

Agir sur les changements climatiques : vers un dialogue élargi à la société civile canadienne

Un recueil de textes en réponse à

*Agir sur les changements climatiques :
les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes,*

un document de consensus lancé en mars 2015



McGill



McGill

Faculté des sciences



Association francophone pour le savoir



À PROPOS DE L'ORGANISME

CENTRE HÉLIOS

PHILIP RAPHALS ET RICK HENDRIKS

Le Centre Hélios est un groupe de recherche à but non lucratif basé à Montréal qui fournit une expertise indépendante sur un éventail d'enjeux énergétiques, dont les changements climatiques, depuis 1997. Ses clients comprennent des groupes environnementaux, des groupes de consommateurs, des Premières Nations, des gouvernements, et des producteurs d'énergie renouvelable.

Les auteurs sont respectivement directeur général et analyste principal, au Centre Hélios. Philip Raphals a comparu comme témoin expert sur divers aspects de la politique de l'électricité auprès des régulateurs de l'énergie et des commissions d'évaluation environnementale de quatre provinces. Rick Hendriks fournit des services de conseil pour des collectivités autochtones et des organisations communautaires concernant les défis et les opportunités qui accompagnent des projets de production et transport d'électricité sur les plans environnementaux, sociaux et économiques. Il a témoigné dans divers forums au Canada en rapport à ces questions.

POUR PLUS D'INFORMATIONS, Veuillez contacter
info@centrehelios.org

SITE INTERNET OFFICIEL
centrehelios.org



L'ACCIDENT FERROVIAIRE DE LA GARE MONTPARNASSE (1895)

LE 22 OCTOBRE 1895, LE TRAIN EXPRESS N°56
DESSERVANT LA LIGNE GRANVILLE-PARIS
ENTRAIT LA GARE DE L'OUEST TROP VITE.
IL A FRACASSÉ LES HEURTOIRS, TRAVERSÉ
LA GARE ET LA TERRASSE, ET DÉFONCÉ
LE MUR DE FAÇADE, AVANT DE TOMBER
SUR LA PLACE DE RENNES.

« LES PLANS LES MIEUX CONÇUS
DES SOURIS ET DES HOMMES
TOURNENT SOUVENT DE TRAVERS,
ET NE NOUS LAISSENT QUE CHAGRIN ET PEINE
AU LIEU DE LA JOIE PROMISE. »
A DIT ROBERT BURNS
(TRADUIT PAR LÉO JK DE WAILLY)



Vers un système électrique sobre en carbone et durable : défis et opportunités

Texte original en anglais disponible à www.sustainablecanadadialogues.ca/en/scd/extendingthedialogue

Introduction

Une des principales recommandations d'*Agir sur les changements climatiques : les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes* est de chercher d'ici 20 ans à ce que toute la production d'électricité du Canada soit de source sobre en émissions de carbone (p. 31).

«En combinant la capacité actuelle de production d'hydroélectricité aux abondantes ressources inexploitées d'énergie renouvelable [...] et un réseau coordonné intelligent faisant la liaison est-ouest⁵⁸ entre les provinces [...], le Canada pourrait atteindre l'objectif d'une production d'électricité 100 % sobre en carbone d'ici 2035. »

*Note 58. Dans son chapitre sur le Canada, Deep Decarbonization accorde de l'importance à une « flexibilité améliorée du réseau de transmission et des technologies d'entreposage d'énergie pour permettre de produire plus d'électricité à partir de ressources intermittentes renouvelables. » (p. 14)

Cet objectif est louable. Toutefois, avant de l'adopter en tant que politique, certaines questions importantes et difficiles doivent être abordées. Quelles sont les ressources à haute teneur en carbone qui doivent être remplacées? Quels rôles jouent ces ressources dans le système de l'électricité? Des ressources sobres en carbone peuvent-elles remplir ces rôles? Quels sont les impacts économiques, sociaux et écologiques qu'elles entraîneraient? Comment pouvons-nous atteindre un système d'électricité à faibles émissions, tout en minimisant les impacts?

Dans cette brève contribution, nous nous concentrerons sur les exigences et arbitrages qu'impliquerait cet objectif.

L'énergie, la puissance et le suivi de la charge : un problème à multiples facettes

Actuellement, la puissance installée à haute teneur en carbone au Canada totalise plus de 33 000 MW, générant annuellement environ 124 000 GWh d'énergie¹.

¹ 1 MW = mégawatt = un million de watts;
GWh = gigawatt-heure = un million de kilowattheures.

Tableau 1. Production d'électricité haute teneur en carbone au Canada²

| Région | Charbon | | Gaz naturel | | Autres combustibles fossiles | | TOTALS | |
|---|-------------|---------------|---------------|---------------|------------------------------|-------------------|---------------|----------------|
| | MW | GWh / an | MW | Gwh / an | MW | GWh / an | MW | GWh / an |
| Colombie-Britannique | 0 | 0 | 1464 | 3500 | 0 | 0 | 1464 | 3500 |
| Alberta | 6256 | 39 186 | 5812 | 29 028 | 12 | 40 | 12 082 | 68 254 |
| Saskatchewan | 1530 | 10 846 | 1567 | 6460 | 0 | 0 | 3097 | 17 306 |
| Manitoba | 105 | 811 | 412 | 3307 | 0 | 0 | 517 | 4118 |
| Ontario | 0 | 0 | 9920 | 14 800 | 0 | 0 | 9920 | 14 800 |
| Québec | 0 | 0 | 411 | 211 | 0 | 0 | 411 | 211 |
| Nouveau-Brunswick³ | 467 | 818 | 378 | 662 | 1497 | 2623 | 2342 | 4103 |
| Nouvelle-Écosse | 1252 | 7098 | 500 | 1317 | 222 | 89 | 1974 | 8504 |
| Île-du-Prince-Édouard | 0 | 0 | 0 | 0 | 134 | 876 | 134 | 876 |
| Terre-Neuve et Labrador | 0 | 0 | 0 | 0 | 670 | 956 | 670 | 956 |
| Territoires et réseaux autonomes⁴ | 0 | 0 | 0 | 0 | 504 | 1104 ⁵ | 504 | 1104 |
| TOTALS | 9612 | 58 759 | 20 464 | 59 285 | 3039 | 5688 | 33 115 | 123 732 |

En comparaison, les énergies éolienne et solaire installées au Canada n'ont généré que 7,4 % de ce total : 9100 GWh⁶. Il serait peut-être possible de produire l'énergie requise pour atteindre l'objectif de 100 % sobre en carbone avec des augmentations substantielles de la production d'énergies renouvelables, combinées avec des mesures rentables d'efficacité énergétique⁷. Cependant, ces nouvelles infrastructures seraient très imposantes, et

leurs coûts écologiques et économiques ne seraient pas mineurs. L'acceptabilité sociale ne peut être présumée.

Rappelons qu'un réseau électrique requiert non seulement l'énergie, mais aussi la puissance fiable et la capacité de suivi de la charge⁸. L'éolien, le solaire et d'autres énergies renouvelables produisent de l'énergie à faibles émissions de carbone, mais ils sont beaucoup moins utiles pour répondre à ces autres besoins⁹. Les mesures de gestion de la demande peuvent réduire la demande en pointe, mais les efforts des services publics

2 Sources : BC Hydro, ATCO Power, Capital Power, Alberta Energy, SaskPower, Manitoba Hydro, la SIERE, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec, Énergie NB, NS Power, Maritime Electric, Terre-Neuve-et-Labrador Hydro, Ressources naturelles Canada.

3 La production d'énergie a été estimée en fonction de la puissance installée des installations.

4 Cela comprend toute la production à partir de combustibles fossiles au Yukon, aux Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut, ainsi que la production au diesel des réseaux autonomes dans l'ensemble des provinces.

5 Présuppose un facteur d'utilisation de 25%.

6 Statistique Canada. CAMSIM tableau 127-0002. Les données à partir de 2014.

7 L'efficacité énergétique fait référence notamment à des mesures ou programmes entrepris pour réduire les besoins en énergie d'un service public.

8 La puissance installée, généralement mesurée en mégawatts (MW) se réfère à la production électrique maximale d'un générateur, et la puissance fiable se réfère à la puissance maximale disponible pendant les heures de pointe. La capacité de suivi de la charge se réfère à la capacité du système à s'adapter à l'évolution rapide de la demande.

9 Au Canada, la contribution de l'énergie solaire à la pointe de l'été a été estimée à 30 % à 55 % de sa puissance installée; pour l'énergie éolienne dans les régions froides, des chiffres allant de 14 % à 35 % ont été cités. Dewees, D.N. (2013). The Economics of Renewable Electricity Policy in Ontario, Working Paper 478, U. of Toronto, Dept. of Economics, p. 13.

dans ce domaine demeurent naissants. En Ontario, la réduction de la demande de pointe découlant d'une tarification différenciée dans le temps (TDT) n'a pas rejoint les niveaux escomptés¹⁰, ce qui est vrai aussi pour l'ensemble des mesures cherchant à réduire la demande en pointe¹¹. Il y a des projets pilotes prometteurs de réponse à la demande en Ontario¹² et en Colombie-Britannique¹³, mais le progrès vers une mise en œuvre à grande échelle reste hésitant.

Une production accrue d'énergie nucléaire pourrait effectivement déplacer la charge de base de charbon et de gaz naturel¹⁴. Toutefois, cela est peu probable, étant donné les fermetures récentes¹⁵, les difficultés de trouver des emplacements pour de nouvelles installations^{16,17}, les coûts en capital élevés¹⁸, la législation en vigueur interdisant le développement du nucléaire¹⁹, et les questions de gestion des déchets toujours non résolus²⁰.

10 Bureau du vérificateur général de l'Ontario (2014). Rapport annuel 2014. 2014 - Section Initiative Smart Metering 3.11, p. 373.

11 The Brattle Group (2013). Évaluation de l'impact du temps de taux d'utilisation de l'Ontario : première analyse Année : Rapport préparé pour l'Ontario Power Authority, pp. v-vii.

12 SIERE (2015). Perspective sur 18 Mois : une évaluation de la fiabilité et l'exploitabilité du système électrique de l'Ontario, p. 8.

13 Enbala Power Networks (n.d.). Capacity Focused Demand Side Management at BC Hydro: Industrial and Commercial Potential in the Kamloops Region.

14 Les émissions de GES à cycle de vie pour l'énergie nucléaire se trouvent entre 9 et 110 g CO₂-éq/kWh. Warner, E.S., et Heath, G.A. (2012). « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Electricity Generation Systematic Review and Harmonization », Journal of Industrial Ecology, 16(S1): S73-S92.

15 nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/185/hydro-quebec-confirme-la-fermeture-de-la-centrale-de-gentilly-2-a-la-fin-2012/

16 Kuhn, R. G. (1998). « Social political issues in siting a nuclear-fuel waste disposal facility in Ontario, Canada », The Canadian Geographer, 42(1): 14-28.

17 Price, L.L., et Rechard, R.P. (2014). Progress in Siting Nuclear Waste Facilities. Préparé pour le U.S. Department of Energy.

18 United States EIA (2015). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015.

19 Clean Energy Act, SBC 2010 c22, s.2(o).

20 NWMO (2005). Choosing a Way Forward: The Future Management of Canada's Used Nuclear Fuel – Final Study.

Les ressources géothermiques pourraient également contribuer plusieurs centaines de MW au bilan de puissance d'ici 2035, mais ces ressources restent incertaines²¹. À ce jour, aucune centrale géothermique n'a été développée au Canada.

La biomasse peut fournir de la puissance, mais le déploiement à grande échelle reste limité en raison de la durabilité de la matière première²². La capture et le stockage du carbone pourraient diminuer les émissions des installations à haute teneur en carbone pour réduire significativement les émissions, mais il y a seulement une telle installation en exploitation au Canada²³ et aucune autre installation n'est prévue.

Le stockage de l'énergie pourrait permettre aux énergies renouvelables intermittentes de fournir de la puissance et de suivre les variations de la charge. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) en Ontario est en train de se procurer jusqu'à 50 MW de stockage de l'énergie, y compris des piles en état solide et liquide, le stockage thermique, des systèmes à l'hydrogène et des volants d'inertie²⁴. Le coût de ces technologies devrait diminuer sensiblement au fil du temps, mais, malgré tout, il restera élevé²⁵. Plus important encore, les systèmes de stockage d'aujourd'hui sont limités à niveler les besoins quotidiens en énergie, et ne pourront répondre aux pointes annuelles sans une surcapacité substantielle de la capacité en énergie²⁶.

21 BC Hydro (2013). BC Hydro Integrated Resource Plan: Chapter 3, Resource Options, p. 3-51.

22 IDRI et SDSN (2014). Pathways to Deep Decarbonization: 2014 Report – Chapitre sur le Canada, p. 13.

23 SaskPower (n.d.). SaskPower CCS: Boundary Dam Carbon Capture Project.

24 SIERE (2014). RFP for Energy Storage Service Backgrounder.

25 Viswanathan, V. et al. (2013). National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage, U.S. Dept. of Energy, Pacific Northwest National Laboratory.

26 En raison de leur faible contribution à la pointe par MW de puissance installée, un réseau de production basé sur

Les grandes centrales hydroélectriques fournissent actuellement la plupart de la puissance et de la capacité de suivi de la charge en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador, et, en grande partie, de l'Ontario. Passer à un réseau électrique à 100 % sobre en carbone signifierait donc le remplacement de 33 000 MW de puissance en combustible fossile, ainsi que l'ajout de nouvelle puissance pour répondre à la croissance de la charge.

L'accent mis sur les lignes de transmission est-ouest dans *Agir sur les changements climatiques : les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes* suggère que l'hydroélectricité est appelée à jouer un rôle important pour remplacer les combustibles fossiles dans les provinces voisines²⁷. En effet, l'hydroélectricité avec stockage et le nucléaire sont les seules ressources d'électricité sobres en carbone qui, comme la production thermique, sont normalement entièrement disponibles aux heures de pointe du réseau. Parmi eux, seule l'hydraulique avec stockage peut être aiguillée afin de suivre l'évolution rapide de la charge.

Ressources hydroélectriques : limites au développement

L'objectif d'un réseau électrique sobre en carbone à 100 % contenu dans *Agir sur les changements climatiques : les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes* se base sur celle d'une étude importante de 2014, *Deep Decarbonisation Pathways* (note 58 dans la citation au début de cette contribution)²⁸. Cette étude influente présente

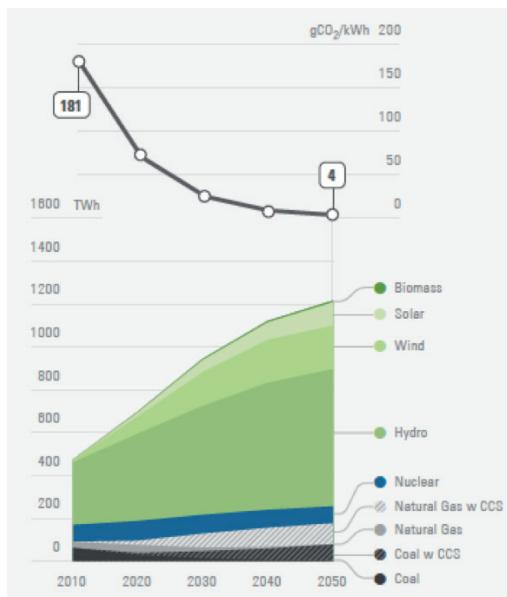
l'énergie éolienne ou solaire qui serait suffisamment grande pour satisfaire les exigences en puissance produirait une grande quantité d'énergie excédentaire.

27 De Colombie-Britannique en Alberta; du Manitoba en Saskatchewan; et du Labrador / Québec vers les provinces des Maritimes et vers l'Ontario.

28 IDBRI et SDSN (2014). *Pathways to Deep Decarbonization: 2014 Report – Chapitre sur le Canada*.

l'évolution des « voies d'approvisionnement en énergie » pour le Canada de 2010 à 2050. Tel qu'indiqué dans la Figure 1, l'étude prévoit que les ressources hydroélectriques vont plus que doubler au cours de cette période de 40 ans, avec une augmentation de 80 % d'ici 2035 - de loin le plus grand bloc de nouvelles ressources. Le graphique ne montre aucune expansion de la production nucléaire.

Figure 1. Energy Supply Pathways, by Resource²⁹



Agir sur les changements climatiques : les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes ne prend pas position de façon explicite concernant l'expansion de l'hydroélectricité à grande échelle (ni sur la production nucléaire) au Canada. Cela dit, l'avenir de l'hydroélectricité décrit dans *Deep Decarbonization*, auquel réfère *Agir sur les changements climatiques : les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes*, nous semble être tout à fait irréaliste.

Note de l'éditeur : Les Dialogues pour un Canada vert ne souscrivent pas à l'interprétation des auteurs quant à l'utilisation de Deep Decarbonization et de Global Forest Watch par les universitaires lors de la rédaction de *Agir sur les changements climatiques : les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes*.

29 Source : IDBRI and SDSN (2014). *Pathways to Deep Decarbonization: 2014 Report – Canada Chapter*, Figure 6, p. 9. La figure n'est pas disponible en français.

Il y a actuellement quelque 74 000 MW de puissance hydroélectrique installée au Canada, avec une production d'environ 350 TWh d'énergie par année³⁰. Augmenter cette production par 80 % d'ici 2035 nécessiterait l'ajout de quelque **59 000 MW** en puissance hydroélectrique — une cible bien au-delà des rêves les plus fous des partisans les plus vigoureux de l'industrie hydroélectrique.

Par exemple, les cinq plus grands projets hydroélectriques à être mis en service dans la prochaine décennie équivalent ensemble à 4 600 MW³¹. Le scénario de *Deep Decarbonisation* impliquerait de multiplier cela **par 13** au cours de la décennie suivante, de 2025 à 2035. Ce niveau de développement hydroélectrique est, à notre avis, ni réaliste – compte tenu des délais importants nécessaires à l'évaluation, la conception et la construction – ni souhaitable.

Agir sur les changements climatiques : les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes fait appel à une étude de Global Forest Watch pour estimer le potentiel hydroélectrique du Canada³². Toutefois, bon nombre des projets hydroélectriques auxquels cette étude fait référence sont interdits par la loi en raison d'impératifs de conservation³³, ou ont des conséquences

écologiques et sociales importantes³⁴, ou sont situés dans des régions où les Premières Nations pourraient opposer leur véto³⁵.

En outre, les grands projets hydroélectriques ne peuvent être mis en service graduellement, mais arrivent plutôt par grands blocs, entraînant un surplus d'énergie soudain et important. Jusqu'à récemment, les services publics canadiens pouvaient compter sur des marchés d'exportation pour la vente rentable de ces surplus. Aujourd'hui, les revenus provenant de la vente de surplus sont maintenant largement inférieurs aux coûts de ces installations (malgré un amortissement sur de très longues périodes), produisant des pertes pluriannuelles qui doivent être absorbées par les consommateurs ou les sociétés d'État productrices. Ce phénomène est le résultat de baisses spectaculaires dans le prix du gaz naturel, le carburant primaire qui fixe généralement les prix dans les marchés de l'électricité des États-Unis. Les prévisionnistes estiment que ces conditions de faible prix vont continuer pendant des décennies; les prix n'augmentant que de 18 % en dollars constants au cours des 25 prochaines années³⁶, par rapport à 54 % au cours de la période précédente de 25 ans³⁷.

À titre d'exemple, Site C, un projet hydroélectrique de 1 100 MW de BC Hydro, produira un surplus d'énergie important qui sera exporté à un prix bien inférieur au coût de production pour de nombreuses années, ce qui coûtera aux consommateurs et contribuables des centaines de millions de dollars annuel-

30 Canadian Hydropower Association – Association canadienne de l'hydroélectricité. (n.d.). *Hydro in 5 Points: Five Things You Need to Know About Hydropower: Canada's Number One Electricity Source*.

31 Composé de : Site C (BC Hydro), 1100 MW (approuvé); Muskrat Falls (Nalcor Energy), 824 MW (en construction); La Romaine (Hydro-Québec), 1 550 MW (partiellement en service); Keeyask (Hydro-Manitoba), 695 MW (approuvé); Lower Mattagami (Ontario Power Generation), 438 MW (mise en service plus tôt cette année).

32 Global Forest Watch Canada (2012). *Hydropower Developments in Canada: Number, Size and Jurisdictional and Ecological Distribution*. Voir Figure 10 - Boreal and temperate forest regions with existing, proposed and potential large hydropower developments.

33 Par exemple, Schedule 2 de la *Loi sur l'énergie propre de la Colombie-Britannique* interdit le développement à onze sites hydroélectriques à grande échelle dans la province.

34 Par exemple, le Site C sur la rivière Peace en Colombie-Britannique, et les développements sur le cours inférieur du fleuve Albany en Ontario.

35 Par exemple, le développement hydraulique du Slave River en Alberta, www.cbc.ca/news/canada/north/slave-river-hydro-project-nixed-1.962503

36 United States EIA (2015). *Annual Energy Outlook 2015*, p. ES-7.

37 United States EIA (n.d.). *1990-2013 Average Price by State by Provider* (EIA-861).

lement³⁸. En conséquence, BC Hydro ne nécessitera pas d'autres ressources renouvelables au moins jusqu'en 2034³⁹, et a même signalé son intention de ne pas renouveler les contrats à moindre coût pour les installations renouvelables déjà en exploitation⁴⁰, afin d'absorber le surplus d'énergie du site C.

Le cas de BC Hydro n'est pas unique. Newfoundland Labrador Hydro a indiqué qu'elle ne renouvellera pas ses deux contrats éoliens existants, afin d'absorber le surplus beaucoup plus coûteux de l'énergie hydroélectrique à partir de Muskrat Falls⁴¹.

Cela n'a aucun sens environnemental ou économique. Pour réduire les impacts économiques et maximiser les effets, l'atténuation à faible coût doit primer sur l'atténuation à coût élevé.

Au-delà des réalités économiques, des projets hydroélectriques à grande échelle entrent en conflit avec le critère de l'efficacité environnementale énoncé dans *Agir sur les changements climatiques : les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes* : atteindre les objectifs de réduction des gaz à effet de serre (GES) sans provoquer d'autres impacts environnementaux importants (p. 27).

Les examens environnementaux récents de grands projets hydroélectriques (c.-à-d. Site C, Bas-Churchill, et Eastmain-1-A) soulèvent tous de graves préoccupations à l'égard de la durabilité écologique et sociale. La commis-

sion d'examen conjoint pour Site C a conclu que le projet, si développé, aurait des effets environnementaux résiduels importants, vastes et exhaustifs, y compris sur les activités traditionnelles des Premières nations touchées⁴². Ces effets résiduels sont parmi les plus importants à avoir été identifiés dans le cadre d'une évaluation environnementale fédérale – plus vaste encore que ceux du projet d'expansion de la mine Jackpine (sables bitumineux)⁴³ et du projet de mine d'or et cuivre Prosperity⁴⁴.

Un article publié récemment dans *Science* décrit plusieurs « limites planétaires » nécessaires au maintien d'une Terre habitable, notant que quatre d'entre elles ont déjà été franchies⁴⁵. Ces limites comprennent non seulement les changements climatiques, mais aussi la perte d'intégrité de la biosphère, la modification des cycles de phosphore et d'azote, et les processus biogéophysiques des systèmes terrestres qui régulent directement le climat. Si nos choix énergétiques sont gouvernés par une approche unidimensionnelle fondée sur les changements climatiques, les menaces qui pèsent sur les autres limites planétaires – y compris la perte de la biodiversité dans les régions boréales du Canada – continueront sans relâche.

38 Raphals, P. (2014). Need for, Purpose of and Alternatives to the Site C Hydroelectric Project, Helios Centre, Fig. 10, p. 26.

39 BC Hydro (2013). Response to Working Group and Public Comments on the Site C Clean Energy Project Environmental Impact Statement: Technical Memo – Alternatives to the Project, p. 18.

40 BC Hydro (2013). BC Hydro Integrated Resource Plan: Chapter 4 Resource Planning Analysis Framework, p. 4-15.

41 Nalcor Energy (2011). Nalcor's Submission to the Board of Commissioners of Public Utilities with respect to the Reference from the Lieutenant-Governor in Council on the Muskrat Falls Project, p. 40.

42 Commission d'examen constituée par le Ministre fédéral de l'Environnement et le Ministre de l'Environnement de la Colombie-Britannique (2014). Rapport de la commission d'examen conjoint : Projet d'énergie propre du site C (anglais seulement), pp. 310-325.

43 Commission d'examen conjoint constituée par le Ministre fédéral de l'Environnement et l'Energy Resources Conservation Board. Rapport de la commission d'examen conjoint : Shell Canada Énergie, Projet d'expansion de la mine Jackpine, pp. 4-10.

44 Commission d'examen constituée par le Ministre de l'Environnement (2010). Rapport de la commission d'examen fédéral : Projet de mine d'or et de cuivre Prosperity Taseko Mines Ltd., Colombie-Britannique, pp. 238-241.

45 Steffen, W. et al. (2015). « Planetary boundaries: Guiding human development on a changing planet », *Science*, 347(6223).

Sobre en carbone, pas sans carbone : vers une utilisation judicieuse du gaz naturel

L'adoption d'une politique de production d'électricité entièrement sobre en carbone exclut la technologie la plus largement utilisée pour répondre à la puissance et pour suivre la charge. Quoique l'utilisation du gaz naturel pour répondre aux besoins de base d'énergie mène à d'importantes émissions de GES, des turbines à gaz⁴⁶ à cycle simple peuvent ajouter des mégawatts de puissance à la pointe à un coût relativement faible, tant sur le plan économique qu'environnemental. Lorsque seulement exploitée au moment de la pointe du réseau (1 % ou 2 % du temps), une installation de 100 MW aurait des émissions annuelles de seulement 5,9 à 11,7 ktonne éq.-CO₂, soit seulement 2 % ou 3 % de celles d'une turbine à gaz à cycle combiné de même capacité⁴⁷. Ces émissions ressemblent en fait celles d'un parc éolien de 370 MW, selon des études de cycle de vie⁴⁸. Lorsqu'utilisées uniquement pour répondre aux exigences de réserve, les émissions de turbines à gaz sont presque nulles⁴⁹.

Avec leur faible coût en capital et leur capacité à répondre aux besoins de pointe et de réserve, tout en facilitant l'intégration des ressources intermittentes de faibles émissions de carbone, les turbines à gaz

peuvent contribuer à un système d'électricité avec faibles émissions de GES. Ceci est cohérent avec une recommandation importante dans *Agir sur les changements climatiques: les solutions d'universitaires canadiens et canadiennes*: les politiques devraient atteindre les réductions de GES nécessaires au moindre coût possible (p. 27). Cela ne requiert pas nécessairement l'exclusion de toute ressource de haute teneur en carbone, une stratégie qui risque fort d'être inacceptable tant sur le plan économique qu'environnemental.

Les politiques dans ce domaine devraient aussi reconnaître la supériorité marquée du gaz naturel sur les autres combustibles fossiles. Près de la moitié de la production à haute teneur en carbone au Canada repose sur le charbon, dont les émissions de GES par kWh sont plus que deux fois⁵⁰ celles du gaz naturel⁵¹. Le potentiel de réduction d'émissions en remplaçant le charbon avec une combinaison de ressources renouvelables et de gaz naturel est donc énorme. Par ailleurs, l'utilisation judicieuse des turbines à gaz pour répondre aux besoins de réserves et de la fine pointe pourrait répondre aux besoins avec des coûts économiques et des impacts écologiques beaucoup plus grands.

Conclusion

La conversion du système canadien de l'électricité visant à produire 100 % de l'électricité à partir des ressources sobres en carbone est un objectif admirable. Néanmoins, à moins de percées technologiques majeures

46 Le mot *gaz* se réfère ici aux gaz d'échappement et non pas au combustible. Une turbine à gaz peut être alimentée par de nombreux hydrocarbures différents, y compris le gaz naturel (méthane).

47 O'Donoughue, P.R. et al. (2014). « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Electricity Generated from Conventionally Produced Natural Gas », *Journal of Industrial Ecology*, 18(1): 125-144.

48 Dolan, S.L., et Heath, G.A. (2012). « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power », *Journal of Industrial Ecology*, 16(S1): S136-S154. Basé sur un facteur d'utilisation de 30%.

49 Les réserves requises décrivent la quantité des ressources en puissance au-delà de la demande prévue qui sont nécessaires afin de maintenir la fiabilité en cas de défaillance de l'équipement. Ils varient en fonction de la nature du système, et sont souvent 15 à 20 % de la demande de pointe annuelle. SIERE (2014). Ontario Reserve Margin Requirements, 2015-2019.

50 O'Donoughue, P.R. et al. (2014). « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Electricity Generated from Conventionally Produced Natural Gas », *Journal of Industrial Ecology*, 18(1): 125-144. La médiane harmonisée pour le gaz naturel (cycle combiné) est de 450 g CO₂-eq/kWh.

51 Whitaker, M. et al. (2012). « Life-cycle Greenhouse Gas Emissions of Coal-Fired Electricity Generation: Systematic Review and Harmonization », *Journal of Industrial Ecology*, 16(S1): S53-S72, p. S62. La médiane harmonisée pour les technologies de charbon est de 980 g CO₂-eq/kWh.

et rapides – ou d'un mouvement à grande échelle pour l'énergie nucléaire – atteindre cet objectif exigerait une expansion irréaliste et inopportun des installations hydroélectriques de grande échelle. Cela constituerait un voie à coût élevé en termes économiques, écologiques et sociaux, en plus d'amorcer et de perpétuer les conflits avec les peuples autochtones, tout en larguant des investissements dans d'autres sources d'énergie renouvelables sobres en carbone qui sont modulaires, incrémentiels et dont les coûts diminuent avec le temps. Les consommateurs et contribuables canadiens se trouveraient incapables de profiter de ces options plus abordables, étant contraints à rembourser les investissements en capital à coût élevé des projets hydroélectriques de grande envergure.

Les politiques devraient être dirigées pour s'assurer que les mesures les plus rentables et respectueuses de l'environnement pour

réduire les émissions de GES soient appliquées de façon prioritaire. Il s'agit des nombreuses solutions matures et rentables en ressources renouvelables et en mesures d'efficacité énergétique qui permettraient de déplacer l'énergie à haute teneur en carbone.

Toutefois, le déplacement de la puissance et suivi de la charge actuellement fourni par les ressources à haute teneur en carbone se révélera plus difficile. Alors que l'énergie géothermique, le stockage de l'énergie, la capture et le stockage du carbone, et même certains projets hydroélectriques avec stockage joueront un rôle dans le soutien de la transition vers un avenir sobre en carbone, ils ne seront pas suffisants. Des choix difficiles sont à venir. Les arbitrages doivent être fondés sur des analyses sérieuses et transparentes. L'ampleur du défi ne doit pas être sous-estimée.



À PROPOS DE L'INITIATIVE

DIALOGUES POUR UN CANADA VERT

Cette contribution fait partie d'un recueil de textes, *Agir sur les changements climatiques : vers un dialogue élargi à la société civile canadienne*, qui provient des interactions entre Dialogues pour un Canada vert, une initiative parrainée par la Chaire UNESCO-McGill Dialogues pour un avenir durable, et des gens d'affaires, des organisations non gouvernementales, des syndicats, des municipalités, des groupes de chercheurs et des citoyens.

Dialogues pour un Canada vert est une initiative qui mobilise plus de 60 chercheurs provenant de toutes les provinces du Canada qui représentent des disciplines diverses en sciences pures, en génie et en sciences sociales. Nous sommes convaincus qu'il est grand temps de mettre de l'avant des options concrètes, dans le contexte canadien, et que ces options aideront le pays à passer à l'action.

Ensemble, ces textes enrichissent les solutions possibles et prouvent qu'il y a des idées en ébullition partout au Canada. Les opinions exprimées dans *Agir sur les changements climatiques : vers un dialogue élargi à la société civile canadienne* appartiennent aux auteurs et aux organismes respectifs et ne reflètent pas nécessairement celles des Dialogues pour un Canada vert.

Nous remercions tous les contributeurs de s'être engagés dans ce dialogue afin d'arriver à une vision collective des voies menant à une société sobre en carbone et des façons d'y parvenir.

POUR PLUS D'INFORMATIONS, CONSULTEZ NOTRE SITE WEB
sustainablecanadadialogues.ca/fr/vert/agir-changements-climatiques