques[6]. La FERC 1) ne se penche que sur la concurrence de gros, ignorant la concurrence de détail; 2) considère chaque fusion séparément des autres, ignorant leurs effets cumulatifs; 3) ignore la relation entre le prix d'achat et la valeur réelle de la transaction, approuvant ainsi des transactions dont la relation coûts-avantages est sous-optimale; 4) permet aux parties prenantes de l'opération de se répartir la quasi-totalité de la valeur de leur opération, sans tenir compte de la contribution à cette valeur des contribuables ciblés; 5) suppose, sans enquête, que les organismes de réglementation pourront et voudront gérer la complexité post-consommation.

Les partisans de la politique de fusion de la FERC pourraient faire valoir les deux principaux arguments suivants[7]. Premièrement, l'approbation quasi-universelle des fusions par la Commission n'a entraîné aucun recul évident du rendement de l'industrie. Deuxièmement, aucune étude ne permet de vérifier l'inefficacité de fonctionnement de l'industrie consolidée d'aujourd'hui comparativement à l'hypothèse où la FERC aurait fait les choses différemment. Mais ni l'un ni l'autre de ses arguments ne prouve que la politique de la FERC est valable. La simple absence de recul de rendement de l'industrie n'est pas un bon critère pour évaluer une industrie infrastructurelle de plusieurs milliards de dollars dont dépendent des vies, et l'absence d'études utiles est une raison pour les mener au lieu de poursuivre l'application de la politique sans remettre celle-ci en question.

La Commission devrait réexaminer les prémisses de sa politique[8], soit que « l'absence de préjudice » est le critère qu'il convient d'appliquer; que la structure de marché visée par le critère d'absence de préjudice doit correspondre à celle avant la fusion, peu importe ses lacunes sur le plan concurrentiel; que les stratégies qui sous-tendent les projets de fusion sont nécessairement encadrées par des forces respectueuses de l'intérêt public. Ce réexamen devrait prendre la forme d'un avis d'enquête, dirigé par un groupe de travail ayant une expertise et une importance hiérarchique comparables à celles des bureaux de la Commission en matière de fiabilité et d'application. La collecte et l'analyse des faits, au

[5] *Ibid* à la p 282.
[6] *Ibid* aux pp 286-87.
[7] *Ibid* à la p 270.
[8] *Ibid* à la p 308.

lieu de la continuelle approbation des opérations de fusion, nous permettront de nous assurer que les futures fusions seront, comme l'exige l'article 203, bel et bien conformes à l'intérêt public. ■

L'ÉCHELONNABILITÉ TRANSFORME LES INDUSTRIES ÉNERGÉTIQUES

*Adonis Yatchew**

RÉSUMÉ

La fracturation (*fracking*), une combinaison de fracturation hydraulique et de forage horizontal, a redressé les marchés pétroliers, non pas tant parce qu'elle a ouvert de nouvelles sources d'approvisionnement, mais bien parce qu'elle est échelonnable. La capacité de l'OPEP d'influer sur les prix a été minée parce que les réductions de l'offre appliquées par ses membres sont compensées par des augmentations réciproques des gisements de gaz de schiste. La technologie a également produit un excédent de gaz naturel en Amérique du Nord qui alimente la mondialisation des marchés du gaz naturel.

Dans les industries énergétiques, les coûts des ressources énergétiques distribuées échelonnables (comment pourraient-elles être distribuées si elles n'étaient pas disponibles à petite échelle?) comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les piles continuent de baisser rapidement. Ces ressources sont sur le point de transformer fondamentalement la structure et la règlementation de l'industrie de l'électricité, en particulier parce qu'elles exercent des pressions concurrentielles sur les services publics titulaires. Ces transformations soulèvent une panoplie de questions d'ordre règlementaire, institutionnel et juridique. Parmi celles-ci, notons le risque d'actifs de services publics dégradés ou délaissés, la fiabilité de l'approvisionnement (p. ex., par les marchés de la capacité), l'évolution des tarifs et les défis liés à la répartition des coûts.

INTRODUCTION[1]

Pendant une bonne partie du XXe siècle, les économies d'échelle croissantes ont été la force dominante qui a façonné la structure des industries énergétiques. Dans le domaine de l'électricité, les groupes électrogènes sont devenus de plus en plus grands pour tirer parti d'économies d'échelle accrues. Dans le secteur de l'extraction du pétrole, une poignée d'entreprises ayant un rayonnement à l'échelle mondiale et capables de développer des projets de plusieurs milliards de dollars ont dominé les marchés mondiaux du pétrole. Les industries gazières, bien que continentales, ont aussi été dominées dans la plupart des régions par un petit nombre d'entreprises. La transmission et la distribution, qu'il s'agisse de molécules ou d'électrons, étaient pour la plupart des monopoles naturels. Les impératifs en matière d'efficacité et de rentabilité ont poussé les sociétés d'énergie à prendre de l'expansion. Ces forces contribué à la création d'industries caractérisées par un degré élevé de concentration et de puissance commerciale, mais également assujetties à une influence politique et réglementaire accrue.

Au XXIe siècle, ces tendances sont en train d'être inversées. Le gaz naturel et le pétrole peuvent être exploités de façon rentable par de petites entités utilisant des techniques de fracturation hydraulique et de forage horizontal (fracturation) – l'échelle minimale d'efficacité a chuté de trois ordres de grandeur. Cela a

* Professor Adonis Yatchew, Economics Department, University of Toronto, Editor-in-Chief *The Energy Journal.*

[1] Le présent document s'appuie largement sur des articles, des présentations et des documents antérieurs de cours de premier cycle et de cycles supérieurs enseignés par l'auteur, en ligne : < https://www.economics.utoronto.ca/yatchew >.

fondamentalement miné le cartel pétrolier de l'OPEP, comme on l'explique plus loin. Dans le secteur de l'électricité, les groupes électrogènes ont toujours été de 500 MW ou plus. Aujourd'hui, les ressources énergétiques distribuées (RED) peuvent, dans un nombre croissant d'emplacements, être déployées de façon efficace et concurrentielle à des échelles qui sont également de trois ordres de grandeur ou plus. La baisse continue des coûts des DER (comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les piles) pourrait, dans un avenir pas trop lointain, mener à un point de basculement où même les « prosommateurs » à faible volume pourraient chercher à se détacher du service public titulaire[2].

Les économies d'échelle ne sont pas seulement un déterminant critique de la structure de l'industrie, en particulier il y a le nombre d'entreprises, et aussi sa règlementation. La règlementation des tarifs des monopoles naturels est depuis longtemps reconnue comme une solution de rechange nécessaire, mais de deuxième ordre à la concurrence. Les industries où le pouvoir de marché peut être exercé relativement facilement, même si plusieurs entreprises sont présentes (pensons à l'électricité), ont également fait l'objet d'interventions règlementaires.

Aux fins du présent document, l'échelonnabilité signifie que l'activité peut être entreprise à des échelles beaucoup plus petites qu'auparavant. Par exemple, les ressources énergétiques distribuées, par nécessité, sous-tendent la notion voulant qu'elles puissent être déployées à petite échelle, autrement, comment pourraient-elles être distribuées[3]? La thèse principale du présent document est que l'échelonnabilité transforme non seulement la structure des industries énergétiques, mais aussi leur règlementation.

HYDROCARBURES

Gaz de schiste

Au début du siècle, on craignait que les États-Unis commencent à manquer de gaz naturel. En 2005, les prix au carrefour Henry, le prix de référence du gaz naturel aux États-Unis, étaient les plus élevés au monde, à 9 $US par million de BTU (voir la figure 1). Les perspectives d'augmentation des ventes du Canada aux États-Unis étaient prometteuses. Des projets de construction de terminaux d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) dans le golfe du Mexique étaient en cours. Le gaz de schiste constituait une partie négligeable de la production américaine totale (voir la figure 2). Vers 2006, l'approvisionnement en gaz de schiste a commencé à augmenter régulièrement pour atteindre 90 milliards de pieds cubes (Gpi^3) par jour d'ici 2018. Étant donné que la consommation quotidienne moyenne aux États-Unis tourne actuellement autour de 75 Gpi^3 par jour, les exportations américaines de GNL sont en hausse.

Les répercussions de cette augmentation de l'offre se manifestent clairement dans les prix du gaz naturel. En 2009, en pleine crise financière, les prix du gaz naturel de référence – en Europe, au Japon et aux États-Unis – ont chuté. Puis, une reprise s'est amorcée, partout sauf aux États-Unis, où les prix se situaient entre le tiers et la moitié des prix européens.[4]

[2] Le terme « prosommateur » (producteur-consommateur) a été inventé dans les années 1980 par le futuriste Alvin Toffler. Il n'est pas clair que Toffler prévoyait une production autonome d'électricité à petite échelle ou l'impression en trois dimensions. Cette dernière ouvre la voie à une révolution « automanufacturière ».

[3] Mais on peut aussi se demander, à l'inverse, si une technologie peut être mise à l'échelle. La prolifération de ressources intermittentes ou non distribuables a suscité des préoccupations au sujet des répercussions sur le réseau électrique lorsque la part de ces ressources augmente et franchit certains seuils. En outre, une technologie comme l'énergie solaire pourrait être difficile à mettre à l'échelle dans les pays à forte densité de population, comme la Chine et l'Inde.

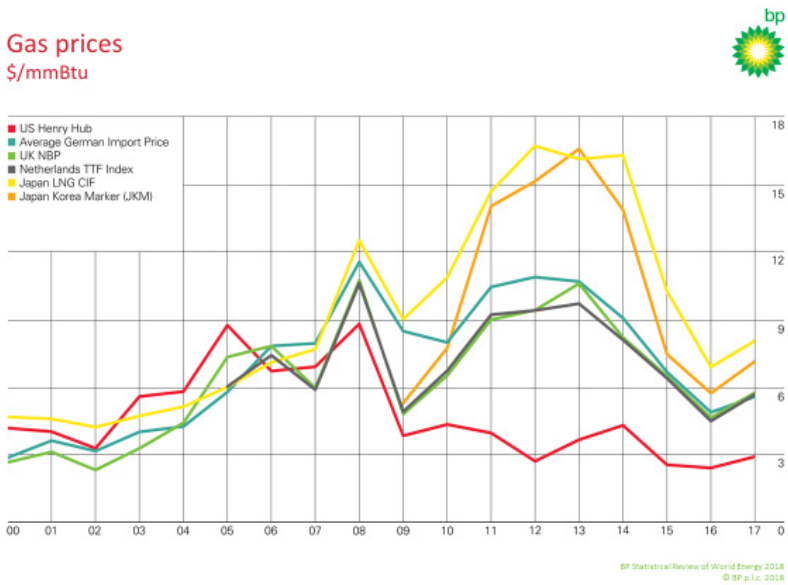
[4] Les prix très élevés du GNL au Japon de 2011 à 2014 sont la conséquence de la catastrophe de Fukushima qui a forcé le Japon à augmenter ses importations de gaz naturel.

Les conséquences pour le Canada ont été majeures. Les exportations de gaz naturel vers les États-Unis ont chuté et les volumes sur la canalisation principale de TransCanada ont diminué au point où l'Office national de l'énergie (ONÉ) a dû tenir une longue instance pour tenter de remédier aux répercussions sur les tarifs de la canalisation principale. Ainsi, la technologie de fracturation a eu non seulement des répercussions sur l'offre et les prix, mais aussi sur la règlementation, ce qui a exigé une décision délicate de la part de l'ONÉ[6]. En fin de compte, les débits de certaines parties est de la canalisation principale ont été inversés pour permettre l'importation de gaz naturel américain au Canada[7].

La faiblesse des prix du gaz naturel aux États-Unis a également eu des répercussions sur les marchés d'exportation de l'électricité au Canada. Par exemple, Manitoba Hydro a fait des investissements importants en prévision de possibilités d'exportation. Toutefois, la production d'électricité au gaz naturel à bas prix a eu une incidence sur sa compétitivité sur les marchés américains[8].

La fracturation a fourni une nouvelle source de gaz naturel vaste en Amérique du Nord – environ 70 % de la production américaine de gaz naturel aux États-Unis provient du schiste, et l'offre dépasse maintenant la demande. Les marchés du gaz naturel ont toujours été continentaux. En outre, bien que le processus d'approvisionnement en GNL vers d'autres continents (liquéfaction, transport et regazéification) demeure coûteux, les prix du GNL établissent au moins une limite supérieure au gaz naturel acheminé par pipeline (p. ex., en Europe), particulièrement dans le contexte où les terminaux d'importation de

Figure 1 : Points de référence pour le gaz naturel[5]



[5] « BP Statistical Review of World Energy 2018 », 2018 67 BP Statistical Review of World Energy, en ligne : < https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html >.

[6] Pour une analyse préliminaire de cette décision, voir Gordon Kaiser, « Décision TransCanada MainLine : vers une règlementation hybride » (2013) 1 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : < http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/case-comments/the-transcanada-mainline-decision-toward-hybrid-regulation#sthash.Xr66T926.w4LjMuWM.dpbs >.

[7] Les efforts déployés pour convertir les pipelines de gaz naturel sous-utilisés de TransCanada en oléoducs – la proposition « Énergie Est » – ont échoué et ont été abandonnés par la suite.

[8] Voir, p. ex., Adonis Yatchew, « Before the Public Utilities Board of Manitoba, Manitoba Hydro General Rate Application, 2017/18 and 2018/19, Expert Testimony of Adonis Yatchew, November 15, 2017 » (2017), en ligne : < http://www.pubmanitoba.ca/v1/proceedings-decisions/appl-current/pubs/2017%20mh%20gra/iec%20reports/yatchew%20report.pdf >.

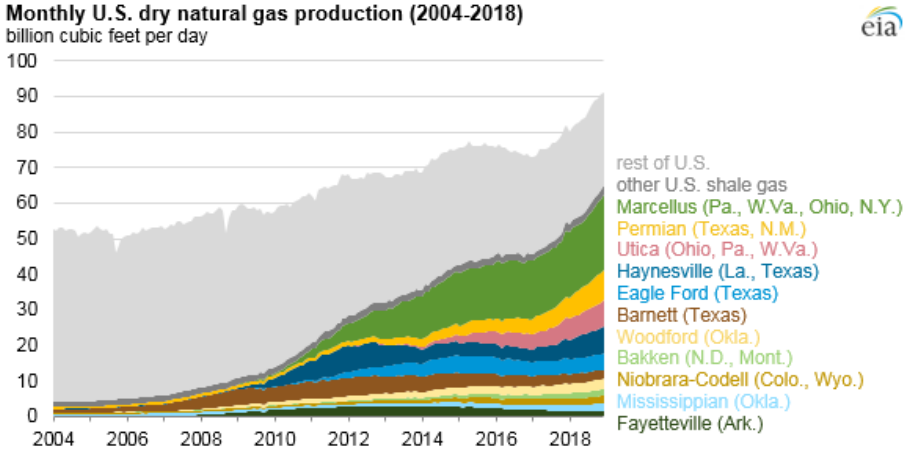
GNL prolifèrent. Alors que le Qatar, l'Australie et les États-Unis se font concurrence dans les marchés du GNL, en plus de faire concurrence à d'autres petits fournisseurs, les écarts de prix au comptant du gaz naturel commencent à rétrécir.

Huile de schiste

La transformation importante des marchés pétroliers a suivi la transformation des marchés du gaz naturel d'environ cinq ans. En 2014, les prix ont dégringolé, passant de plus de 120 $US le baril à moins de 30 $. Plusieurs facteurs ont contribué à cette baisse, mais on peut soutenir qu'elle était principalement une conséquence de l'échelonnabilité de la fracturation parce qu'elle a entraîné des changements fondamentaux dans le comportement stratégique de l'OPEP.

[Traduction] « Alors que par le passé l'OPEP aurait pu coordonner une réduction de l'offre pour maintenir les prix, sa capacité de le faire est devenue beaucoup plus limitée parce que les producteurs de schiste (et d'autres) pouvaient combler l'écart. La stratégie de l'OPEP était de conserver sa part de marché plutôt que de maintenir des prix plus élevés. Ainsi, les caractéristiques particulières de la révolution du schiste ont modifié la nature de l'approvisionnement de façon critique. Non seulement les sources entièrement nouvelles sont-elles désormais viables sur le plan technologique, mais elles peuvent être mises en service de façon progressive – comme indiqué ci-dessus, le coût d'un puits de schiste productif étant de trois ordres de grandeur inférieurs à celui des mégaprojets conventionnels[10].

Figure 2 : Production de gaz naturel aux États-Unis[9]



[9] Jack Perrin & Emily Geary, « EIA add new play production data to shale gas and tight oil reports », *U.S. Energy Information Administration* (19 février 2019), en ligne : < https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38372 >.

[10] D. Dimitropoulos et A. Yatchew, « Discerning Trends in Commodity Prices », présenté à un atelier sur les « super-cycles des produits de base » à la Banque du Canada, avril 2015, « Dynamics of Oil and Commodity Prices » (2017) 22 : 3 Macroeconomic Dynamics 683-701.

La spéculation initiale en 2014 voulait que des fournisseurs conventionnels bien nantis soient en mesure de propulser le schiste américain. Ce n'est pas ce qui s'est passé. La chute des prix du pétrole en 2014[12] a été suivie d'une réduction de la production de pétrole aux États-Unis en 2015 et en 2016 (voir la figure 3). Cependant, les producteurs de schiste ont trouvé des moyens de réduire leurs coûts et, à mesure que les prix ont commencé à augmenter, leur production a rebondi. Elle continue de croître[13].

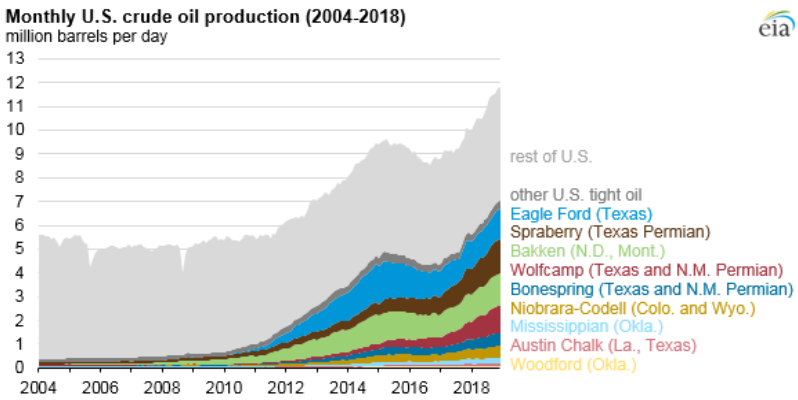
Les effets de l'échelonnabilité

La fracturation hydraulique pour le gaz naturel et le pétrole a permis à de nombreux producteurs de réagir à l'évolution des conditions du marché. L'échelonnabilité du schiste réduit également les risques – les puits ont une courte durée de vie – habituellement environ deux ans – mais les exigences en matière de capitaux sont faibles et les délais de production sont courts. Les producteurs n'ont pas à se fier aux prévisions à long terme des prix pour prendre leurs décisions d'investissement. En outre, l'équipement utilisé pour l'extraction peut être utilisé tant pour la production de pétrole que pour la production de gaz naturel.

Plus important encore, sur les marchés pétroliers, l'échelonnabilité a limité encore davantage le pouvoir unilatéral ou cartellisé du marché. En effet, dans les dernières années, l'OPEP a cherché à conclure des accords avec la Russie, qui n'en est pas membre, pour réduire la production afin de soutenir les prix. Cela pourrait à son tour redonner un certain pouvoir de marché à l'OPEP[14]. L'augmentation du prix du pétrole au cours du premier trimestre de 2019 est accompagnée d'une augmentation de la production de schiste.

Pour les producteurs de pétrole canadiens, qui ont investi massivement dans de grands projets à long terme qui exigent des périodes prolongées avant de récupérer les dépenses en immobilisations, l'effondrement des prix du pétrole combiné aux contraintes liées à

Figure 3 : Production pétrolière aux États-Unis[11]



[11] Source : voir *supra* note 9.

[12] Dans une remarquable observation prémonitoire, au moins deux ans avant la baisse de 2014, alors que les prix du WTI étaient d'environ 120 $US, un professeur de physique de Berkeley a demandé : « Jusqu'où peut monter le prix du pétrole? À long terme, il ne devrait pas pouvoir se maintenir au-dessus du prix du combustible de synthèse de 60 $ le baril […] Une autre source de carburant liquide pourrait éventuellement faire baisser le prix du pétrole et pourrait même remettre en question la rentabilité du combustible de synthèse. On l'appelle l'huile de schiste. » Richard A. Muller, *Energy for Future Presidents : The Science Behind the Headlines,* New York: W. W. Norton & Company, 2012, à 108.

[13] Voir, p. ex., Emily Geary, « U.S. crude oil production growth 17 % in 2018, surpassing the previous record in 1970 », *U.S. Energy Information Administration* (9 avril 2019), en ligne: < https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38992&src=email >.

[14] En plus de miner le pouvoir de marché de l'OPEP, il y a eu d'autres conséquences géopolitiques majeures, par exemple, sur la Russie et le Venezuela. Le potentiel d'augmentation des exportations de GNL vers l'Europe pourrait, avec le temps, réduire l'influence du gaz russe sur les prix du gaz naturel en Europe. Les ramifications géopolitiques futures sont sujettes à de grandes spéculations. Il suffit de mentionner que les non-démocraties ont produit la part dominante de la production mondiale de pétrole, recevant des billions de dollars de recettes pétrolières qui dépassent le coût de production.

la capacité pipelinière a entraîné des effets dévastateurs qui se sont répercutés dans toute l'économie albertaine, une situation dont la province ne s'est pas encore remise. Des efforts sont déployés pour atténuer l'engorgement des pipelines en élargissant l'*utilisation d'une autre technologie échelonnable – le transport ferroviaire du pétrole*. Le dollar canadien, qui est fortement corrélé aux prix mondiaux du pétrole, a aussi été fortement secoué par la révolution du schiste (voir la figure 5).

On est porté à se demander pourquoi la révolution du schiste a eu lieu, d'abord dans le

Figure 4 : Prix du pétrole brut[15] (en USD constant de 2017)

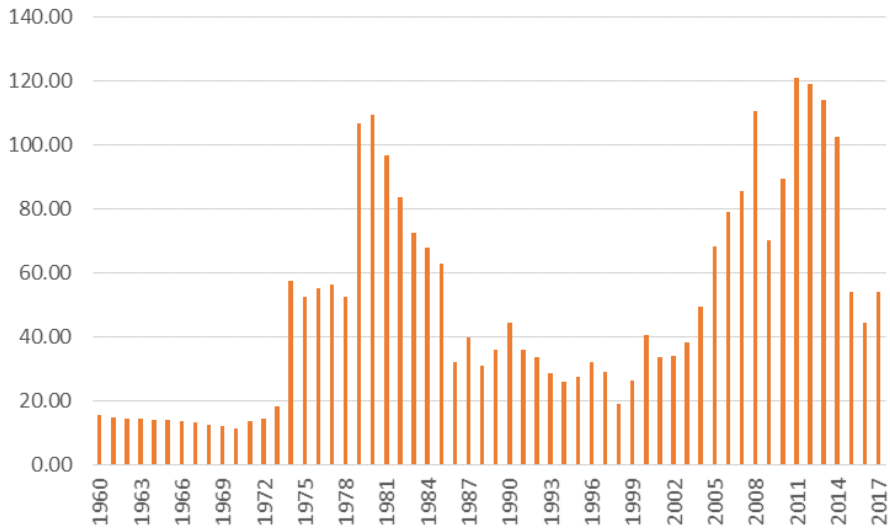
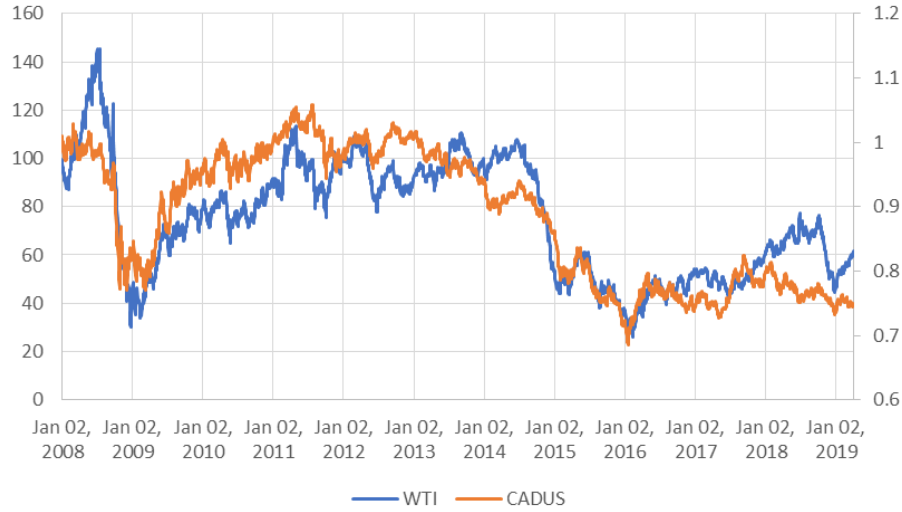


Figure 5 : Prix du pétrole en dollars américains (bleus) par rapport au taux de change $CA/$US (orange[16])



[15] *Supra* note 5. Les principales augmentations des prix du pétrole dans les années 1970 sont le résultat des mesures prises par l'OPEP. L'ouverture des champs de la mer du Nord a fait baisser les prix à partir du milieu des années 1980. Les prix ont de nouveau augmenté au XXIe siècle, et la crise financière de 2008-2009 a entraîné une chute majeure.

[16] Prix du pétrole brut West Texas Intermediate.

secteur du gaz naturel, et ensuite dans le secteur du pétrole. Plusieurs facteurs ont joué un rôle crucial : baisse de l'offre de gaz naturel aux États-Unis et augmentation concomitante des prix, ainsi que la hausse et la croissance des prix du pétrole[17]. La mise au point de la technologie s'est faite de façon progressive, ce qui a permis d'accroître l'efficacité et de réduire les coûts au fil du temps. Cependant, du point de vue de la règlementation, il est peu probable que cela se serait produit si ce n'était des tendances à dérèglementation qui ont fait leur apparition à la fin des années 1970 et qui se sont propagées aux marchés du gaz naturel.

INDUSTRIES DE L'ÉLECTRICITÉ

Économies – passé, présent et futur

Par le passé, les industries de l'électricité réussissaient à réaliser d'importantes économies d'échelle dans le secteur de la production, et des économies d'échelle extrêmes dans le secteur des « fils » (monopoles naturels dans les secteurs de la transmission et de la distribution). À partir des années 1990, à mesure que la dérèglementation s'est étendue jusqu'aux industries de l'électricité, les segments de fils (transmission et distribution) du réseau qui demeuraient entièrement règlementés étaient, dans de nombreuses administrations, dégroupés de la production afin d'exposer cette dernière à la concurrence[18].

Les tendances actuelles de l'industrie de l'électricité se caractérisent par la décentralisation, la numérisation et la décarbonisation (DND). Les politiques de décarbonisation sont à l'origine d'innovations technologiques qui modifient « l'échelle minimale efficace » de la production (pensez à une centrale au charbon de plus de 800 MW par rapport à une centrale éolienne de 2 MW ou des capteurs solaires de 5 kW installés sur un toit). La numérisation facilite l'intégration des ressources énergétiques distribuées et la décentralisation des fils (pensons aux microréseaux).

Les industries de l'électricité ont réalisé d'autres « économies » importantes :

- des économies de densité – les distributeurs dont la clientèle est mieux répartie ont généralement des coûts unitaires plus faibles[19];
- des économies de contiguïté – la desserte de zones contiguës, ou du moins pas trop éloignées, a également eu des répercussions bénéfiques sur les coûts[20];
- des économies verticales d'envergure qui ont parfois été utilisées pour justifier l'intégration verticale de la production, du transport et de la distribution[21];
- des économies horizontales d'envergure qui sont à la base du modèle multiservice (p. ex., gaz naturel et électricité) ont contribué à réduire les frais d'administration[22].

La décentralisation et la numérisation entraînent deux « nouvelles » économies :

- des économies verticales d'envergure à un niveau beaucoup plus granulaire entre les « fils » et les RED croissent, ce qui brouille la ligne entre certains segments de « monopole naturel » de l'industrie et ceux qui sont potentiellement concurrentiels;
- l'« effet de réseau » – la capacité de chaque participant à la grille d'interagir avec les autres à des fins de coordination et d'échange.

---

[17] Les économistes disent parfois que le meilleur remède aux prix élevés, ce sont […] les prix élevés. C'est une leçon aussi pertinente dans les marchés concurrentiels de l'électricité, comme les marchés de l'énergie seulement.

[18] La règlementation incitative a également commencé à s'implanter dans le but de stimuler la croissance de la productivité dans les monopoles règlementés.

[19] La densité de la clientèle est une variable courante dans l'estimation des coûts de distribution de l'électricité. Voir, p. ex., D. Dimitropoulos et A. Yatchew, « Is Productivity Growth in Electricity Distribution Negative? An Empirical Analysis Using Ontario Data », (2017) 38 :2 The Energy Journal 175-200.

[20] Par exemple, dans RP-2003-0044, la Commission de l'énergie de l'Ontario a conclu que l'émergence de « distributeurs intégrés » à l'intérieur des limites des distributeurs existants entraînerait des « déséconomies de contiguïté », en ligne : < https://www.oeb.ca/documents/cases/RP-2003-0044_Transcripts/decisionwith%20reasons_270204.pdf >.

[21] D'autres industries étaient aussi souvent intégrées verticalement – par exemple, les compagnies de téléphone fournissaient des services locaux et interurbains, essentiellement en raison des économies d'échelle. En effet, les batailles juridiques et règlementaires qui ont suivi dans les années 1980 et qui ont fini par rompre la « boucle locale » du service interurbain tournaient autour d'arguments d'économies d'envergure.

[22] Par exemple, Utilities Kingston fournit de l'électricité et du gaz naturel à la ville de Kingston, en Ontario, en plus de divers autres services.

Baisse des coûts des principales technologies échelonnables

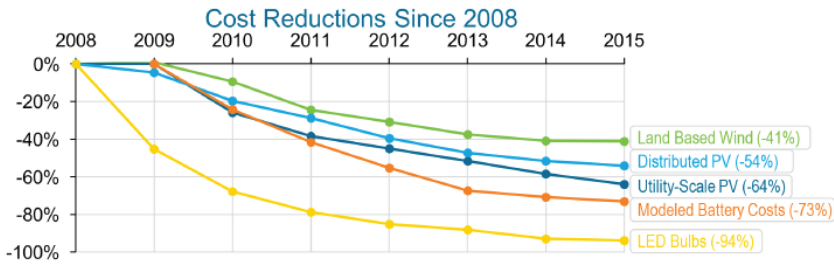
Les coûts des technologies émergentes qui transforment les industries de l'électricité diminuent rapidement. La figure 6 présente un portrait particulièrement frappant : de 2008 à 2015, les coûts de la production d'énergie éolienne ont chuté de 41 %; ceux de l'énergie photovoltaïque ont chuté de plus de 50 % et le coût des piles de 73 %[23].

Le coût de la production d'énergie non répartissable, comme les éoliennes terrestres, est évalué à environ 6 cents US/kWh pour les nouvelles installations. Le coût de la production d'énergie solaire photovoltaïque est également de 6 cents US/kWh. Le coût de la production d'électricité au gaz naturel à cycle combiné pour les nouvelles installations est d'environ 5 cents US/kWh si elle est utilisée à grande capacité, et le coût de production des turbines à combustion traditionnelles est d'environ 9 cents US/kWh si elle est utilisée à faible capacité, comme c'est souvent le cas[25]. De plus, aux États-Unis, de 2014 à 2018, les coûts de l'énergie éolienne terrestre ont diminué en termes réels d'environ 40 %, de ceux l'énergie solaire photovoltaïque de 60 % et ceux de l'énergie solaire thermique de 40 %[26]. Les marchés de la capacité ont proliféré, en raison du besoin de maintenir la fiabilité à mesure que les ressources intermittentes prenaient de l'expansion.

Stockage

Le stockage est considéré comme la cheville ouvrière pour surmonter deux des défis les plus pressants, à savoir l'intermittence de la production éolienne et solaire et la décarbonisation du secteur des transports. Des initiatives sont déployées sur plusieurs fronts, mais le stockage de piles chimiques qui est échelonnable et rentable permettrait de surmonter considérablement ces deux défis. Bien que le prix des batteries au lithium-ion continue de chuter de façon spectaculaire, il se peut qu'une technologie très différente offre,

Figure 6 : Réduction des coûts des technologies clés[24]



[23] Le coût des ampoules DEL a chuté de 94 %.

[24] Source : É-U, U.S Department of Energy, *Revolution…Now, The Future arrives for Five Clean Energy Technologies – 2016 Update* (septembre 2016), en ligne: < https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/05/f34/Revolution%20Now%202016%20Report_2.pdf >. « Remarque : Les coûts de production d'énergie par éoliennes terrestres sont calculés à partir du coût normalisé de l'énergie provenant de sites éoliens représentatifs […] Le coût de l'énergie photovoltaïque est le coût moyen d'installation résidentielle […] Le coût de l'énergie photovoltaïque à l'échelle des services publics est le coût d'installation médian […] Les coûts modélisés des piles sont ceux de la production à volume élevé des systèmes de batteries calculés à partir des projets de développement de batteries pour VEHR du DOE/UIS Advanced Battery Consortium. Le coût des ampoules DEL est le coût par lumen pour les ampoules de type A […] »

[25] Il s'agit de chiffres du coût moyen actualisé de l'énergie qui intègrent des hypothèses sur la durée de vie de l'amortissement, le coût du carburant et, comme indiqué, les facteurs de capacité d'utilisation. É-U, U.S. Energy Information Administration, *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019*, février 2019, au tableau 1 b, à la p 8, en ligne : < https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf >. Les systèmes combinés de chauffage et d'électricité, en raison de leur grande efficacité, ont le potentiel d'accroître la pénétration du marché. Voir É-U, U.S. Department of Energy , *Combined Heat and Power Technical Potential in the United States*, mars 2016, en ligne : < https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/04/f30/CHP%20Technical%20Potential%20Study%203-31-2016%20Final.pdf >. Voir aussi, É-U , U.S. Energy Information Administration, *Many industries use combined heat and power to improve energy efficiency* (27 juillet 2016), en ligne : < https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27252 >.

[26] Calculs de l'auteur fondés sur *ibid*, tableau 1, page 6.

en fin de compte, un stockage à l'échelle du réseau parce que les paramètres de conception sont beaucoup moins contraignants que ceux des solutions destinées aux applications de transport. Le poids n'est pas un facteur pour les batteries stationnaires, et les températures de fonctionnement peuvent être beaucoup plus élevées. Toutefois, les technologies révolutionnaires, surtout du point de vue des coûts, ne sont pas encore découvertes[27].

La production décentralisée combinée au stockage crée la possibilité d'autosuffisance en électricité pour les petites unités de consommation ou les groupes d'unités, par exemple, sur un microréseau[28]. En même temps, des ressources distribuées peuvent accroître la résilience d'un système et assurer l'approvisionnement dans des infrastructures comme les métros et les hôpitaux où un service ininterrompu est essentiel[29].

Défis règlementaires associés au stockage

Dans les industries de l'électricité, les actifs sont souvent utilisés à des fins multiples, fournissant différents types de services ou répondant à différents besoins. Il s'agit d'un autre exemple du concept des « économies d'envergure », où dans ce cas, les « produits multiples » peuvent intervenir à diverses étapes de la production.

Le stockage de l'électricité comporte cette caractéristique, car il peut être utilisé à diverses fins et remplir diverses fonctions. Cette caractéristique de « production multiproduit » crée une ambiguïté lorsqu'on tente d'attribuer des coûts aux différentes utilisations. Il n'y a généralement pas d'approche stéréotypée qui mène à une répartition unique des coûts fondée sur le lien de « causalité avec les coûts ».

Le stockage d'énergie en réseau a de nombreuses applications et peut offrir une grande variété d'avantages.

- Sur les marchés de gros de l'énergie, il peut procurer des avantages financiers aux propriétaires d'installations grâce à l'arbitrage d'énergie; il peut produire des avantages pour le système en évitant ou en reportant l'investissement dans une capacité de production supplémentaire; il peut fournir des services auxiliaires.

- Il peut produire des avantages sur le plan du transport en évitant ou en reportant les investissements dans la capacité de transport ou les améliorations.

- Au niveau de la distribution, il peut atténuer ou soulager la congestion, accroître la résilience, retarder ou éviter l'investissement dans la capacité de distribution en plus de fournir des services auxiliaires.

- Au niveau du client, il peut améliorer la fiabilité et offrir une capacité de relève pour l'alimentation essentielle (comme les hôpitaux, les systèmes de transport, les communications et les systèmes d'information).

- Le stockage d'énergie devient plus important, car les énergies renouvelables intermittentes fournissent une part croissante de l'énergie. Il peut aussi atténuer directement le problème du carbone dans la mesure où il déplace la production au gaz.

---

[27] Le professeur Donald Sadoway, du MIT, est un éminent chercheur dans ce domaine. Les éléments avec lesquels il travaille sont beaucoup plus abondants que ceux utilisés dans les batteries au lithium-ion, et donc beaucoup moins chers. Dans ses présentations, il dit souvent : [traduction] « Si vous voulez que les piles soient aussi bon marché que la poussière, vous devez les fabriquer à partir de poussière ».

[28] Bien qu'ils ne soient pas un point central dans ce document, les microréseaux peuvent apporter d'importants avantages en matière de résilience. Au centre-ville de Tokyo, il y a un secteur appelé Ropponggi Hills, qui s'autosuffit en matière d'électricité, de chauffage et de refroidissement. Malgré le séisme et le tsunami dévastateurs de mars 2011 et la catastrophe de Fukushima, le service de Ropponggi Hills n'a pas été interrompu. La région a également contribué à la restauration des services dans d'autres secteurs. Son microréseau Sendai a pu desservir la majeure partie du campus universitaire voisin ainsi que des installations essentielles comme un hôpital. Les systèmes de distribution d'énergie et les microréseaux ont également procuré certains avantages après l'ouragan Sandy. Imaginez à quoi Puerto Rico aurait ressemblé après l'ouragan Maria s'il y avait eu un nombre important de microréseaux qui pouvaient fonctionner comme des îlots, ou qui pouvaient être reliés à des voisins ou à un réseau plus vaste. Voir «Utility of the Future. An MIT Energy Initiative response to an industry in transition», MIT Energy Initiative, décembre 2016 à la p 67, en ligne : < http://energy.mit.edu/publication/utility-future-report >.

[29] Ces installations dépendent traditionnellement de la production de secours sur place, un autre type de ressources énergétiques distribuées.

- Dans le secteur des transports, le stockage est essentiel pour la recharge des véhicules électriques, compte tenu des exigences élevées en matière de charge, surtout pour les bornes de recharge rapide.

Compte tenu de cette vaste gamme d'activités et d'avantages, la répartition des coûts est une question délicate. La documentation pertinente (qui s'appuie sur la théorie des jeux coopératifs) mène à une gamme de répartitions des coûts qui sont économiquement efficientes, équitables et compréhensibles dans le contexte des politiques et de la règlementation. Une approche fondée sur le bon sens consiste à comparer les coûts totaux de la prestation de chaque extrant ou service sur une base « autonome » aux coûts de la production conjointe des extrants. Les économies ainsi réalisées sont ensuite réparties.

Lorsqu'ils sont appliqués dans des contextes où tous les extrants des entreprises sont vendus sur des marchés règlementés par les prix, ces principes de répartition des coûts peuvent être contestés pour des motifs d'équité. Par exemple, la répartition des coûts entre les groupes de clients est souvent une question litigieuse dans les procédures règlementaires. Toutefois, si certains produits sont vendus sur des marchés règlementés, et d'autres non, il y a une complication supplémentaire rattachée au risque que l'entreprise d'électricité puisse être incitée à interfinancer les activités concurrentielles du marché par des activités règlementées. Une mauvaise répartition peut donner lieu à des allégations de comportement anticoncurrentiel, ce qui pourrait nuire à la concurrence.

Dans certains cas, les avantages connexes peuvent être quantifiés avec un degré raisonnable de précision; dans d'autres, ils sont plus difficiles à quantifier, ce qui complique l'attribution des coûts aux centres de coûts. Quoi qu'il en soit, les avantages les plus importants, et les plus difficiles à quantifier, sont les retombées bénéfiques et l'innovation qui découlent de l'« apprentissage par la pratique ».

Autres facteurs à considérer

La règlementation des industries de l'électricité a subi des changements considérables dans les dernières décennies. Dans de nombreuses administrations, la règlementation incitative a remplacé la règlementation du coût du service ou du taux de rendement. Les efforts déployés pour introduire des forces concurrentielles dans le segment de la production ont mené à une séparation verticale ou à un dégroupage. Différents modèles de mise en œuvre ont évolué avec des degrés de concurrence très variables en matière de génération, dans certains cas en s'appuyant fortement sur des contrats d'approvisionnement à long terme. Ainsi, même en l'absence de changements technologiques radicaux, une règlementation efficace demeure une cible mouvante.

La rapidité avec laquelle le coût des RED diminue donne à penser que nous sommes peut-être sur le point de connaître des changements perturbateurs, ce qui exige une refonte des modèles d'affaires et des approches règlementaires des entreprises d'électricité. L'innovation perturbatrice dans les milieux règlementés a des précédents, surtout dans les industries des télécommunications et de l'information.

Le rôle croissant des DER crée de nouveaux risques pour les entreprises d'électricité titulaires, car ces ressources peuvent réduire les ventes. Cela pourrait exiger une révision des taux de rendement admissibles obtenus par les entreprises d'électricité et des changements dans la conception des tarifs. Par exemple, il se peut que les tarifs qui dépendent moins des mesures volumétriques soient plus appropriés, car la capacité des fils doit être suffisante pour répondre à la demande locale de pointe, même si le volume total diminue.

La propriété des solutions de stockage par les distributeurs et la question de savoir si ces coûts peuvent être inclus dans la base tarifaire sont une autre question litigieuse. La propriété par les distributeurs réduit l'incitation à construire des infrastructures[30] câblées au lieu de dépendre des installations de stockage. D'autre part, il y a aussi la question des « règles du jeu équitables ».

Compte tenu des objectifs de décarbonisation environnementale, la question se pose de savoir comment promouvoir et financer l'innovation. On peut faire valoir que l'innovation devrait

[30] Cela ressemble à l'effet Averch-Johnson.

être financée au moins en partie par les contribuables. Le raisonnement est que les retombées de l'innovation peuvent largement dépasser les avantages directs découlant de l'évitement des possibilités d'investissement et d'arbitrage en matière de T et D. En outre, l'innovation qui ne mène pas à la propriété intellectuelle réduit les incitations à l'expérimentation par les entreprises d'électricité. Bref, les entreprises d'électricité qui rendent des comptes à leurs actionnaires n'ont pas les incitatifs nécessaires pour engager des niveaux de dépenses socialement optimaux pour l'innovation[31].

L'une des complications est le brouillage des lignes entre les RED et les grilles. Les entreprises de distribution sont bien placées pour tirer parti des économies d'envergure qui découlent de l'exploitation des fils de distribution et de la possession et de la répartition des unités de stockage. Elles peuvent localiser, déployer et intégrer les solutions de stockage dans des endroits où il est préférable de reporter les investissements dans les câbles, de réduire la congestion et d'améliorer la fiabilité. De plus, les distributeurs ont accès à des installations qui peuvent héberger les solutions de stockage et à des servitudes.

Par ailleurs, il peut y avoir des variations considérables dans les taux de panne et la fiabilité d'un réseau de distribution. Certains endroits peuvent connaître des taux d'interruption particulièrement élevés, par exemple, en raison de l'âge relatif des installations ou d'une incidence élevée de la congestion. On peut soutenir que la situation est inéquitable du point de vue du client. Le stockage dans des batteries peut servir à atténuer ces iniquités.

CONCLUSION

Les industries du gaz naturel et du pétrole ont été profondément transformées en un peu plus d'une décennie par les progrès de la fracturation. Cette technologie hautement échelonnable a miné la puissance commerciale de l'OPEP et a permis aux États-Unis de devenir un chef de file mondial de la production d'hydrocarbures. Le « pic pétrolier » a révolutionné sur lui-même : la question n'est plus de savoir « Quand l'approvisionnement atteindra-t-il son sommet? », mais bien « Quand la demande mondiale de pétrole commencera-t-elle à diminuer? »

La chute rapide des coûts des technologies de l'électricité échelonnables – les RED – transforme également les industries de l'électricité. Parallèlement, les RED ont engendré une foule de défis – règlementaires, institutionnels et juridiques – notamment ceux-ci :

- Il y a des risques que certains biens appartenant à des entreprises d'électricité titulaires soient endommagés en raison d'une sous-utilisation, voire inexploités[32]. Cela comprend les installations de production et de câblage. Qui devrait en absorber les coûts?

- Le remaniement tarifaire peut être indiqué à mesure que la production de prosommateurs augmente, mais le raccordement au réseau demeure nécessaire. Cela pourrait amener à mettre davantage l'accent sur la composante fixe par rapport à la composante volumétrique des tarifs.

- Les installations de stockage, sur lesquelles nous nous sommes concentrés, soulèvent toute une gamme de problèmes de répartition des coûts compte tenu de leurs multiples utilisations. Elles sont d'autant plus compliquées que certaines activités sont traditionnellement règlementées (comme la substitution du stockage pour les investissements dans les câbles), d'autres sont vraisemblablement non règlementées (comme l'arbitrage d'énergie).

- Le caractère essentiel de la fiabilité en présence d'approvisionnements intermittents a contribué à la prolifération des marchés de capacité, qui comportent des processus administratifs très complexes et exigent une surveillance vigilante du marché. La conception des règles peut créer des risques en cas d'arbitrage règlementaire, ce qui pourrait ne pas être prévu.

[31] Voir, p. ex., James M. Coyne, Robert C. Yardley, Jessalyn Pryciak avec commentaires par Adonis Yatchew, «Should Ratepayers Fund Innovation?» (2018) 6:3 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie, en ligne : < http://www.energyregulationquarterly.ca/fr/articles/should-ratepayers-fund-innovation#sthash.7MjneaUp.yKtuVeMg.dpbs >.

[32] Rappel des répercussions sur le réseau principal du gaz de schiste américain.

Il y a un besoin continu de remaniement et d'évolution des institutions de règlementation et des lois connexes. On a tendance à s'inquiéter de l'échec du marché, mais l'échec de la règlementation est aussi une menace. La sous-règlementation peut entraîner des échecs spectaculaires (pensez à Enron, à la crise financière de 2008 et aux problèmes de confidentialité de Facebook). Une règlementation excessive peut mener à des échecs plus subtils, mais qui peuvent avoir des répercussions importantes et de grande portée, ce qui, plus important encore, étouffe l'innovation et la croissance de la productivité, tout en augmentant inutilement les coûts. ■

CONSEILS DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE AU MINISTRE DES RESSOURCES NATURELLES SUR L'*OPTIMISATION DES CAPACITÉS PIPELINIÈRE ET FERROVIAIRE POUR LE TRANSPORT DE PÉTROLE HORS DE L'OUEST CANADIEN*

Rowland J. Harrison, c.r.

Aucune des installations supplémentaires qui sont proposées pour combler le manque actuel de capacités pipelinière et ferroviaire pour transporter le pétrole hors de l'Ouest canadien − agrandissements de pipelines (canalisation 3 d'Enbridge, TMX), nouveau pipeline (Keystone XL) et wagons citernes supplémentaires − ne sera disponible à court terme. L'optimisation de l'utilisation des capacités existantes est donc devenue d'autant plus critique.

Le 30 novembre 2018, le ministre des Ressources naturelles a agi en vertu de la Partie II de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*[1] (FONCTIONS CONSULTATIVES), qui est peu utilisée, pour demander l'avis de l'Office sur trois questions :

1. Le processus actuel de nomination mensuelle pour accéder à la capacité disponible des oléoducs fonctionne-t-il adéquatement, conformément aux dispositions de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (ONÉ)* concernant les « transporteurs publics » et l'utilisation efficace de l'infrastructure pipelinière (par exemple, en vendant aux petits producteurs la capacité non contractuelle d'exportation)?

2. Y a-t-il d'autres obstacles à l'optimisation de la capacité pipelinière que l'Office national de l'énergie, les gouvernements ou les sociétés pipelinières pourraient éliminer à court et à long terme?

3. Existe-t-il des mesures à court terme pour maximiser davantage la capacité ferroviaire dont les gouvernements pourraient se servir pour atténuer la situation actuelle?[2]

---

* Je tiens à remercier Dennis McConaghy pour ses commentaires utiles. La responsabilité du contenu, cependant, m'incombe entièrement.

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

[2] Canada, Office national de l'énergie, *Optimisation des capacités pipelinière et ferroviaire pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien,* conseils au ministre des Ressources naturelles par l'ONÉ, 28 mars 2019 aux pp 2-3, en ligne : < http://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/rprt/2019ptmzngcpct/2019ptmzngcpct-fra.pdf >, [rapport de l'ONÉ de mars]. En décembre 2018, l'Office a publié un rapport de base ayant pour titre *Approvisionnement de pétrole brut dans l'Ouest canadien, marchés et capacité pipelinière,* 28 mars 2019, en ligne : < http://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/rprt/2018wstrncndncrd/2018wstrncndncrd-fra.pdf >, [rapport de l'ONÉ de décembre].

L'Office a donné son avis dans un rapport publié en mars 2019 sous le titre *Optimisation des capacités pipelinière et ferroviaire pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien*.[3]

Le contexte de la question 1 se trouve au paragraphe 71(1) de la *Loi sur l'ONÉ*, qui prévoit que les sociétés pipelinières doivent agir comme transporteurs publics. L'obligation générale est toutefois assujettie aux « exemptions, conditions ou règlements que l'Office peut prescrire… » En fait, plusieurs des principaux pipelines à partir de l'Alberta sont exploités en vertu d'une capacité contractuelle approuvée par l'Office, la capacité non engagée disponible pour satisfaire aux obligations des transporteurs publics étant limitée.[4]

L'exception notable est de loin le plus gros oléoduc, le réseau principal d'Enbridge, qui n'a pas de capacité contractuelle, de sorte que la disponibilité de toute sa capacité doit satisfaire à l'exigence générale du paragraphe 71(1). Pour ce faire, Enbridge[5] répartit la capacité. La répartition est effectuée conformément aux règles énoncées dans le tarif du gazoduc et donne prétendument lieu à des occasions de « déjouer le système » en désignant et en se voyant attribuer des capacités qui peuvent ne pas être réellement utilisées par l'expéditeur, ce qui donne ce qu'on appelle souvent des « barils d'air ». Le procédé offre également des avantages aux principaux acteurs disposant d'une infrastructure en amont et en aval qui fournit des capacités d'approvisionnement et d'enlèvement.

Dans ce contexte, l'Office, en réponse à la question 1, a indiqué que les pipelines transportant du pétrole brut hors de l'Ouest canadien fonctionnent actuellement à pleine capacité. Au dernier trimestre de 2018, le taux d'utilisation moyen des principaux pipelines d'exportation était de 98 %. Toute augmentation notable du débit devrait provenir de nouveaux ajouts de capacité.

L'Office a noté que les producteurs et expéditeurs intégrés qui possèdent ou ont contracté une capacité de stockage et de raffinage de pétrole brut sont davantage en mesure d'acquérir des capacités pipelinières.[6] La souplesse supplémentaire dont ces parties disposaient pour avoir accès à la capacité pipelinière était le résultat d'investissements antérieurs et, en outre, concernait des installations qui ne relevaient pas de la compétence de l'ONÉ. L'Office a ajouté que les changements « auraient des effets importants sur les marchés et les intervenants […] mais n'augmenteraient pas davantage l'utilisation ».[7]

L'Office a conclu que les procédures de nomination mensuelles existantes ne semblent pas affecter l'efficacité opérationnelle et ne soulèvent pas de problèmes de conformité. Toutefois, il a ajouté qu'il est possible d'améliorer les procédures de vérification existantes, tout en notant que la conception et l'établissement d'un nouveau cadre de vérification intégré vont au-delà de la surveillance exercée par l'Office sur les pipelines règlementés par le fédéral. Sans une vaste consultation auprès de l'industrie, des gouvernements et des organismes de règlementation, « il existe un risque important de conséquences imprévues… »[8] Une première étape pourrait être la tenue d'une conférence intergouvernementale, à laquelle l'Office participerait.[9]

L'observation évidente (bien que l'Office se soit abstenu de le faire) est qu'avec l'augmentation de la capacité des oléoducs, les questions relatives aux nominations et à la vérification disparaîtraient en grande partie. De plus, une capacité supplémentaire donnerait plus de poids aux producteurs de pétrole brut non intégrés de l'Alberta et à d'autres expéditeurs, y compris le gouvernement de l'Alberta.

En réponse à la question 2, l'Office a cerné des solutions possibles pour optimiser davantage

---

[3] *Ibid*, *rapport de l'ONÉ de mars*.

[4] *Ibid*, *rapport de l'ONÉ de décembre,* à la p 17.

[5] *Ibid* à la p 17. Et les autres gazoducs dont la capacité n'a pas fait l'objet d'un contrat. Dans le rapport de décembre de l'ONÉ, la capacité disponible pour le transport non contractuel est estimée comme suit : Trans Mountain, 82 %; Keystone, 6 %; Express, 10 %.

[6] *Ibid*, *rapport de l'ONÉ de mars*, à la p 13.

[7] *Ibid* à la p 1.

[8] *Ibid* à la p 14.

[9] *Ibid* à la p 15.

la capacité, comme la construction d'usines de valorisation partielle qui réduiraient la quantité de diluant nécessaire pour transporter le bitume. Il en résulterait une libération d'une partie de la capacité actuellement utilisée pour l'importation de diluant; cette capacité pourrait alors être inversée et utilisée pour l'expédition du bitume. De telles solutions nécessiteraient cependant « des changements structurels sur le marché, des investissements importants et un long horizon temporel » [10]. De plus, les investisseurs privés peuvent être « réticents à faire des investissements importants dans des projets qui pourraient devenir non rentables si de nouvelles capacités pipelinières sont ajoutées ».[11]

En réponse à la question 3, l'Office, en plus de noter le coût supplémentaire du transport du pétrole par rail, a signalé que le calendrier et l'approbation d'une capacité pipelinière supplémentaire entravent les investissements privés dans la capacité ferroviaire. Bien que les gouvernements puissent avoir un rôle à jouer, « toute action politique peut avoir des conséquences imprévues étant donné la complexité du système ».[12]

La conclusion générale de l'ONÉ, à savoir que la solution aux problèmes actuels de capacité des oléoducs au Canada réside dans l'ajout de nouvelles capacités, n'est évidemment pas surprenante. Deux observations de l'Office sont toutefois intéressantes. Tout d'abord, il a noté que certains avantages structurels dont bénéficient certains acteurs du marché sont le résultat d'investissements faits antérieurement par ces acteurs. Cela signifie que ces participants ne devraient pas être pénalisés. Deuxièmement, en ce qui concerne la possibilité d'une action gouvernementale, l'Office met en garde contre le fait que « tous les résultats ne sont pas prévisibles »[13] et que « toute action politique a le potentiel de créer des conséquences imprévues étant donné la complexité du système »[14]. Ces deux observations font peut-être en sorte qu'il est peu probable qu'un changement de politique ou de règlementation découle du rapport de l'Office.

Toutefois, d'autres facteurs sont susceptibles d'entraîner des changements importants sur le marché canadien de la capacité des oléoducs au cours des deux ou trois prochaines années, comme l'achèvement d'une partie ou de la totalité des projets de la canalisation 3 d'Enbridge, TMX ou Keystone XL. De plus, Enbridge, qui, comme nous l'avons mentionné, n'offre actuellement pas de capacité contractuelle et exploite la totalité de son réseau en tant que transporteur public, étudie avec ses expéditeurs la possibilité d'offrir une capacité contractuelle sur son réseau principal, qui sera mise en œuvre à l'expiration de son entente actuelle avec les expéditeurs, en 2021.

Enfin, on a parfois fait remarquer que la Partie II de la *Loi sur l'ONÉ*[15] (FONCTIONS CONSULTATIVES) est quelque peu inhabituelle en ce qu'elle autorise le ministre à demander conseil à l'Office indépendamment de ses responsabilités règlementaires quasi judiciaires. Historiquement, cela s'explique par le fait qu'au moment de la création de l'Office en 1959, aucun autre ministère ou organisme fédéral n'avait vraiment de responsabilités explicites en matière d'énergie. Apparemment, on pensait que le nouveau conseil d'administration deviendrait le *siège* des connaissances et de l'expertise du gouvernement dans ce domaine. Il est intéressant de noter que même s'il existe maintenant d'autres institutions gouvernementales ayant des mandats connexes – Ressources naturelles Canada (en tant que successeur d'Énergie, Mines et Ressources Canada) et Statistique Canada, par exemple – la Partie II de la *Loi sur l'ONÉ*[16] devrait être reportée en vertu du projet de loi C-69[17], qui remplacerait l'Office national de l'énergie par un organisme canadien de règlementation énergétique. ■

---

[10] *Ibid* à la p 2.

[11] *Ibid.*

[12] *Ibid.*

[13] *Ibid* à la p 21.

[14] *Ibid* à la p 2.

[15] *Supra* note 1.

[16] *Ibid.*

[17] PL C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois,* 1e sess, 42e lég, 2015.

THE PATCH: THE PEOPLE, PIPELINES, AND POLITICS OF THE OIL SANDS, CHRIS TURNER

Commenté par Rowland J. Harrison, c.r.

L'essor des sables bitumineux canadiens est une histoire remarquable. Dans *THE PATCH: The People, Pipelines, and Politics of the Oil Sands,* Chris Turner raconte les nombreuses facettes de cette histoire, de façon complète et objective. Comme le décrit l'auteur lui-même, le livre est un compte rendu de la collision entre des visions du monde concurrentes : « … le premier champ de bataille majeur entre la nécessité économique de la production pétrolière et la nécessité écologique de réduire les émissions de gaz à effet de serre […] une histoire déterminante de l'industrie énergétique du XXIe siècle[1] ». Comme on pouvait s'y attendre, *THE PATCH* a remporté le National Business Book Award de 2018 annoncé en octobre.

Il a fallu moins de dix ans pour que les sables bitumineux – et les pipelines connexes – deviennent l'un des sujets qui divisent le plus la politique canadienne. Pourtant, l'histoire des tentatives de mise en valeur de la ressource remonte à la fin du XIXe siècle. Les premières usines d'extraction rudimentaires ont été construites à la fin des années 1920 et dans les années 1930, mais c'est le début de l'exploitation minière Great Canadian Oil Sands[2] en 1967 qui a été le catalyseur des développements ultérieurs, à commencer par le démarrage du projet Syncrude en 1978.

Au milieu des années 1990, l'industrie prévoyait des dépenses en immobilisations de 25 milliards de dollars sur 25 ans pour des projets d'exploitation des sables bitumineux. Il n'a fallu que cinq ans pour atteindre ce chiffre. De 1999 à 2013, plus de 200 milliards de dollars ont été investis. En 2006, Statistique Canada a signalé que l'Alberta était en pleine « période de croissance économique la plus forte jamais enregistrée par une province canadienne », avec une croissance annuelle du PIB et de la population supérieure à 10 %. En 2006, Calgary a délivré des permis de construction pour des projets d'une valeur de 4,7 milliards de dollars, soit 1 milliard de plus que Toronto.

Il est surprenant de constater aujourd'hui que cette croissance extraordinaire n'a suscité que peu de controverse jusqu'au début des années 2010. Turner raconte que pas plus tard qu'en 2008, le projet Alberta Clipper d'Enbridge, une canalisation de 36 pouces d'une capacité de 450 000 barils par jour pour transporter la production des sables bitumineux de Hardisty (Alberta) à Superior (Wisconsin), a été soumis sans vive controverse aux audiences de l'Office national de l'énergie. Turner cite un porte-parole d'Enbridge qui a dit au *Regina Leader-Post* en Saskatchewan que le pipeline était « le plus gros projet que personne ne connaisse ». Plus tôt en 2008, Trans Mountain a terminé son projet de doublement d'ancrage visant à doubler son pipeline existant dans des parties du parc national Jasper et du parc provincial du Mont-Robson. Le projet avait été approuvé par l'ONE en 2004 sans fanfare ni rancune.

---

[1] Chris Turner, *THE PATCH: The People, Pipelines, and Politics of the Oil Sands,* Toronto, Simon & Shuster, 2017, à la p 13.

[2] Great Canadian Oil Sands (GCOS) opère sous le nom de Suncor en date d'aujourd'hui.

Pourtant, d'ici 2015, le projet Keystone XL[3] proposé par TransCanada avait « transformé les oléoducs en un enjeu politique international et un substitut de premier recours pour le débat beaucoup plus vaste sur les politiques climatiques et énergétiques[4] ». « Enfin, il y avait un seul antagoniste, un point focal pour l'action, un moyen de mesurer la victoire. Et une paire de phrases – *la plus grosse bombe de carbone, partie terminée pour la planète* – qui a réduit l'ampleur stupéfiante du problème du changement climatique à l'échelle des slogans concis d'une campagne[5] ». Il ajoute plus tard : « et ainsi, la cible immédiate est devenue le substitut durable pour le débat plus large, et le substitut est devenu le vaisseau dans lequel […] tous les péchés de l'économie du carbone ont été entassés[6] ». Le maire de Calgary, Naheed Nenshi, est cité par Turner comme exprimant la frustration d'une industrie et d'une grande partie de la population de l'Alberta : « Pour une raison quelconque, on a demandé à ce tuyau d'un mètre d'assumer tous les péchés de l'économie du carbone[7] ». Turner fait un excellent travail d'expliquer la dynamique qui a conduit à un changement aussi spectaculaire en quelques années à peine.

Assez étonnamment, et à sa grande déception, Turner s'est heurté à une réticence généralisée, non seulement de la part de nombreux acteurs clés de l'industrie et de certains de ses critiques les plus virulents, mais aussi à une réticence totale à lui parler. Sa conclusion :

> D'une part, je peux comprendre la réticence à parler publiquement d'une histoire qui, selon moi, n'a jamais été racontée équitablement, mais je dirais qu'aucun programme ne gagne à se refuser d'y jeter plus de lumière; cela ne fait qu'amplifier les distorsions. L'histoire de *THE PATCH* est importante, et elle est encore en cours d'écriture, et elle devrait être connue[8].

« Amen » à cela!

THE PATCH est toutefois beaucoup plus qu'un simple examen clinique des politiques et de l'économie des sables bitumineux, des pipelines et du changement climatique. Turner saupoudre généreusement son récit d'histoires de vie quotidienne sur la diversité de la main-d'œuvre et de la vie des individus. Il y a le homardier qui, en faisant la navette entre l'Île-du-Prince-Édouard et Fort McMurray, est capable de maintenir sa flotte de homardiers. Un membre de la Première Nation des Chipewyans d'Athabasca est opérateur d'équipement lourd à la mine Kearl Lake d'Impériale Oil tout en maintenant son terrain de trappage traditionnel. La communauté pakistanaise amène le cricket en ville!

THE PATCH, c'est aussi l'histoire de la croissance rapide de Fort McMurray, une ville qui suscite néanmoins une loyauté et une fierté intenses chez ses plus de 80 000 résidents permanents[9]. Turner raconte l'histoire d'une jeune fille de Toronto qui a été « choquée de la rapidité avec laquelle elle est tombée amoureuse de Fort McMurray[10] ». Plus de 18 ans après qu'elle et son mari y aient déménagé, à l'été 2016, le plus grand incendie de forêt de l'histoire de l'Alberta, connu sous le nom de « la Bête », a détruit leur maison. Moins de trois mois plus tard, ils avaient commencé à reconstruire.

De loin, Fort McMurray souffre souvent de l'image stéréotypée de la ville frontalière en plein boom, avec les images négatives habituelles de la drogue, de l'abus d'alcool, du jeu et de la prostitution; elle a fait l'objet de reportages de presse internationaux très médiatisés « qui se sont attardés sur les détails effrayants[11][…] ». Turner, cependant, rend compte d'une étude commandée en 2014 par le gouvernement

---

[3] La saga du projet Keystone XL est racontée dans McConaghy, « Dysfunction: Canada after Keystone XL » (juin 2017) 5:2 Publication trimestrielle sur la règlementation de l'énergie.

[4] *Supra* note 1 à la p 119.

[5] *Ibid* à la p 233.

[6] *Ibid* à la p 255.

[7] *Ibid* à la p 253.

[8] *Ibid* à la p 323.

[9] Plus une population « fantôme » d'environ 40 000 personnes.

[10] *Supra* note 1 à la p 294.

[11] *Ibid* à la p 163.

municipal de Fort McMurray qui en a dressé un portrait différent et plus complexe. Cette étude a révélé que le taux d'arrestations liées à la cocaïne à Fort McMurray était quatre fois plus élevé que la moyenne canadienne. Les vols de véhicules ont presque doublé par rapport à la moyenne nationale. Autrement, cependant, Fort McMurray était en fait moins sujette à la criminalité que le reste du Canada :

> Les taux d'agressions sexuelles et de vols qualifiés étaient bien inférieurs à la moyenne. Dans l'ensemble, le taux de criminalité à Fort McMurray a *diminué* de 44 % de 2003 à 2012 (il a diminué de 17 % à l'échelle nationale au cours de la même période) […] [L]'image du chaos criminel a surtout été inventée[12]. Turner rapporte également qu'en 2015, Fort McMurray a devancé le pays au chapitre des dons par habitant à Centraide.

THE PATCH est une contribution extrêmement précieuse au débat existentiel qui se poursuivra presque certainement au Canada dans un avenir prévisible. C'est aussi une lecture engageante et agréable. ■

[12] *Ibid* à la p 164.