

# Trajectoires techniques pour aligner les secteurs de l'électricité canadiens avec la carboneutralité

par Blake Shaffer, Ph. D., Université de Calgary

## RÉSUMÉ

L'électricité est indissociable de la trajectoire vers la carboneutralité du Canada. À l'échelle nationale, le pays est loin devant ses homologues quant à l'objectif d'une électricité à faibles émissions. La moyenne nationale masque toutefois une grande hétérogénéité : 1) dans certaines provinces, le nucléaire et l'hydroélectricité sobres en carbone dominant (Colombie-Britannique, Manitoba, Québec, Terre-Neuve-et-Labrador et Ontario), et 2) d'autres provinces sont axées sur les combustibles fossiles (Alberta, Saskatchewan, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse). L'atteinte de la carboneutralité passe donc par un examen attentif des difficultés et des possibilités à l'échelle provinciale. Le présent livre blanc décrit cinq trajectoires technologiques déterminantes pour la décarbonisation des réseaux électriques du Canada, en analyse les défis politiques et économiques, et en relève les points à retenir : **énergie renouvelable variable; approvisionnement propre garanti; transport; amélioration de la flexibilité de la demande; et stockage.**

## Introduction

Le 29 juin 2021, la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité* (projet de loi C12)<sup>1</sup> a reçu la sanction royale, entrant ainsi dans le droit canadien. Cette loi définit la transparence et la responsabilité dans le cadre de l'atteinte de la cible, désormais prescrite, de carboneutralité du Canada d'ici 2050. L'électricité est essentielle à l'atteinte de cet objectif pour deux raisons. Premièrement, le réseau de production doit réduire (voire éliminer) ses émissions directement associées à l'électricité. Deuxièmement, un plus grand nombre de secteurs économiques (transports, bâtiments, procédés industriels, etc.) doivent se tourner vers cette source d'énergie. Il est donc d'autant plus important que le réseau électrique se décarbone.

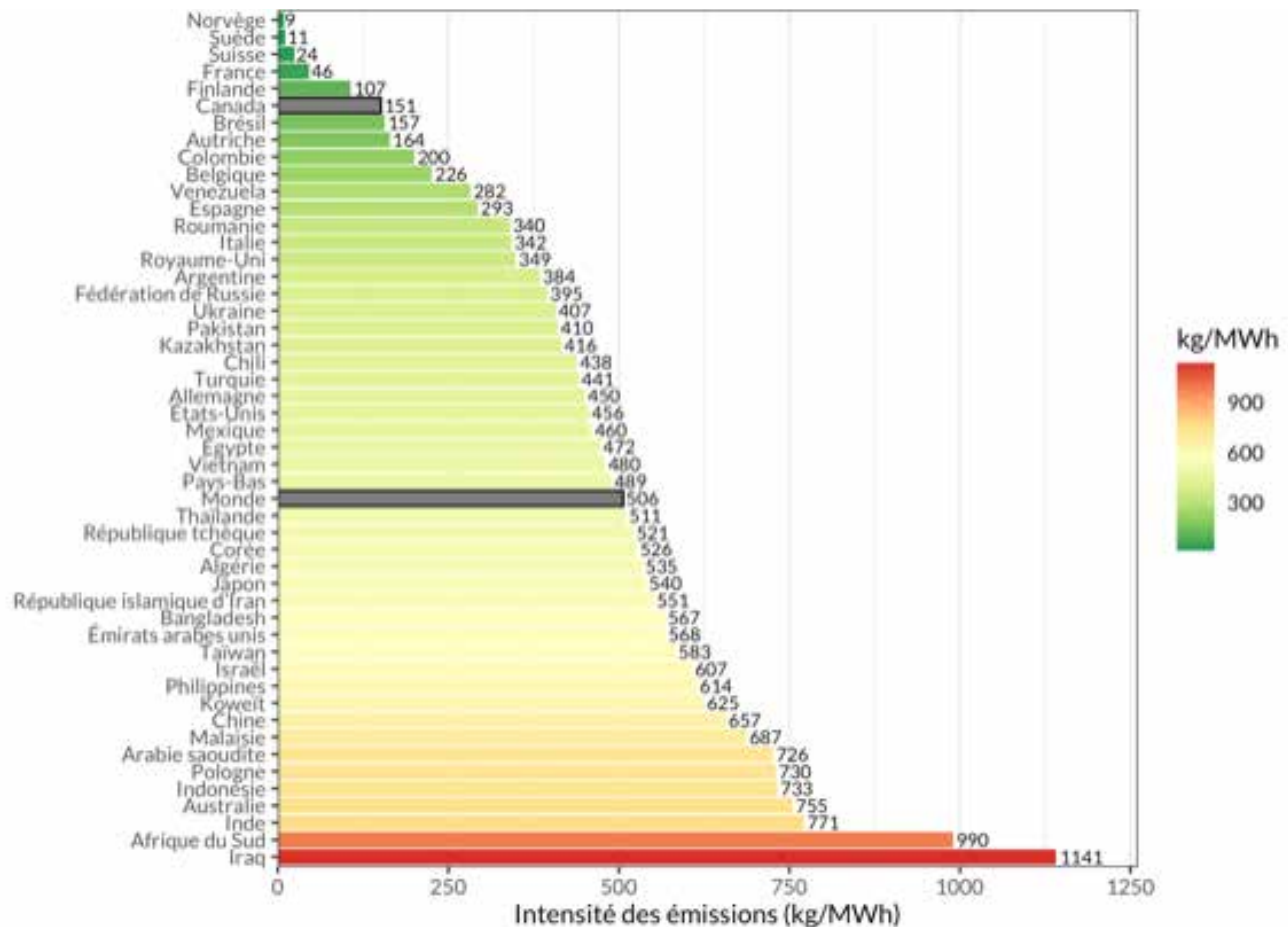
Le présent document traite du premier défi : **réduire les émissions du réseau électrique**. Sur ce plan, le Canada a une longueur d'avance (figure 1) : son secteur de l'électricité est l'un des moins émetteurs au monde; ses grandes ressources hydroélectriques et son recours important à l'énergie nucléaire ont donné lieu à un réseau relativement propre... à l'échelle nationale.

<sup>1</sup> <https://parl.ca/DocumentViewer/fr/43-2/projet-loi/C-12/premiere-lecture>.

Figure 1

## Intensité des émissions du secteur de l'électricité pour les 50 principaux pays producteurs

Données pour l'année 2015



Source : Agence internationale de l'énergie (AIE), 2019.  
Base de données CO2 Emissions From Fuel Combustion

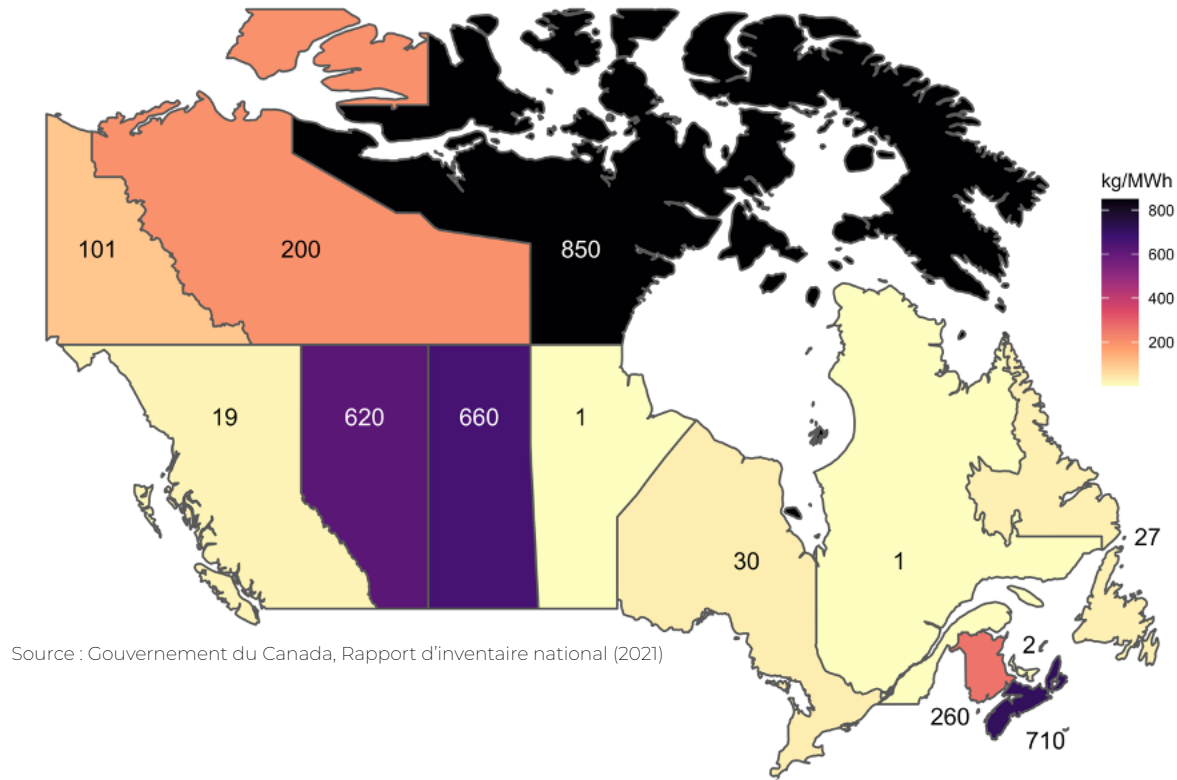
Si nous insistons sur l'expression « à l'échelle nationale », c'est que les moyennes sont parfois trompeuses... comme dans le cas de l'intensité des émissions canadiennes. En effet, lorsqu'on observe de plus près l'intensité des émissions *provinciales*, à la figure 2, on distingue clairement deux groupes de réseaux. Les réseaux principalement hydroélectriques de la Colombie-Britannique, du Manitoba, du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador ainsi que le réseau principalement nucléaire de l'Ontario peuvent tous être considérés comme « propres »<sup>2</sup>. L'intensité de leurs émissions varie, allant de près de 0 g/kWh à 2 g/kWh en moyenne. L'Alberta, la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse et, dans une moindre mesure, le Nouveau-Brunswick produisent beaucoup de leur électricité à partir de combustibles fossiles et ont donc une intensité d'émissions bien supérieure, variant entre 290 g/kWh et 720 g/kWh<sup>3</sup>.

2 Nous utilisons le terme « propre » dans le contexte des émissions de gaz à effet de serre (GES) générées par la production d'électricité. Toute production entraîne une certaine quantité d'émissions de GES attribuables au cycle de vie de même que d'autres effets environnementaux qui ne sont pas pris en compte ici.

3 Voici quelques exemples pour placer en contexte ces valeurs d'intensité d'émissions : l'intensité des émissions d'une centrale au charbon s'élève à environ 1 000 g éq. CO<sub>2</sub>/kWh, celle d'une centrale au gaz naturel de pointe à cycle simple peut varier de 500 g/kWh à 800 g/kWh, et celle d'une centrale au gaz naturel à cycle combiné efficace tourne autour de 350 g/kWh à 420 g/kWh. Pour décarboner nos réseaux électriques, il faudra choisir des installations de moins en moins émettrices, et, finalement, des solutions non émettrices.

Figure 2

## Figure 2 – Intensité des émissions dues à la production d'électricité dans les régions du Canada (2019)



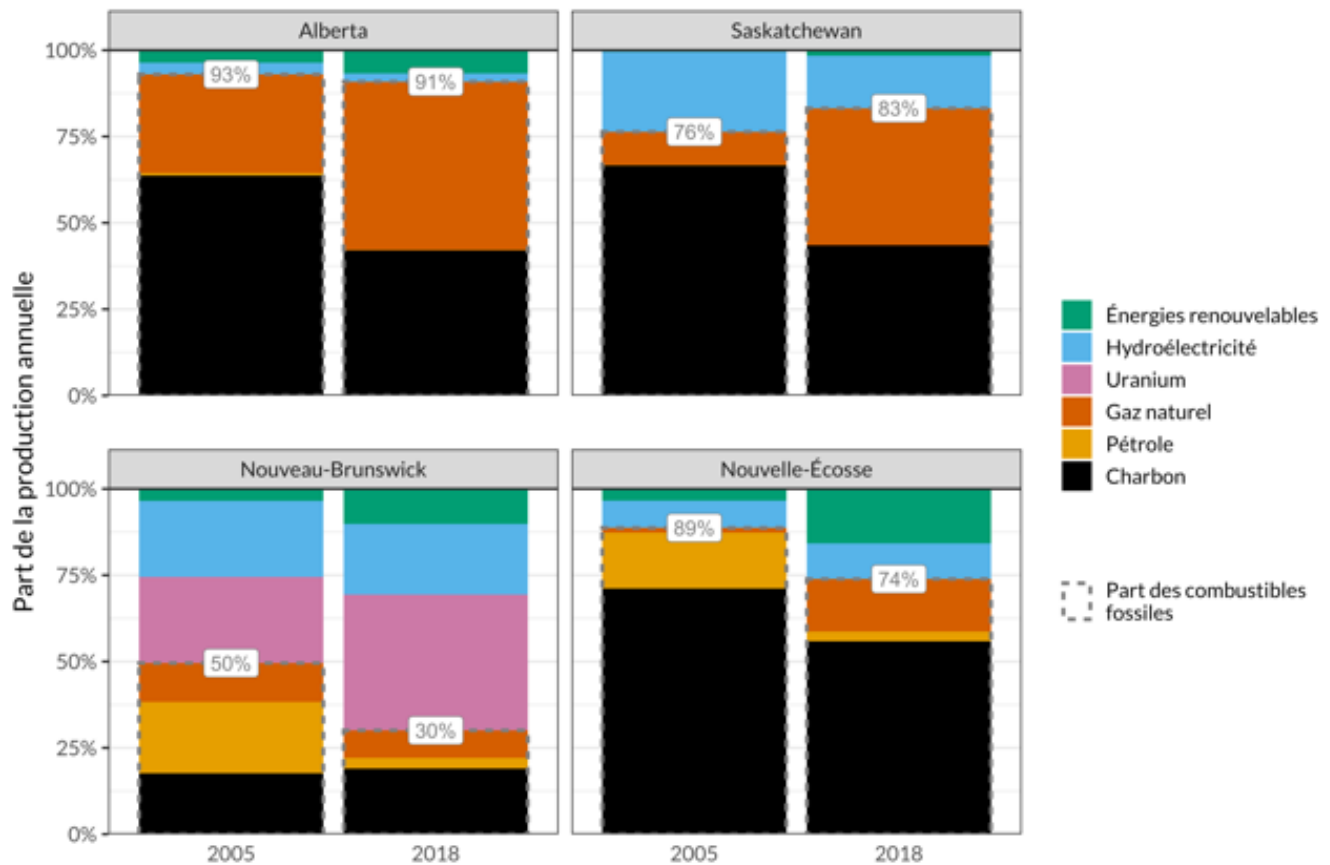
Cette figure montre que l'atteinte de la carboneutralité ne pourra pas se faire uniquement avec une vue d'ensemble. Il sera essentiel de s'attarder aux répercussions, difficultés et possibilités propres à chaque province. Nous analysons ici de manière qualitative quelques trajectoires possibles pour décarboner les réseaux électriques provinciaux reposant encore sur les combustibles fossiles ainsi que les difficultés associées à ces trajectoires, et indiquons les points à retenir de chacune.

## Trajectoires de décarbonisation de l'électricité dans les provinces axées sur les combustibles fossiles

Il ne sera pas facile d'éliminer les émissions de CO<sub>2</sub> dans les provinces où la production repose sur les combustibles fossiles. Ceux-ci composent de 74 % (Nouvelle-Écosse) à 91 % (Alberta) du bouquet énergétique de production intérieure de ces provinces, sauf au Nouveau-Brunswick, où ils ne comptent que pour 30 % (Régie de l'énergie du Canada, 2020). Il faudra soit *remplacer* ces sources d'énergie par des options propres, soit *moderniser* les installations de production existantes en y ajoutant des technologies de captation ou de combustion propre. De plus, pour répondre à la demande croissante, toutes les provinces devront investir davantage dans la production propre.

Figure 3

## Répartition de la production annuelle (de 2005 et de 2018) dans les quatre provinces canadiennes axées sur les combustibles fossiles



Source : Régie de l'énergie du Canada, Avenir énergétique du Canada en 2020; calculs de l'auteur.

La figure 3 montre que les deux provinces des Maritimes ont grandement réduit la part du pétrole à forte intensité d'émissions dans leurs réseaux. La Nouvelle-Écosse a également entamé le remplacement du charbon par l'énergie éolienne, mais celui-ci représente encore plus de 50 % du bouquet énergétique (selon les données de 2018).

À l'ouest, l'Alberta et la Saskatchewan dépendent encore grandement des combustibles fossiles comme source d'électricité. Toutes deux ont réduit l'intensité de leurs émissions en délaissant le charbon pour le gaz naturel, mais sont encore bien loin de la décarbonisation. Récemment, l'Alberta a beaucoup diminué sa production au charbon en fermant des centrales thermiques et en se servant moins fréquemment de celles encore fonctionnelles. En 2020, la part du charbon ne s'élevait plus qu'à environ un quart de la production intérieure (Leach et Shaffer, 2020).

Or pour bâtir l'écosystème nécessaire à la carboneutralité, il faudra une transformation encore plus profonde de bon nombre de réseaux électriques provinciaux. Nous présentons ci-dessous cinq trajectoires possibles ainsi que les difficultés connexes et les points à retenir. À noter que même si nous utilisons le terme « trajectoires », celles-ci ne sont pas mutuellement exclusives. En fait, étant donné l'ampleur du travail, il faudra vraisemblablement réaliser toutes ces trajectoires, à divers degrés.

# 1. ACCROÎTRE LE RECOURS À L'ÉNERGIE RENOUVELABLE VARIABLE DE BEAUCOUP

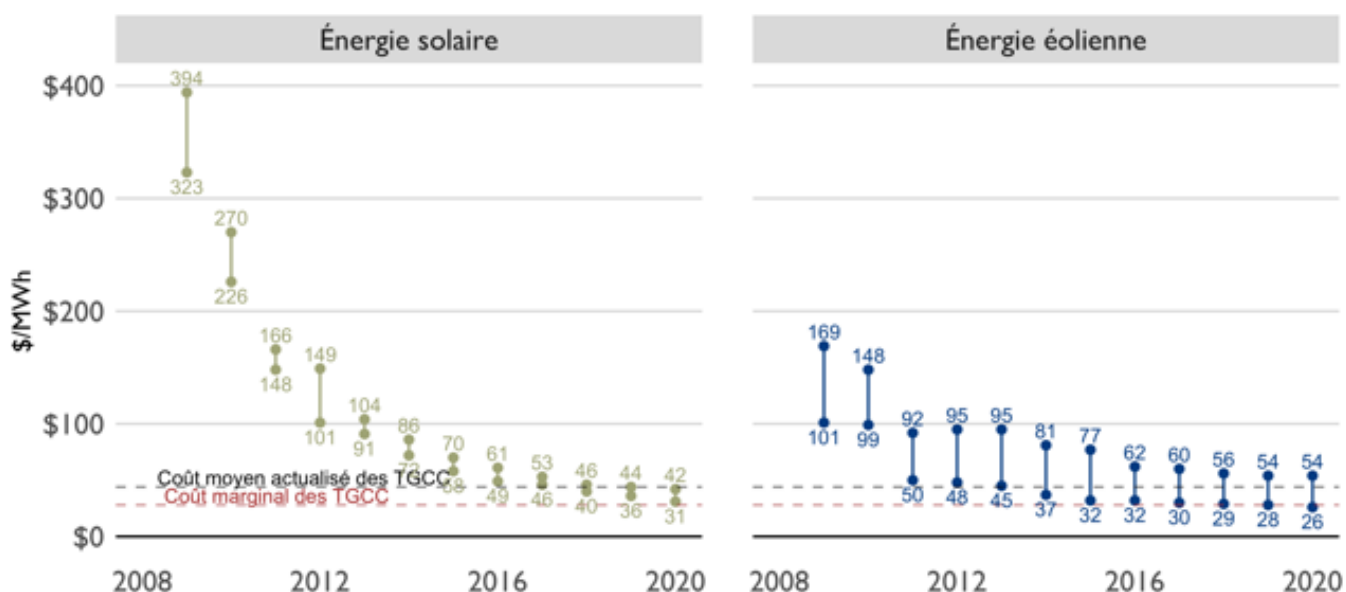
## POSSIBILITÉ

Le rapport Vers un Canada carboneutre de l'Institut canadien pour des choix climatiques (Dion et coll., 2021) décrit l'énergie renouvelable variable comme une valeur sûre. L'importance des sources renouvelables (principalement les énergies éolienne et solaire) est réitérée dans la plupart des rapports sur les trajectoires vers la carboneutralité des États-Unis (Jenkins et coll., 2018; Larson et coll., 2021; National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2021; Williams et coll., 2021). Il va de soi que ces sources devraient dominer la nouvelle production : elles sont à présent les plus économiques selon le coût moyen actualisé de l'énergie (Lazard, 2020). Le discours économique les concernant a en effet évolué, influencé par des baisses considérables de leur coût moyen actualisé au cours des 10 dernières années (figure 4). Ce coût est désormais égal, voire inférieur, à celui des turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) efficaces, et se rapproche du coût marginal de fonctionnement de ces dernières (Schumacher et coll., 2020).

Bien sûr, le coût n'est pas le seul facteur important. Les énergies éolienne et solaire demeurent des sources intermittentes, ce qui diminue leur valeur par rapport aux sources distribuables. Au bon prix, cependant, ce défaut est acceptable. Maintenant que les contrats à long terme prévoient un coût inférieur à 30 \$ CA/MWh (3 ¢/kWh) pour l'énergie éolienne et à 50 \$ CA/MWh (5 ¢/kWh) pour l'énergie solaire, et que d'autres baisses de coûts sont attendues, il va de soi que ces sources renouvelables ont leur place dans la conversation.

Figure 4

### Coût moyen actualisé des énergies éolienne et solaire (\$ US)



Source : Lazard (2020), Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 14.0.

## DIFFICULTÉS

Même si les sources renouvelables sont considérées comme des valeurs sûres, l'ampleur des investissements qu'elles nécessitent représente en soi une difficulté. Au Canada, le développement des technologies d'énergie renouvelable s'est d'abord appuyé sur de grosses subventions ciblées. Par exemple, Don Dewees de l'Université de Toronto estime que les tarifs de rachat initiaux de l'Ontario ont engendré des prix implicites du carbone allant de 169 \$/tonne pour l'éolien à plus de 1 400 \$/tonne pour les panneaux solaires de toiture (Dewees, 2013). Certains soutiennent que ces mesures initiales, bien que coûteuses, ont permis d'apprendre par la pratique, un avantage qui a réduit les coûts pour les adopteurs suivants étant donné les améliorations de la technologie et de la chaîne d'approvisionnement. Cela étant, il demeure difficile de justifier les prix élevés découlant des premières politiques ontariennes sur l'énergie renouvelable (Beck et coll., 2018).

Heureusement, la situation économique des sources renouvelables a bien changé. Il y a dix ans à peine, l'Ontario payait son énergie éolienne 135 \$/MWh et son énergie solaire plus de 400 \$/MWh. À présent, en Alberta, on signe des contrats d'un peu plus de 30 \$/MWh pour l'éolien, et de moins de 50 \$/MWh pour le solaire. S'il demeure nécessaire d'imposer un prix sur le carbone pour tenir compte de l'écart dans les émissions, il n'y a plus lieu d'offrir des subventions (souvent excessives) visant spécifiquement les sources renouvelables.

En somme, la difficulté n'est plus économique, mais financière. Voyons ce que cela signifie.

Au Canada, le prix du carbone est élevé et continue de grimper. La valeur associée aux aspects renouvelables constitue donc une part substantielle du bilan économique de tout projet éolien. Que le prix du carbone se manifeste sous la forme de permis ou de crédits monétisables dans le système pour les gros émetteurs de l'Alberta, ou simplement sous la forme de l'écart relatif de coût entre la production zéro émission et la production polluante qui touche les nouveaux investissements en production en vertu du système pour les gros émetteurs du Canada, son importance ne saurait être sous-estimée. À titre d'exemple, un prix de 170 \$/tonne entraîne un écart de coût d'environ 60 \$/MWh entre une centrale au gaz naturel de pointe et une installation zéro émission. Voilà qui est très près, voire dépasse, la valeur prévue de l'électricité tirée de la plupart des projets d'énergie renouvelable, ce qui montre bien l'importance de la stabilité politique.

De ce fait, le degré de *confiance* dans l'évolution des politiques et l'obtention de revenus joue un grand rôle dans les investissements en énergie renouvelable et l'accès au financement. Les mesures à prendre sur ce plan varient selon le contexte : avons-nous affaire à un marché de services publics intégré verticalement, comme dans bon nombre de régions du Canada, ou bien à un marché concurrentiel, comme en Alberta et en Ontario? Dans le premier cas, l'accent n'est pas à mettre sur le financement, mais plutôt sur les plans de ressources intégrées des services publics, et ultimement sur leurs régies. Il importe aussi de reconnaître les avantages en matière de bilan carbone à la hauteur des exigences politiques établies (ex. : 170 \$/tonne d'ici 2030). Dans les marchés concurrentiels, comme en Alberta, l'absence de contrats gouvernementaux de longue durée et la volatilité des marchés de l'énergie poussent les promoteurs à se fier de plus en plus au financement à long terme associé aux accords d'achat d'énergie avec des entreprises. Pensons par exemple à l'accord récemment conclu entre Greengate Power et Amazon concernant la fourniture annuelle de 400 MW provenant du projet Travers Solar, qui est

en passe de devenir plus gros projet solaire en territoire canadien <sup>4</sup>. Sans accord de ce genre, le haut rendement du capital investi qu'exigent les investisseurs pour accepter les risques liés au prix de l'électricité et aux caractéristiques environnementales fait que de nombreux projets qui devraient être réalisés avec un taux d'actualisation raisonnable ne le sont pas, à cause des risques. Ces risques liés à l'incertitude qui perdure quant aux prix futurs du carbone au Canada, il se pourrait que le gouvernement soit le mieux placé pour les assumer. En guise de solution, celui-ci pourrait, directement ou par l'intermédiaire de la Banque de l'infrastructure du Canada (son mandataire autonome), utiliser des instruments créatifs pour transférer les risques de la transformation des politiques. Ce serait une manière efficace et crédible de montrer son adoption des exigences rigoureuses annoncées. Il pourrait notamment négocier des contrats de couverture des fluctuations des prix futurs du carbone, ou offrir du financement conditionnel aux politiques où les montants des remboursements à venir seraient liés aux prix futurs du carbone (Beugin et Shaffer, 2021).

## POINTS À RETENIR

Autrefois, le recours aux énergies renouvelables était freiné par leur coût élevé et le caractère intermittent de leur production. Cet ancien problème a été résolu par la tarification du carbone et les réductions de coût provoquées par les technologies. Aujourd'hui, les difficultés en matière d'investissement dans ces énergies se rapportent surtout à l'incertitude relative au financement et aux politiques (c.-à-d. les croyances quant aux prix futurs du carbone). Des instruments créatifs qui renforceraient la certitude en matière de politiques, comme ceux décrits précédemment, sont désormais plus précieux et plus rentables que les subventions ciblées.

D'un point de vue systémique, toutefois, nous ne pouvons ignorer la variabilité inhérente des énergies éolienne et solaire. S'il est relativement facile et peu coûteux d'intégrer la production renouvelable variable lorsqu'elle est faible, il en va autrement pour une production de l'ampleur escomptée en contexte de décarbonisation. Ce problème, très réel, se résout néanmoins par des solutions qui valent la peine d'être explorées et mises en œuvre, vu le faible coût de l'énergie renouvelable qui prévaut actuellement et est prévu dans l'avenir. Les quatre trajectoires présentées ci-dessous sont en bonne partie proposées en réponse à la croissance attendue des sources renouvelables : on cherche à intégrer ces sources et à exploiter les avantages de l'énergie abordable et propre, mais brute, qu'elles permettent de produire.

## 2. SECONDER LES SOURCES RENOUVELABLES PAR UN APPROVISIONNEMENT PROPRE GARANTI

---

### POSSIBILITÉ

Nous le répétons : la production d'énergie renouvelable brute, propre et abordable, c'est très bien, mais il n'en demeure pas moins qu'il s'agit d'*énergie brute*, sans plus. Pour pouvoir offrir aux consommateurs l'électricité sur demande qu'ils désirent, il faudra « garantir », jusqu'à un certain

<sup>4</sup> <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/alberta-amazon-solar-energy-power-vulcan-travers-1.6077152>.

point, cette production variable en la complétant par des formes d'électricité distribuables. Par chance, le Canada est déjà en bonne posture sur ce plan étant donné l'abondance de ses ressources hydroélectriques et nucléaires. Le maintien de ces ressources constitue une bonne première mesure pour se doter d'un approvisionnement propre garanti.

Cela dit, à mesure que le Canada accroîtra son recours aux sources renouvelables intermittentes, il aura besoin d'une plus grande quantité de ressources garantissant l'approvisionnement. S'il est possible d'intégrer l'énergie renouvelable au moyen du stockage, du transport et d'une demande flexible, comme nous le verrons dans les prochaines sections, nous nous penchons ici sur une solution plus traditionnelle visant l'offre : la gestion de la variabilité par un approvisionnement propre garanti.

Cette solution confère au réseau électrique deux attributs précieux : une **énergie propre** et de la **flexibilité** sous forme de capacité « distribuable » (soit une capacité de production pouvant être exploitée dans une mesure variable, suivant le changement des conditions). Les différents types d'approvisionnement propre garanti offrent différentes combinaisons de ces deux attributs.

Par exemple, les centrales de pointe (en général des turbines à combustion à cycle simple qui sont utilisées peu souvent vu leur coût marginal élevé) sont une bonne source de capacité flexible, mais tendent à ne fournir que très peu d'énergie. Leur faible facteur de capacité (défini comme la quantité d'énergie produite durant une période donnée par rapport à la quantité qui *pourrait* être produite par un fonctionnement continu à plein potentiel) est une caractéristique, et non un défaut. L'idée est d'avoir accès à de l'énergie pour seconder les sources renouvelables variables, au besoin, même si le coût marginal peut être élevé – ce que le Canada est prêt à accepter parce qu'il n'y aura recours que de façon sporadique et que les coûts fixes sont minimes. Pour que le rendement de cette solution soit satisfaisant, il faut : a) des sources d'énergie renouvelable variables à faible coût et ayant b) un facteur de capacité suffisamment élevé, et c) des sources secondaires d'approvisionnement propre garanti dont le coût fixe est relativement faible.

Ces sources secondaires doivent être propres, et donc reposer sur des combustibles à émissions faibles ou nulles, comme le gaz naturel renouvelable, la biomasse et l'hydrogène. Il pourrait être intéressant, particulièrement pour les provinces de l'Ouest axées sur les combustibles fossiles, de transformer les centrales au charbon et au gaz naturel pour qu'elles fonctionnent à l'hydrogène. En effet, les travaux requis coûteraient relativement peu chers, l'hydrogène propre et abordable nécessaire peut s'obtenir en grande quantité au moyen de méthodes « bleues » (reformage du méthane avec captation du carbone) ou « vertes » (électrolyse à partir d'électricité renouvelable), et une bonne partie des infrastructures électriques connexes, comme les centrales et les postes d'interconnexion, seraient déjà construites, ce qui engendrerait des économies (Neff et coll., à paraître).

D'autres options d'approvisionnement propre garanti apportent une grande quantité d'énergie plutôt que de la flexibilité : les centrales nucléaires, les centrales aux combustibles fossiles dotées de dispositifs de captation du carbone, et les centrales géothermiques sont des exemples de ressources pouvant fournir de l'énergie propre garantie presque en tout temps. Ces technologies ont en commun des coûts fixes relativement élevés, des coûts marginaux faibles et de grands facteurs de capacité; on s'en sert typiquement pour assurer un fonctionnement fiable, sans chercher la flexibilité.



La production hydroélectrique peut revêtir les deux attributs, selon la conception du projet et le type d'installation. Les centrales au fil de l'eau, par exemple, fournissent de l'énergie, mais sont peu, voire pas du tout, flexibles. Par contre, les réservoirs hydroélectriques, soit le type dominant d'installation hydroélectrique au Canada, optimisent l'utilisation des ressources hydriques en fonction des périodes de livraison associées aux valeurs les plus élevées. Ils sont un excellent exemple de ressource flexible et distribuable.

## DIFFICULTÉS

Une étude récemment menée par Dowling et coll. (2020) montre que bon nombre des solutions d'approvisionnement propre garanti axées sur un fonctionnement continu représentent plutôt des substituts que des compléments aux sources renouvelables intermittentes : le déploiement des installations de production garantie, comme les centrales nucléaires, tend à déloger les installations éoliennes et solaires, et vice versa.

Ce constat souligne une difficulté pour les travaux actuels de conception des réseaux optimaux de demain : il semble que ces trajectoires se font quelque peu concurrence. Au bout du compte, les compromis à faire et le choix optimal entre ces deux solutions dépendent des coûts et de l'acceptabilité sociale. Lorsque les ressources renouvelables étaient coûteuses, on pouvait douter de leur proposition de valeur : il fallait payer un prix élevé pour accéder à leur énergie intermittente et payer pour les intégrer au réseau. Aujourd'hui, compte tenu des récentes baisses de coût, ce calcul change. Le recours aux ressources renouvelables, combiné à *quelque chose* permettant de les intégrer (capacité de pointe, stockage, demande flexible, transport), est à présent concurrentiel à un approvisionnement propre garanti sur le plan des coûts.

Par ailleurs, la promesse d'une baisse de coûts pour les installations nucléaires de nouvelle génération se profile toujours à l'horizon, mais reste à concrétiser. Les résultats de récents travaux de modélisation illustrent les divers rôles que pourrait jouer le nucléaire à l'avenir. Selon l'*Évaluation nationale de l'électrification au Canada* de l'Electrical Power Research Institute, basée sur le modèle REGEN, le nucléaire pourrait prendre beaucoup d'importance. Le cas échéant, on aurait moins d'installations de transport à construire, puisqu'on aurait moins besoin d'assurer une intégration régionale et de gérer la variabilité des ressources renouvelables. À l'inverse, la récente étude NARIS menée par Ressources naturelles Canada et le National Renewable Energy Laboratory des États-Unis prévoit un rôle moindre pour le nucléaire et un rôle plus important pour les ressources renouvelables, particulièrement l'énergie éolienne. L'écart entre les résultats de ces deux études s'explique en grande partie par les différentes estimations de coûts utilisées dans les modèles.

Les grandes installations hydroélectriques, qui procurent un approvisionnement garanti et de la flexibilité, sont idéales à bien des égards. Cependant, leur vaste superficie et les effets négatifs sur l'environnement qui en découlent, auxquels s'ajoute un historique récent d'énormes dépassements de coûts, soulèvent des doutes quant à la réalisation de grands projets hydroélectriques. Néanmoins, il est encore possible de rénover les sites existants, par exemple en ajoutant ou en modernisant les turbines pour augmenter la capacité sans créer de nouvelles perturbations. L'hydroélectricité conservera son rôle central dans la fourniture d'un approvisionnement propre

garanti – et flexible – au Canada. La géothermie remplit ses promesses, mais tend à être sujette à des contraintes géographiques, bien que cela ne soit pas toujours le cas (ex. : réseaux en boucle fermée d'Eavor Technologies) <sup>5</sup>.

## POINTS À RETENIR

Il sera essentiel de mettre en place des solutions axées sur l'offre facilitant l'intégration de l'énergie renouvelable variable. Si le Canada souhaite décarboner entièrement ses réseaux électriques, il devra soutenir son utilisation accrue des ressources renouvelables variables par des sources d'approvisionnement propre garanti. En plus d'entretenir et de moderniser ses installations actuelles de production d'électricité propre garantie, comme les grandes centrales hydroélectriques et nucléaires, il devra se doter de plus de ressources d'approvisionnement. Les tendances de coût et d'innovation dans divers domaines – du nucléaire à la captation du carbone en passant par l'hydrogène destiné à la production d'électricité – seront déterminantes pour choisir les solutions axées sur l'offre qui conviendront le mieux aux réseaux de l'avenir.

## 3. TIRER AVANTAGE DES COMPLÉMENTARITÉS RÉGIONALES PAR LE TRANSPORT

---

### POSSIBILITÉ

Au Canada, le transport interprovincial revêt une valeur particulière due à l'hétérogénéité des réseaux électriques et des ressources des provinces. L'Alberta bénéficie de ressources éoliennes parmi les meilleures au pays (en fait de facteur de capacité); il en va de même pour la Saskatchewan et ses ressources solaires. À l'opposé, leurs voisins disposent d'une abondance de ressources hydroélectriques et d'une bonne capacité de stockage en réservoir connexe. Plutôt que de construire des installations solaires sous les nuages de Vancouver ou des éoliennes coûteuses sur les crêtes montagneuses de la Colombie-Britannique, on pourrait exploiter ces énergies brutes de manière abordable dans les Prairies tout en profitant des ressources de stockage et d'approvisionnement garanti offertes par les provinces axées sur l'hydroélectricité. Plusieurs études relèvent les économies qu'on pourrait réaliser en reliant mieux les régions pour en exploiter les complémentarités (MacDonald et coll., 2016; Dolter et Rivers, 2018; Rodríguez-Sarasty et coll., 2021; Dimanchev et coll., 2021).

Actuellement, le Canada possède très peu d'infrastructures de transport est-ouest, et pour une bonne raison : le pays est grand, et les occasions d'affaires avec son très gros partenaire commercial au sud, les États-Unis, sont encore meilleures. Cela dit, la volonté de décarboner le secteur électrique du Canada change un peu la donne. Si les marchés de l'électricité appellent des échanges nord-sud, les mesures de réduction du carbone pourraient donner lieu à des possibilités aussi intéressantes (et peut-être même plus!) à l'intérieur du pays.

<sup>5</sup> Déclaration : Blake Shaffer détient un placement modeste dans l'entreprise privée Eavor Technologies.

## DIFFICULTÉS

Le développement du transport interprovincial se heurte à de nombreuses difficultés.

Tout d'abord, il peut être freiné par des considérations politiques. La volonté de créer des emplois dans la province, qui a des avantages évidents, peut priver les consommateurs des économies générées par le commerce. En effet, même si les avantages du commerce sont supérieurs pour l'ensemble des citoyens, ils sont diffus. Par ailleurs, bien des gens considèrent l'électricité comme un service essentiel, à l'instar des soins de santé et de l'éducation, et souhaitent que la responsabilité et l'imputabilité associées à ce service soient locales. En Colombie-Britannique, par exemple, l'exigence d'autonomie en matière d'électricité et l'argumentation en faveur du contrôle local et des emplois dans la province entrent souvent en conflit avec les avantages économiques du commerce.

Ensuite, les systèmes de réglementation et la structure du marché diffèrent grandement d'une province à l'autre. En l'occurrence, l'Alberta a un marché concurrentiel ouvert où les prix de l'électricité sont horaires, tandis qu'en Colombie-Britannique s'exerce un monopole gouvernemental verticalement intégré où il n'existe à proprement parler aucun prix de marché. Si l'on ajoutait des liens entre ces provinces, les occasions créées seraient possiblement déséquilibrées. En effet, il n'y a aucun marché en Colombie-Britannique où les producteurs de l'Alberta pourraient vendre leur électricité. Ceux-ci seraient également limités dans leur accès au marché américain par la Colombie-Britannique, qui invoque souvent la priorité accordée aux besoins intérieurs en matière de transport. Un accès juste et réciproque aux occasions est essentiel pour qu'il y ait du commerce.

Enfin, comme pour tout projet d'infrastructure linéaire, les projets de transport doivent tenir compte des préoccupations locales et trouver les moyens de s'harmoniser aux objectifs généraux. Ils doivent apporter des solutions satisfaisantes aux problèmes relatifs à l'accès aux propriétés privées et à l'atténuation des dommages locaux dus à la construction des couloirs requis. De plus, les projets risquant d'avoir des répercussions sur les droits des peuples autochtones doivent être réalisés d'une façon qui reconnaît ces droits et favorise la réconciliation <sup>6</sup>.

## POINTS À RETENIR

L'amélioration des interconnexions de transport entre les provinces constitue pour le Canada une possibilité particulièrement intéressante, en raison de l'hétérogénéité des réseaux provinciaux et, dans bien des cas, de leur complémentarité. L'établissement de liens entre les provinces axées sur les combustibles fossiles (ayant un grand potentiel d'énergie renouvelable) et les provinces riches en réservoirs hydroélectriques permettrait d'optimiser leurs avantages comparatifs en matière d'énergie et de capacité, ce qui pourrait réduire le coût de la décarbonisation (Dolter et Rivers, 2018).

Pour ce faire, les provinces devront coopérer et adhérer au projet ainsi que bénéficier d'un soutien considérable du gouvernement fédéral afin d'obtenir l'autorisation de construire les infrastructures nécessaires et de réaliser les travaux.

---

<sup>6</sup> Pour obtenir une excellente analyse approfondie des avantages et des difficultés du commerce interprovincial, consulter le rapport [Power without Borders: Moving towards an integrated western grid](#) de Nick Martin, de la Canada West Foundation (2018).

## 4. ALLER CHERCHER PLUS DE FLEXIBILITÉ DE LA DEMANDE

---

### POSSIBILITÉ

Si le modèle traditionnel de l'exploitation de réseaux se caractérise comme « *prévision de la demande et répartition de l'offre* », le nouveau modèle intégrant une plus grande proportion de sources renouvelables se décrira de plus en plus comme « *prévision de l'offre et répartition de la demande* ». Avec un tel réseau, on tire beaucoup de valeur d'une flexibilité accrue en ce qui a trait au moment de la demande, c'est-à-dire qu'il est avantageux de trouver comment inciter la demande à se déplacer vers des périodes d'abondance de l'offre et à s'éloigner des périodes de rareté.

L'idée de rareté de l'offre variable en fonction du temps n'est pas propre aux marchés de l'électricité. En effet, il est plus difficile de réserver une table au restaurant un samedi qu'un mercredi, et lorsqu'on planifie des vacances durant le temps des Fêtes ou la semaine de relâche, les vols et les hôtels disponibles sont rares et dispendieux. Dans ces deux exemples, la rareté de l'offre et la hausse des prix servent à équilibrer le marché.

En ce qui concerne l'électricité, cependant, il n'est pas souhaitable de rationner l'offre en coupant le service. Dans les pays développés, la population s'attend à un approvisionnement électrique très fiable et accessible. En outre, il ne serait pas simple de choisir à qui appliquer le rationnement. La méthode standard, lorsqu'une situation extrême le justifie, consiste à interrompre les charges garanties au hasard les unes après les autres. Or, il est possible de répartir plus efficacement l'électricité disponible en se servant des prix : on identifie les consommateurs les plus disposés à payer et ceux qui sont les plus aptes à déplacer leur demande.

Une tarification variable selon l'heure, en fonction des conditions de rareté ou d'abondance dans le réseau, n'est pas monnaie courante. Au Canada, on trouve des prix de marché en Alberta, et dans une certaine mesure en Ontario (où, toutefois, la fiabilité du signal de prix est affaiblie par le réseau hybride provincial, qui allie réglementation et concurrence). Mais mis à part quelques clients industriels reliés à l'infrastructure de transport, peu de consommateurs paient un prix reflétant les conditions du réseau en temps réel. Par conséquent, les consommateurs ne reçoivent pas de signaux de prix adéquats leur indiquant les moments où le réseau est soumis à une forte pression et ceux où l'offre est abondante. Ils ne savent donc pas quand il serait grandement avantageux de réduire leur charge ni quand l'ajout de charges non essentielles pourrait être opportun.

Pour envoyer un signal que la valeur de l'électricité varie en fonction du temps, on peut appliquer des tarifs qui fluctuent de la même manière, comme dans le cas de la tarification différenciée dans le temps et des systèmes prévoyant des prix particuliers pendant les périodes de pointe critiques. L'Ontario s'est doté d'une telle tarification et mène un projet pilote de prix particuliers. Hydro-Québec introduit également des mécanismes semblables. Les consommateurs soumis à une tarification différenciée dans le temps peuvent adopter des habitudes ayant pour effet de déplacer leur consommation non essentielle vers des périodes à plus bas prix, ce qui réduit leur facture d'électricité. Toutefois, d'un point de vue systémique, il n'est pas garanti que les périodes de prix prédéter-

minées reflètent les conditions du réseau. Ce problème se règle par l'établissement de tarifs spéciaux pendant les périodes de pointe, qui ciblent les moments où le réseau est soumis à une pression maximale et où la réduction de la demande a le plus de valeur. Cette méthode n'encourage cependant pas le type de changement d'habitudes qui peut découler de la tarification différenciée dans le temps, et n'incite pas à réduire sa consommation en période de pointe typique.

Une autre façon d'envoyer un signal de la nature temporellement variable des conditions du réseau est d'employer une tarification entièrement dynamique, ou *tarification en temps réel*. Ce type de système tient adéquatement compte des fluctuations des coûts marginaux du réseau, mais peut s'avérer trop complexe pour le consommateur moyen. Pour amener ce dernier à utiliser moins d'énergie pendant les périodes de pointe, on peut aussi appliquer des frais de demande, qui se rattachent à la demande maximale du client plutôt qu'à sa consommation durant la période de facturation. Lorsque ces frais sont conçus pour coïncider avec les conditions de pointe, on en tire le maximum de bénéfices. Par contre, encore une fois, les consommateurs peuvent avoir de la difficulté à bien cibler leurs réductions durant ces périodes.

## DIFFICULTÉS

Si les tarifs variables en fonction du temps peuvent aider, à divers degrés, à résoudre les difficultés des réseaux de production, on leur reproche de ne pas être utiles pour régler les problèmes de coordination des réseaux de distribution qui résultent d'une charge locale concentrée et trop élevée. Prenons des propriétaires de véhicules électriques habitant un même pâté de maisons qui branchent leurs véhicules au même moment en rentrant du travail (à 18 h). La puissance typique d'une borne de recharge domiciliaire de niveau 2 étant de 8 kW, cette hausse instantanée de la charge provenant de plusieurs maisons sur le même réseau d'alimentation risque de surcharger l'équipement de distribution local. Paradoxalement, une tarification différenciée dans le temps peut aggraver ce problème si la fin de la période de pointe en soirée devient un mécanisme de coordination incitant les propriétaires de véhicules électriques à commencer la recharge à ce moment. Cette situation ne crée pas nécessairement un problème pour le réseau de production si la demande coordonnée survient hors des périodes de pointe, mais combinée à une tarification différenciée dans le temps, elle accroît les difficultés de distribution.

Les systèmes de tarification décrits ci-dessus se butent à deux difficultés principales. La première est la capacité des consommateurs à réagir de la manière optimale visée. La complexité des systèmes, l'inattention des consommateurs et d'autres particularités comportementales nuisent également à l'efficacité de ces systèmes. Des études montrent que les consommateurs comprennent souvent mal les prix complexes de l'électricité, au point où même des systèmes de tarification partant d'une bonne intention peuvent empirer la situation (Ito, 2014; Shaffer, 2020). La deuxième difficulté réside dans l'impopularité des politiques de prix variables en fonction du temps qui décourage les services publics gouvernementaux de les mettre en œuvre.

Comme solution de rechange aux mécanismes de prix, on peut envisager le contrôle direct de la charge. Au lieu d'imposer des prix entraînant une réponse des consommateurs, on utiliserait plutôt des programmes de rabais ou des paiements ponctuels pour encourager les clients à céder le contrôle sur le moment précis de la recharge de leurs véhicules. L'entreprise de services

publics pourrait alors organiser la recharge des véhicules du pâté de maisons de manière à réduire au minimum les chevauchements tout en veillant à terminer la tâche avant une heure raisonnable le matin. Cette solution technique, qui permet de répondre aux besoins des consommateurs sans leur demander une grande intervention, est aujourd'hui activement étudiée.

Les solutions non axées sur la tarification peuvent et doivent désormais faire partie de la discussion. On peut s'attendre à ce que de nombreux consommateurs soient réticents à l'idée de laisser une entreprise de services publics contrôler directement la charge de certains appareils de leur demeure ou gérer la recharge de leur véhicule électrique. Mais ceux qui seront prêts à le faire pourront accroître la flexibilité du réseau par cette méthode efficace de répartition des charges, ce qui réduira à la fois leur facture et les coûts du réseau dans son ensemble.

## POINTS À RETENIR

Le gain de flexibilité à tirer de la demande présente un potentiel de facilitation de l'intégration des sources renouvelables variables énorme et relativement peu exploité. Il y a lieu de croire que les réticences passées envers cette trajectoire pourraient s'atténuer. Tout d'abord, les sources renouvelables variables augmentent le besoin de flexibilité de la demande; il était moins nécessaire de déplacer celle-ci lorsqu'on produisait principalement de l'électricité de base distribuée. Ensuite, l'amélioration de la technologie a fait baisser le coût de l'infrastructure de contrôle et de communication nécessaire pour gérer efficacement la demande, des appareils de mesure avancés (« compteurs intelligents ») dotés d'un système de communication bilatérale entre l'exploitant du réseau et le client, jusqu'aux prises et thermostats intelligents en passant par les dispositifs automatiques de contrôle de la charge. Ainsi, les clients n'ont plus à réagir consciemment aux signaux de prix. Ils peuvent se fier à des appareils qui garantissent une réaction réduisant les coûts. Enfin, l'adoption massive à venir des véhicules électriques annonce une nouvelle charge imposante; une charge bien plus flexible que, par exemple, le chauffage et le refroidissement, et pour laquelle les consommateurs sont habitués à rechercher les économies de coût du carburant.

## 5. UTILISER LE STOCKAGE POUR ÉLIMINER DIRECTEMENT LES ÉCARTS ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE

---

### POSSIBILITÉ

La difficulté fondamentale des ressources renouvelables variables, c'est que leur profil de production ne correspond pas nécessairement au profil voulu par la demande. Il est toutefois possible de stocker l'énergie pour déplacer la production vers les heures où les consommateurs en ont besoin. En voilà une belle solution!

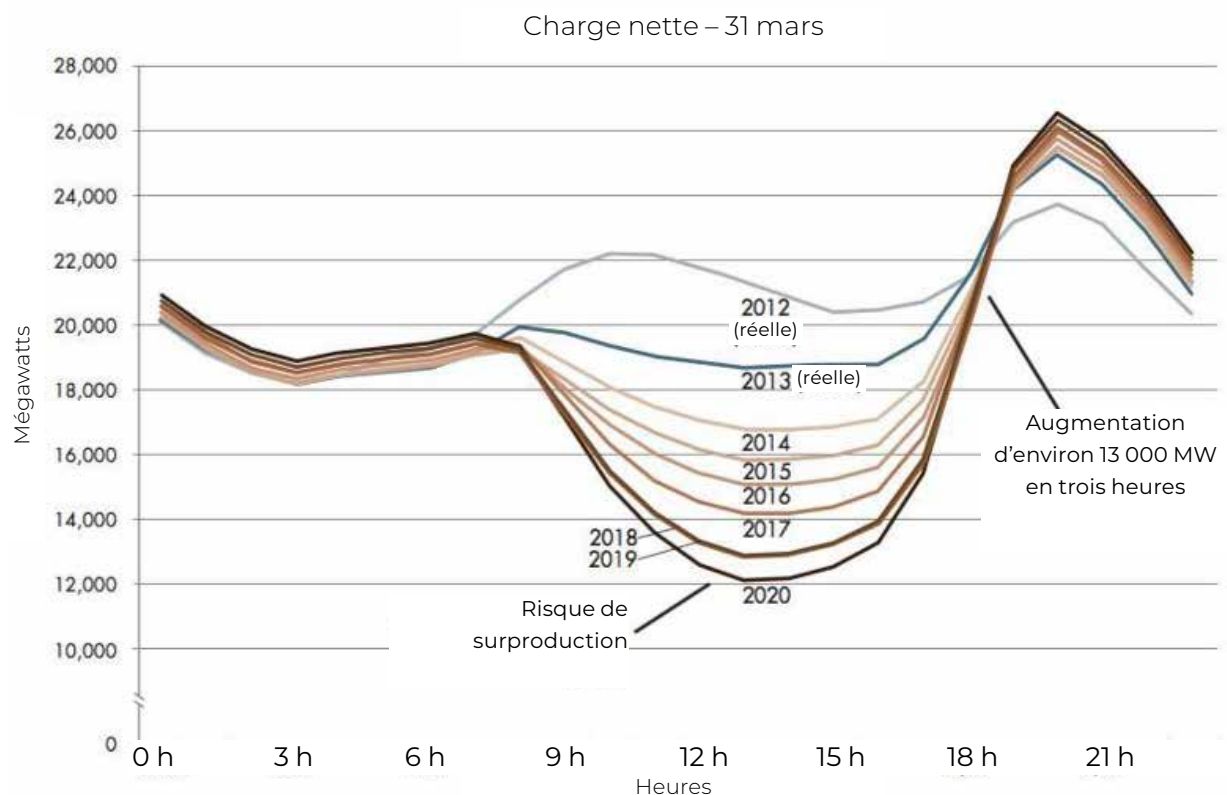
Cette difficulté s'illustre bien par la fameuse « courbe en canard » de la Californie (figure 5), qui montre deux problèmes associés à une production solaire importante. Le premier est lié au fait que la charge nette (définie comme la différence entre la demande et la production d'énergie renouvelable variable) atteint un creux au milieu de la journée lorsque la charge est modérée et que la production

solaires est élevée, ce qui présente un potentiel de surproduction. Le deuxième survient en soirée, au coucher du soleil, lorsque la demande atteint un pic. L'augmentation de la charge nette est forte et rapide. Pour combler les besoins, le réseau doit disposer d'une grande capacité de production distribuée supplémentaire en attente, qu'il faut pouvoir très vite mettre en service.

Batteries are an excellent solution to both challenges highlighted by the duck curve. The ability to absorb excess generation in the middle of the day by charging batteries and then meet the steep evening ramp by discharging batteries only a few hours later is ideally suited to the type of battery technology available today, i.e., relatively short-duration, predominantly lithium-ion technology. Already, batteries can be a cost-effective solution to short-duration needs, largely arising from significant solar generation.

Figure 5

### « Courbe en canard » de la Californie (Source : CAISO.com)



## DIFFICULTÉS

Les types de solutions de batterie qui conviennent en Californie ne s'appliquent pas aussi facilement au Canada.

En premier lieu, il est difficile de s'ajuster à la *variation saisonnière* de la production d'énergie renouvelable. En Californie, ce problème est moins important étant donné la faible latitude de l'État et son profil saisonnier relativement constant. Au Canada, la latitude nordique donne lieu

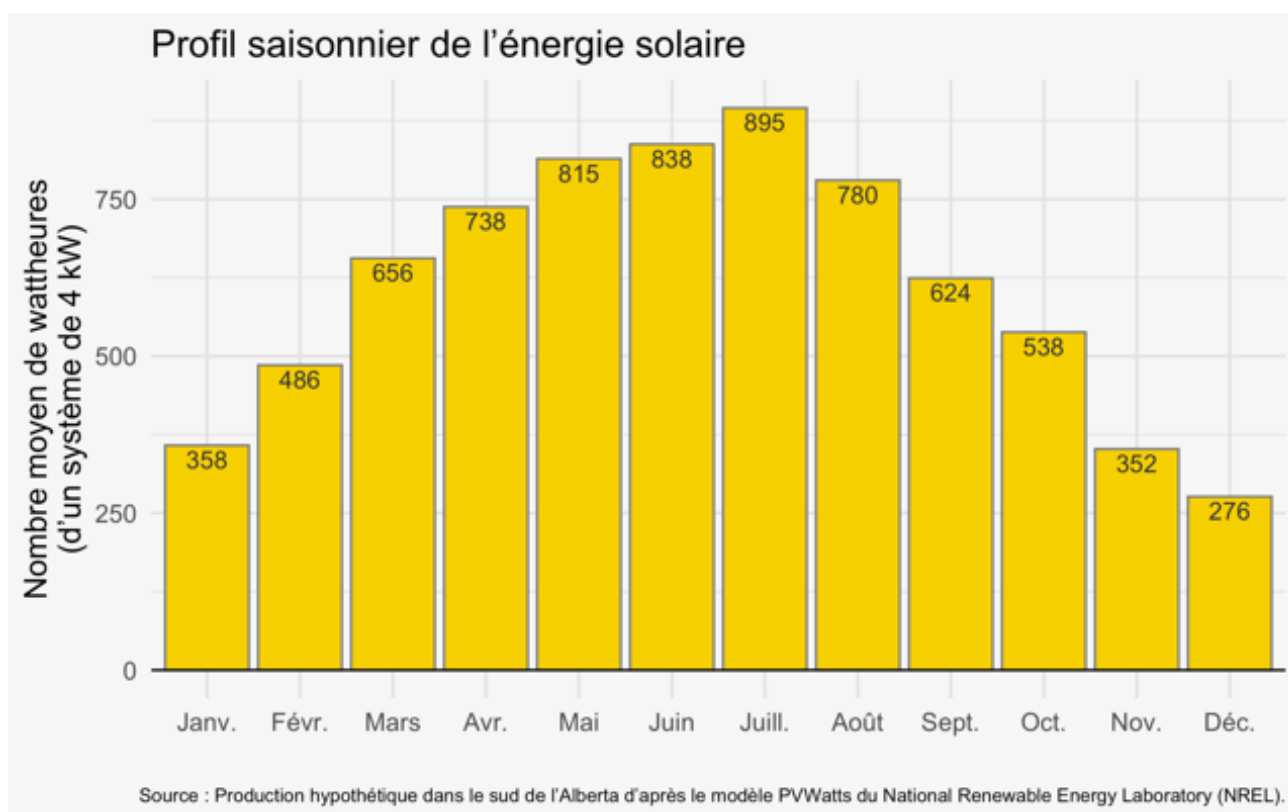
à une production solaire hivernale typique correspondant à moins du tiers de la production estivale (figure 6). Il s'agit d'une difficulté supplémentaire de la production solaire que les batteries sont peu à même de résoudre.

En somme, bien que les batteries seront utiles pour gérer les intermittences horaires et journalières et qu'elles procureront de nombreux services auxiliaires de valeur, comme la régulation de la fréquence<sup>7</sup>, elles ne régleront pas facilement le problème de la variabilité saisonnière.

En second lieu, le bouquet renouvelable du Canada se composera de beaucoup plus d'énergie éolienne que d'énergie solaire, étant donné les ressources naturelles du pays et sa latitude élevée qui ne lui permet pas de bénéficier d'un ensoleillement toute l'année. Or, les besoins associés à l'énergie solaire (ex. : déplacer la production du jour à la nuit) sont différents de ceux associés à l'énergie éolienne. Il arrive souvent que le vent soit faible plusieurs jours d'affilée (les Allemands ont même un mot pour cette situation : *Dunkelflaute*), et il n'est pas rare que ces périodes coïncident avec des conditions de pointe dans le réseau (ex. : anticyclone générant des températures extrêmement basses et peu de vent).

Figure 6

## Production solaire saisonnière (modélisée) dans le sud de l'Alberta



Pour ces deux raisons, le Canada aura besoin de solutions de stockage de longue durée, ce qui ne se trouve pas en claquant des doigts. Parmi les possibilités, citons le stockage par air comprimé, qui

<sup>7</sup> L'offre et la demande sur le réseau électrique doivent être équilibrées de manière continue et instantanée. Tout écart entre la production et la charge fait dévier la fréquence du réseau de sa valeur standard (60 Hz aux États-Unis). Or, il est crucial de maintenir cette fréquence près de sa valeur standard pour assurer la stabilité du réseau. En cas de grande fluctuation de la fréquence, l'équipement de production et de transport se déconnecte du réseau pour éviter les dommages. Dans le pire scénario, cela peut engendrer une cascade de pannes de courant. Les exploitants de réseau fournissent des services de régulation pour assurer la réponse rapide nécessaire au maintien de la fréquence (Tabari et Shaffer, 2020).



pourrait s'appliquer en Alberta et en Saskatchewan étant donné leur sol caverneux, et le stockage hydroélectrique, soit par pompage ou par simple utilisation d'un réservoir. On trouve ce dernier type de stockage en abondance dans les provinces canadiennes axées sur l'hydroélectricité, une preuve de plus de l'importance d'exploiter le potentiel de la trajectoire visant le transport décrite plus haut. D'autres solutions de longue durée rencontrent des difficultés semblables à celles que connaissent les solutions axées sur l'offre : leur rendement devra s'améliorer par une accélération des tendances de coût et d'innovation.

## POINTS À RETENIR

Le stockage est souvent vu comme la solution au problème du caractère intermittent de l'énergie renouvelable. Il s'avère effectivement rentable lorsqu'on l'utilise à court terme durant le cycle diurne ou pour la fourniture de services auxiliaires. En ce qui concerne les besoins de longue durée, qui seront prévalents au Canada, les batteries ne seront peut-être pas la solution. Il faudra employer d'autres formes de stockage d'énergie. L'une des formes possibles de stockage pluri-annuel, soit les énormes réservoirs hydroélectriques, fait ressortir l'importance d'un réseau de transport élargi.

## Conclusion

Le Canada est en bonne posture pour fonder sa stratégie de carboneutralité sur l'électricité propre. Cependant, le travail à faire sera inégal entre les provinces. Certaines ne génèrent déjà presque aucune émission lorsqu'elles produisent de l'électricité tandis que d'autres – l'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse – en génèrent beaucoup.

La décarbonisation des réseaux électriques de ces provinces s'appuiera sans doute grandement sur l'éolien et le solaire. Le coût actuel, peu élevé, de ces énergies a amélioré leur bilan économique au point où elles sont intéressantes malgré leur intermittence, et même malgré les autres coûts de réseau associés aux ressources complémentaires (présentées plus haut) qui sont nécessaires à l'intégration de leur variabilité. Actuellement, la principale difficulté liée aux investissements en éolien et en solaire est l'accès au financement, et elle est due à l'incertitude entourant les futures conditions des politiques. Des instruments créatifs éliminant les risques associés à cette incertitude – qui auront essentiellement pour effet de faire porter au gouvernement le risque que les prochains gouvernements dévient des trajectoires du prix du carbone annoncées – constituent des solutions à faible coût pour favoriser le développement massif de l'éolien et du solaire.

Cependant, il faudra ajouter d'autres éléments au réseau pour seconder la production variable croissante afin de maintenir la fiabilité du réseau et de fournir aux consommateurs l'approvisionnement sur demande qu'ils désirent.

Le Canada est déjà bien pourvu en approvisionnement propre garanti grâce à ses importantes ressources hydroélectriques et nucléaires. La décision d'augmenter la capacité nucléaire dépendra ultimement du coût, de la maturité technique et de l'acceptabilité sociale. Si le coût des réacteurs nucléaires de nouvelle génération (petits réacteurs modulaires) baisse, que leur maturité

technique est démontrable et qu'ils obtiennent l'aval de la population, ils pourraient s'imposer dans les projets d'énergie renouvelable. Par ailleurs, il sera probablement difficile d'aménager de nouvelles grandes installations hydroélectriques au Canada, mais on pourra augmenter la capacité et la flexibilité des installations existantes sans créer de grandes perturbations et à un coût relativement bas en y ajoutant des turbines ou en modernisant celles en place. Il serait aussi possible d'opter pour une production géothermique ou axée sur l'hydrogène ou le gaz naturel (avec dispositif de captation du carbone). Les difficultés associées à ces installations se rapportent en bonne partie aux tendances de coût et d'innovation nécessaires à l'amélioration du bilan économique. Il y aurait lieu d'établir des politiques sur la recherche et le développement de ces technologies pour guider leur évolution.

Le transport de l'énergie permet de tirer parti des grands réservoirs de stockage hydroélectriques et des capacités régionales de production éolienne. Mais les difficultés sont nombreuses : différences dans la réglementation et les marchés, enjeux politiques liés aux pertes et aux gains résultant du commerce, droits fonciers des Autochtones, défis classiques de la mentalité « pas dans ma cour » rattachés à la construction d'infrastructures linéaires, etc. Cela dit, si le Canada se montre à la hauteur de la situation, il en sortira gagnant.

Le stockage, avec sa capacité à déplacer la charge de plusieurs heures et ses services auxiliaires, a lui aussi sa place dans le réseau. Toutefois, le Canada aura besoin d'autres technologies que les batteries au lithium-ion actuelles pour compenser le profil de charge saisonnier et la nécessité de stockage sur plusieurs jours d'un bouquet d'électricité renouvelable dominé par l'énergie éolienne. Comme pour les solutions axées sur l'offre, les difficultés liées au stockage concernent principalement les réductions de coûts requises pour favoriser le développement et l'adoption à grande échelle de cette nouvelle technologie.

Enfin, le réseau électrique de l'avenir pourrait et devrait exiger une bien plus grande participation des consommateurs. L'offre d'énergie renouvelable variable a accru le besoin d'une gestion de la demande, la technologie peu coûteuse de contrôle et de communication facilite cette gestion, et les véhicules électriques constituent une nouvelle charge importante qui fait que ce travail en vaut la peine. Pour tirer tous les avantages de la gestion de la demande, il faudra revoir les tarifs payés par les clients de sorte qu'ils encouragent la prise de mesures ou fassent baisser la facture en échange d'une cession occasionnelle du contrôle de la charge.

Si plusieurs difficultés freinent la décarbonisation du réseau électrique du Canada, le pays demeure en posture enviable par rapport à ses homologues. La possibilité de miser dès le départ sur un réseau relativement propre est une chance qu'il ne devrait pas laisser passer.

# References

Beck, M., N. Rivers et R. Wigle (2018). « How do learning externalities influence the evaluation of Ontario's renewables support policies? », *Energy Policy*, vol. 117, p. 86-99.

Beugin, D., et B. Shaffer (2021). *The Climate Policy Certainty Gap and How to Fill It*, note d'information, Institut C.D. Howe. Sur Internet : <https://www.cdhowe.org/intelligence-memos/buegin-shaffer-%E2%80%93-climate-policy-certainty-gap-and-how-fill-it>.

Deweese, D. N. (2013). *The Economics of Renewable Electricity Policy in Ontario*, Département de sciences économiques, Université de Toronto, Toronto (Ontario). Sur Internet : <http://www.economics.utoronto.ca/public/workingPapers/tecipa-478.pdf>

Dimanchev, E. G., J. L. Hodge et J. E. Parsons (2021). « The role of hydropower reservoirs in deep decarbonization policy », *Energy Policy*, vol. 155 (août), article 112369.

Dion, J., A. Kanduth, J. Moorhouse et D. Beugin (2021). *Vers un Canada carboneutre : s'inscrire dans la transition globale*, Institut canadien pour des choix climatiques. Sur Internet : [https://climatechoices.ca/wp-content/uploads/2021/02/Vers-un-Canada-carboneutre\\_FINAL.pdf](https://climatechoices.ca/wp-content/uploads/2021/02/Vers-un-Canada-carboneutre_FINAL.pdf)

Dolter, B., et N. Rivers (2018). « The cost of decarbonizing the Canadian electricity system », *Energy Policy*, vol. 113 (février), p. 135-148.

Dowling, J. A., K. Z. Rinaldi, T. H. Ruggles, S. J. Davis, M. Yuan, F. Tong, N. Lewis et K. Caldeira (2020). « Role of long-duration energy storage in variable renewable electricity systems », *Joule*, vol. 4, no 9, p. 1907-1928.

Ito, K. (2014). « Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing », *American Economic Review*, vol. 104, no 2, p. 537-563.

Jenkins, J. D., M. Luke et S. Thernstrom (2018). « Getting to zero carbon emissions in the electric power sector », *Joule*, vol. 2, no 12, p. 2498-2510.

Larson, E., J. Jenkins, C. Greig, S. Pacala, R. Socolow, R. Williams et E. Mayfield (2021). *The Net-Zero America Project*, Andlinger Center for Energy and the Environment, Université Princeton, Princeton (New Jersey). Sur Internet : <https://acee.princeton.edu/rapidswitch/projects/net-zero-america-project>.

Lazard (2020). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 14.0*, Lazard, New York (New York). Sur Internet : <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>.

Leach, A., et B. Shaffer (2020). « Alberta's shift away from coal power is a climate action success story », *CBC*, 15 octobre 2020. Sur Internet : <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/road-ahead-alberta-coal-power-electricity-decline-1.5761858>.

MacDonald, A. E., C. T. Clack, A. Alexander, A. Dunbar, J. Wilczak et Y. Xie (2016). « Future cost-competitive electricity systems and their impact on US CO<sub>2</sub> emissions », *Nature Climate Change*, vol. 6, no 5, p. 526-531.

National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (2021). *Accelerating Decarbonization of the U.S. Energy System*, Washington (District de Columbia), The National Academies Press.

Neff, J., C. Bataille et B. Shaffer (à paraître). *The Role of Hydrogen in Decarbonizing Alberta's Electricity System*, School of Public Policy Research Paper, Université de Calgary, Calgary (Alberta).

Régie de l'énergie du Canada (2020). *Avenir énergétique du Canada en 2020*. Sur Internet : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2020/index.html>.

Rodríguez-Sarasty, J. A., S. Debia et P.-O. Pineau (2021). « Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower », *Energy Policy*, vol. 152 (mai), article 112210.

Schumacher, N., V. Goodday, B. Shaffer et J. Winter (2020). « Energy and Environmental Policy Trends: Cheap Renewables Have Arrived », *The School of Public Policy Publications*, vol. 13.

Shaffer, B. (2020). « Misunderstanding nonlinear prices: Evidence from a natural experiment on residential electricity demand », *American Economic Journal: Economic Policy*, vol. 12, no 3, p. 433-461.

Tabari, M., et B. Shaffer (2020). « Paying for performance: The role of policy in energy storage deployment », *Energy Economics*, vol. 92 (octobre), article 104949.

Williams, J. H., R. A. Jones, B. Haley, G. Kwok, J. Hargreaves, J. Farbes et M.S. Torn (2021). « Carbon-neutral pathways for the United States », *AGU Advances*, vol. 2, no 1, e2020AV00028.