



Améliorer l'intégration et la coordination des secteurs de l'électricité gérés par les provinces au Canada

par Pierre-Olivier Pineau
Chaire de gestion du secteur de l'énergie
HEC Montréal

Résumé

La diversité des secteurs de l'électricité au Canada se manifeste sous plusieurs formes. À première vue, les tarifs vont de 7 ¢/kWh à 16 ¢/kWh et la consommation moyenne fait plus que doubler d'une province à l'autre. Mais des différences plus marquées engendrent une déconnexion presque totale des marchés. Leurs structures varient grandement quant à leur degré d'intégration verticale, à leur propriété (publique ou privée) et à leur degré de compétitivité en matière de production et de vente au détail. Bien que la réglementation basée sur le coût de service (transport et distribution) et le mode de tarification se ressemblent dans l'ensemble du pays, chaque province a son propre organisme de réglementation qui, conformément à son mandat, ne tient pas compte de ce qui se fait ailleurs. Un tel contexte mène à des marchés de l'électricité provinciaux hétéroclites et repliés sur eux-mêmes qui sont mal outillés pour favoriser une décarbonisation profonde et efficace de l'économie.

Changer cette situation permettrait trois grandes possibilités : obtenir des gains d'efficacité économique, mieux intégrer les énergies renouvelables et améliorer la réglementation visant à stimuler l'innovation. Ces avancées seront à notre portée si les provinces collaborent davantage pour parvenir à une meilleure intégration du secteur de l'électricité. Celle-ci favoriserait la multiplication des échanges commerciaux, qui seront encore plus avantageux lorsque de plus grandes capacités d'énergie renouvelable intermittente seront raccordées au réseau. Les

réservoirs hydroélectriques de la Colombie-Britannique, du Manitoba, du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador pourraient stocker les surplus de production éolienne et solaire des autres provinces lorsque l'offre excède la demande, à condition que ces provinces disposent des infrastructures, règlements et incitatifs commerciaux appropriés.

Une telle collaboration amènerait son lot de difficultés à surmonter : la perception du rôle des provinces, les problèmes de gouvernance, l'hétérogénéité des acteurs, les intérêts particuliers, les préoccupations en matière de sécurité énergétique, et, enfin, la réglementation actuelle repliée sur elle-même. Diverses stratégies pourraient favoriser l'intégration du marché. Nous suggérons les quatre suivantes : 1) l'amélioration de projets provinciaux bilatéraux par un soutien fédéral renouvelé; 2) un mouvement ascendant de convergence provinciale, par l'adoption d'une approche de collaboration inspirée des pays nordiques; 3) la négociation d'un accord de libre-échange en électricité, au sein de l'Accord de libre-échange canadien actuellement en vigueur, en tirant parti du processus de « conciliation et de coopération en matière de réglementation »; et 4) un processus mené par le fédéral semblable à ce qui se fait en soins de santé, où les provinces se verraient imposées des principes de base pour concevoir le réseau électrique, plus intégré, de demain.

Aucune de ces stratégies n'est simple. Cependant, la décarbonisation sera plus difficile et coûteuse si elle ne repose pas sur un réseau électrique plus efficace, étant donné le rôle essentiel que l'électricité jouera dans un avenir carboneutre. Le Canada a donc tout intérêt à encourager une plus grande collaboration dans ce domaine, sans quoi, il ne fera que retarder l'atteinte de ses objectifs climatiques.

Remerciements

J'aimerais remercier l'Institut canadien pour des choix climatiques, et en particulier Jason Dion et Anna Kanduth de leurs commentaires. Je tiens aussi à remercier Mark Jaccard, Blake Shaffer et Dale Beugin de leurs avis et suggestions. Merci à Sylvain Audette, qui a été généreux de son expérience et de son temps. Les opinions exprimées dans ce livre blanc sont les miennes et ne reflètent pas nécessairement celles des contributeurs ou des institutions qui s'y rattachent.

Introduction

La Constitution canadienne délègue aux provinces le droit d'aménager leur secteur de l'électricité¹, ce qui, combiné à la diversité des richesses naturelles de chaque province, engendre des différences marquées entre les secteurs de l'électricité au Canada. De cette diversité dans la réglementation des secteurs découlent des inefficacités économiques : limitation des échanges commerciaux, protection des marchés et obstacle à la planification conjointe. Dans un contexte national de décarbonisation urgente, cette absence de collaboration entre marchés, qui ralentit le progrès vers une société carboneutre et augmente les coûts de l'atteinte de cet objectif, est d'autant plus préoccupante. Une plus grande intégration de la mosaïque de l'électricité canadienne créerait un environnement plus propice à la décarbonisation.

Ce livre blanc contient, à la section 1, une vue d'ensemble de la réglementation et de la conjoncture du marché du secteur de l'électricité du Canada ou, plus précisément, des secteurs des provinces. Les territoires ne sont pas couverts par cet exercice en raison de contraintes d'espace et de la spécificité des difficultés auxquelles ils font face². À la section 2, les principaux arguments sur les avantages de l'intégration du secteur de l'électricité sont présentés, de même que les grandes difficultés que le Canada devra surmonter pour parvenir à une meilleure collaboration dans ce domaine. Enfin, la section 3 indique des options de stratégies à suivre pour contribuer à l'atteinte de cet objectif.

1. Contexte actuel : Diversité des marchés de l'électricité provinciaux

Principales différences entre les secteurs de l'électricité des provinces canadiennes

En moyenne, les tarifs des dix provinces canadiennes allaient de 7 cents par kilowattheure (¢/kWh) à près de 16 ¢/kWh en 2019, comme le montre la figure 1. Ces différences entraînent des variations semblables dans la consommation par habitant³ : 9 000 kWh à l'Île-du-Prince-Édouard et en Ontario, à cause d'une combinaison de facteurs – tarifs plus élevés, chauffage au gaz naturel et climat plus chaud –, tandis que le Québec trône au sommet avec plus de 20 000 kWh. Ce résultat élevé s'explique par l'accessibilité de l'électricité à bas prix, qui alimente des industries gourmandes en électricité (comme l'aluminium) et le chauffage électrique. Entre ces extrêmes, la diversité des contextes de chaque province entraîne des divergences dans la consommation, qui varie encore davantage entre les sous-secteurs (voir l'annexe).

La diversité des tarifs, des profils de consommation et des poids démographiques engendre des variations quant à l'importance des secteurs de l'électricité au pays, mesurée par la valeur des ventes d'électricité⁴. À ce chapitre, c'est l'Ontario qui domine, avec des ventes totalisant plus de 17 milliards de dollars, suivi par le Québec (12 milliards de dollars). La Colombie-Britannique et l'Al-

¹ Voir le paragraphe 92A(1) de la Constitution (gouvernement du Canada, 2021).

² Pour en savoir plus sur les marchés de l'électricité des territoires, voir Sénat du Canada (2015) et REC (2018).

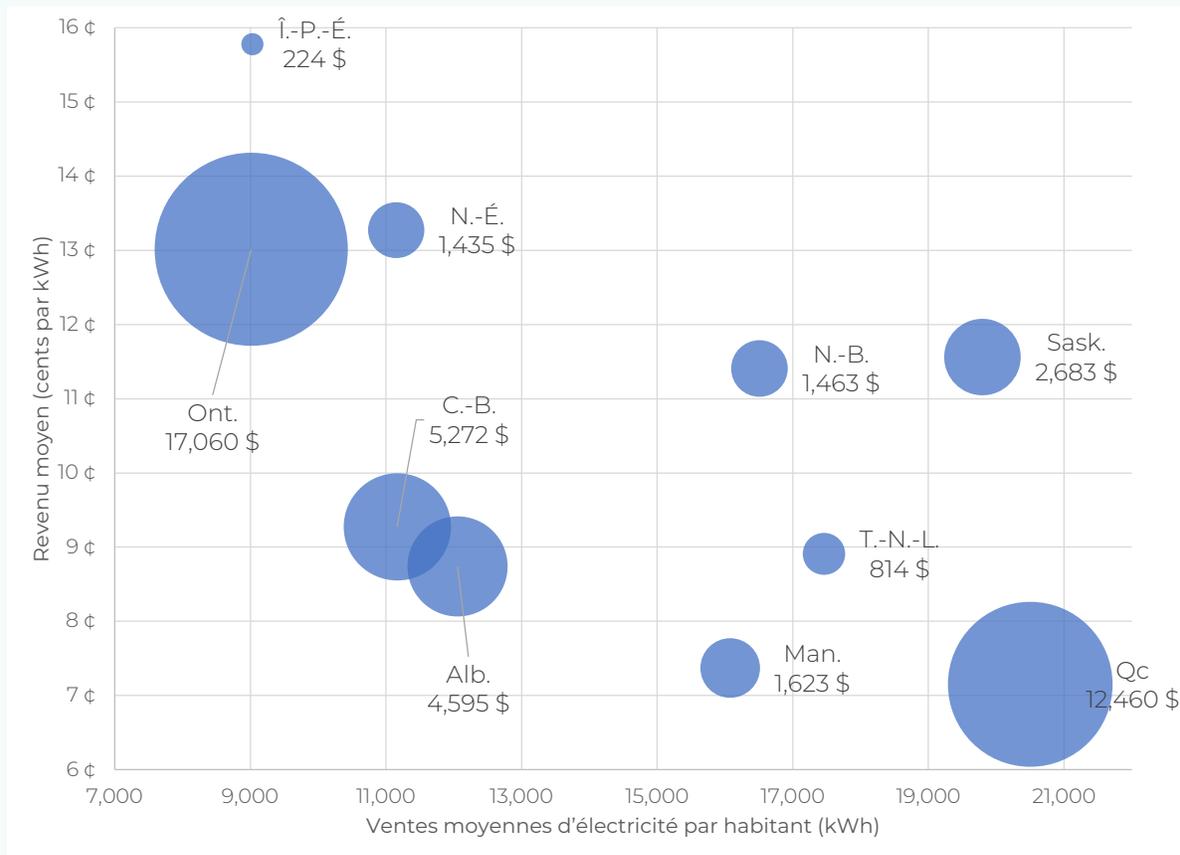
³ Ventes industrielles, commerciales et résidentielles totales divisées par le nombre d'habitants.

⁴ Ventes moyennes multipliées par le tarif moyen, tirées directement de Statistique Canada (2021a).

berta ont des secteurs d'importance comparable (environ 5 milliards de dollars). Les secteurs des autres provinces ont une valeur qui se situe entre 1,4 et 2,6 milliards de dollars, sauf l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador, qui ont des secteurs beaucoup plus modestes étant donné leur faible poids démographique.

Figure 1

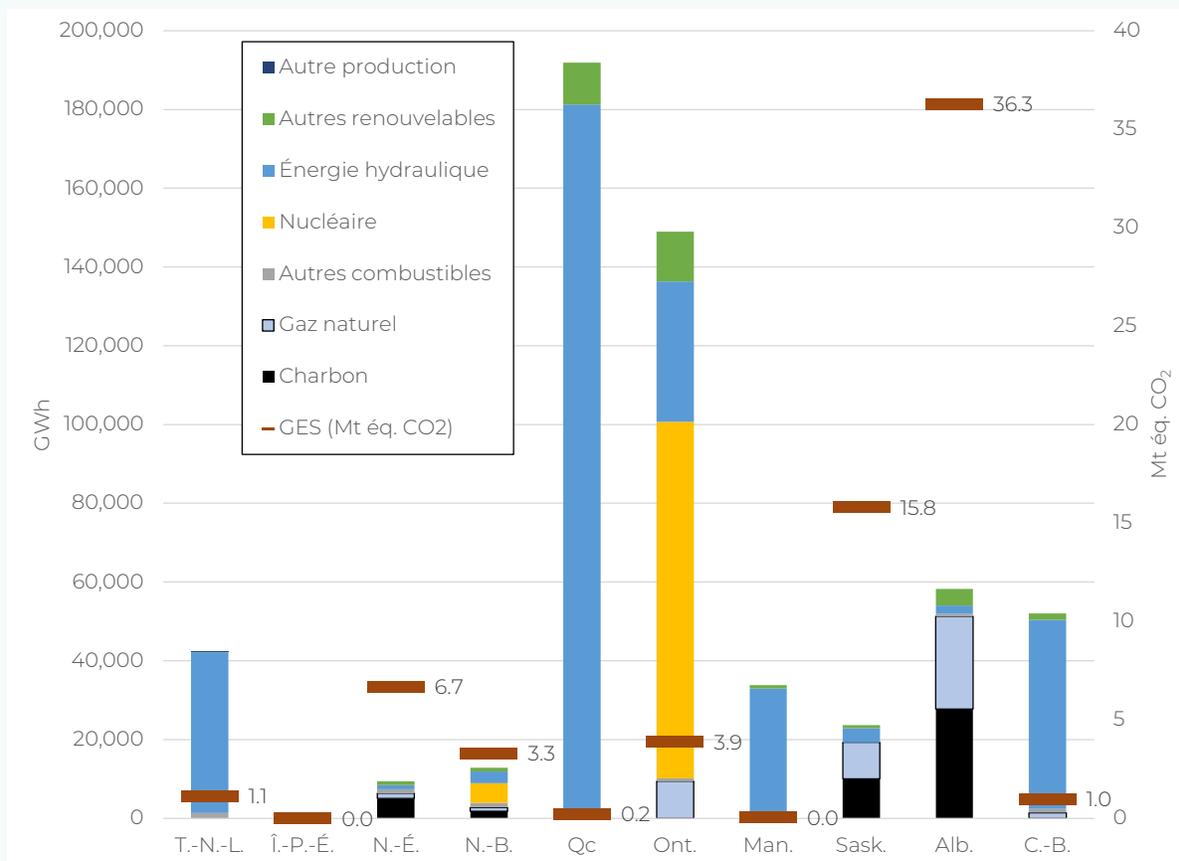
Ventes moyennes d'électricité par habitant, prix du kilowattheure et valeur totale de l'électricité (en millions de dollars) dans les provinces, 2019 (Statistique Canada, 2021a et 2021c)



Le bouquet énergétique est une clé pour comprendre la mosaïque de l'électricité au Canada. La figure 2 présente l'électricité produite dans chaque province en 2019, en gigawattheures (GWh). On y voit très bien que l'hydroélectricité domine dans quatre provinces : la Colombie-Britannique, le Manitoba, le Québec et Terre-Neuve et Labrador. Ces provinces ont des territoires propices à la construction de centrales hydroélectriques très compétitives, entreprise moins aisée dans d'autres provinces, comme l'Ontario et le Nouveau-Brunswick, qui dépendent d'un bouquet énergétique plus diversifié, axé sur le nucléaire et l'hydroélectricité et complété par le gaz naturel et l'éolien en Ontario, et par le charbon et d'autres combustibles au Nouveau-Brunswick. L'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse, dont le potentiel hydroélectrique est encore plus limité, dépendent surtout des combustibles fossiles (charbon et gaz naturel), et de quelques nouvelles installations de production éolienne.

Figure 2

Production d'électricité par sources et émissions de GES du secteur de l'électricité dans les provinces, 2019 (ECCC, 2021)



Sans surprise, les émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur de l'électricité sont les plus élevées dans les trois provinces qui dépendent du charbon et du gaz naturel (Alberta, Saskatchewan et Nouvelle-Écosse). Ces provinces émettent en tout environ 60 Mt de GES, soit environ 10 % de tous les GES émis au Canada (ECCC, 2021). L'Ontario et le Nouveau-Brunswick affichent également un bilan non négligeable (plus de 3 Mt par province). Même les secteurs à forte proportion d'hydroélectricité comme ceux de la Colombie-Britannique et de Terre-Neuve-et-Labrador émettent environ 1 Mt de GES, ce qui illustre le besoin pour beaucoup de provinces de faire du progrès.

Ces différences marquées entre les résultats (tarifs, consommation, bouquet énergétique et émissions de GES) sont les plus évidentes entre les marchés. Toutefois, les structures sous-jacentes et les organisations des secteurs de l'électricité de chaque province sont également très diversifiées.

Structure de marché

Les marchés de l'électricité diffèrent sur plusieurs plans, mais la plupart de leurs différences se résument par trois principales dimensions :

- ▶ **INTÉGRATION VERTICALE** : degré de participation des mêmes organisations dans les activités de production, de transport, d'exploitation du réseau, de distribution et de vente au détail du secteur.
- ▶ **PROPRIÉTÉ** : secteur public (municipal, provincial), privé (investisseurs privés) ou un entre-deux (structures coopératives).
- ▶ **CONCURRENCE** : ouverture des activités de production et de vente au détail à la concurrence ou restriction à certaines sociétés, habituellement soumises à une forme de surveillance réglementaire.

Les marchés de l'électricité provinciaux au Canada peuvent être regroupés en trois catégories basées sur ces trois dimensions, comme l'illustre la figure 3.

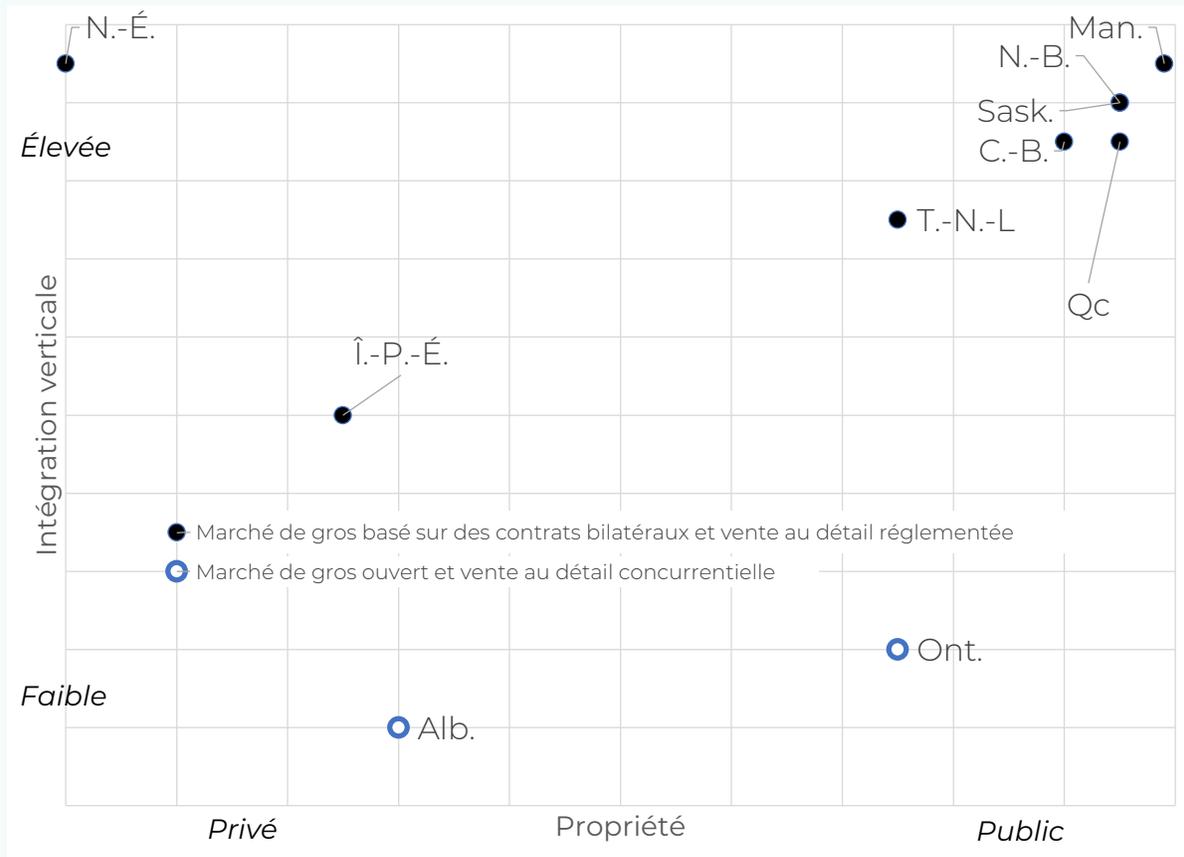
1. **Sociétés d'État à intégration verticale ayant peu de compétition.** Cette structure de marché, que l'on retrouve en Colombie-Britannique, en Saskatchewan, au Manitoba, au Québec, au Nouveau-Brunswick et à Terre-Neuve et Labrador, est la plus courante. Le gouvernement provincial possède l'entreprise d'électricité dominante (une société d'État), qui est la principale responsable de la production, du transport, de l'exploitation du réseau, de la distribution et de la vente au détail. D'autres acteurs, comme des producteurs d'électricité indépendants et des entreprises de distribution municipales, coopératives ou privées, peuvent toutefois offrir de l'électricité dans certaines régions de ces provinces. La concurrence s'exerce sur le marché de gros, par des contrats à long terme entre les producteurs d'électricité indépendants et la division de la distribution de la société d'État. Le marché de la vente au détail n'étant pas ouvert à la compétition, le consommateur n'a d'autre choix que celui du tarif réglementé offert par le distributeur, sous la surveillance de l'autorité de réglementation provinciale.
2. **Entreprise privée à intégration verticale ayant peu de compétition.** C'est la situation qui prévaut en Nouvelle-Écosse et, dans une certaine mesure, à l'Île-du-Prince-Édouard. En Nouvelle-Écosse, une seule entreprise privée est responsable de l'électricité, et quelques contrats d'approvisionnement sont attribués à des producteurs d'électricité indépendants et à des producteurs de l'extérieur de la province. À l'Île-du-Prince-Édouard, une petite entreprise privée à intégration verticale alimente la plupart des consommateurs. La majorité de l'électricité consommée sur l'île provient de l'extérieur de la province, mais la production (majoritairement éolienne) relève de producteurs d'électricité indépendants et d'une société provinciale relativement nouvelle (PEI Energy).

3. Secteur de l'électricité aux tarifs dégroupés avec marché de gros ouvert et vente au détail concurrentielle. L'Alberta et l'Ontario ont réformé leur secteur de l'électricité en 1996 et en 2002, respectivement (Pineau, 2013), pour mettre en place un marché de gros ouvert, compétitif et organisé qui envoie un signal de prix horaire. Ce sont des entreprises privées et municipales qui mènent les activités de production, ainsi qu'une société d'État dans le cas de l'Ontario. Si l'Alberta favorise encore largement la concurrence sur son marché de gros, l'Ontario a réintroduit des contrats financiers qui protègent presque tous les producteurs du tarif du marché. En Alberta et en Ontario, la plupart des actifs de transport sont détenus par des entreprises privées, dont le profit dépend des tarifs de transport réglementés de la province. L'exploitation du réseau est chapeautée par un organisme sans but lucratif mis sur pied par la province : la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) en Ontario et l'Alberta Electric System Operator (AESO) en Alberta. La SIERE participe également à la planification, à la conservation et à la conception du marché, des responsabilités inhabituelles pour un exploitant. Dans les deux provinces, la distribution relève principalement d'entreprises municipales; une option de vente au détail réglementée à laquelle des vendeurs peuvent faire concurrence dans un marché de vente au détail ouvert.

Comme le montre la figure 3, au Canada, presque tous les types de structures de marché de l'électricité cohabitent, de la forte intégration verticale au grand dégroupage, et de l'entièrement privé au majoritairement public. La structure de marché la plus courante, soit la société d'État à intégration verticale ayant peu de compétition, est représentée au coin supérieur droit de la figure 3. La plupart des provinces dotées de ce genre de structure ont comme principale source de production l'énergie hydraulique. Il n'y a qu'en Saskatchewan et au Nouveau-Brunswick où d'autres sources jouent un rôle important (figure 2). En Ontario et en Alberta, bien qu'il y ait très peu d'intégration verticale (légèrement plus en Ontario en raison de l'intégration supérieure de la structure de l'entreprise de transport dans le secteur de la distribution), les entreprises publiques demeurent importantes : entreprises municipales en Alberta, et entreprises provinciales et municipales en Ontario.

Figure 3

Visualisation des structures de marché de l'électricité dans les provinces : propriété et intégration verticale (estimations de l'auteur, basées sur les renseignements du tableau 1)



Chaque province a des caractéristiques et une réglementation qui lui sont propres, et, dans bien des cas, possède une société d'État dominante. Ainsi, ces sociétés dominantes sont concentrées sur les besoins et les priorités de la province et peu encouragées à sortir du cadre de réglementation qui leur a été donné. La mainmise du gouvernement provincial sur le secteur de l'électricité ajoute également une couche de complexité sur les orientations que ces entreprises peuvent prendre; elles n'ont pas toujours l'indépendance requise pour suivre la meilleure stratégie en matière d'électricité, mais peuvent être influencées par d'autres priorités, comme le développement régional, le soutien économique aux entreprises ou le rôle social. En revanche, à l'avenir, cette situation pourrait aider à harmoniser ces entreprises aux objectifs de décarbonisation de la société si les gouvernements établissent des plans de transition prévoyant des changements dans le secteur de l'électricité.

Tableau 1

Principales institutions et sociétés des provinces

En gras : Entreprises publiques (coopératives, municipales, provinciales)

	Autorité de réglementation	Exploitant du réseau	Production	Transport	Distribution	Vente au détail	Source
T.-N.-L.	Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities		Newfoundland and Labrador Hydro (Nalcor) Newfoundland Power 3 producteurs d'électricité indépendants	Newfoundland and Labrador Hydro Newfoundland Power	Newfoundland and Labrador Hydro Newfoundland Power	—	Newfoundland and Labrador Hydro (2021) Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador (2021)
Î.-P.-É.	Commission de réglementation et d'appels de l'Île		PEI Energy Corporation ENGIE Ville de Summerside	Maritime Electric PEI Energy Corporation	Maritime Electric	—	Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard (2021) Maritime Electric (2021) PEI Energy Corporation (2021)
N.-É.	Commission des services publics et d'examen de la Nouvelle-Écosse		NS Power 2 producteurs d'électricité indépendants (énergie éolienne)	NS Power	NS Power	—	Emera (2021)
N.-B.	Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick		Énergie NB Accords d'achat d'énergie : 4 d'énergie éolienne, 4 d'énergie de la biomasse, 2 d'hydroélectricité, 1 d'énergie tirée du gaz naturel	Énergie NB	Énergie NB	—	Énergie NB (2020)
Qc	Régie de l'énergie du Québec		Hydro-Québec 39 contrats d'énergie éolienne 23 contrats d'énergie de la biomasse 46 producteurs d'hydroélectricité	Hydro-Québec	Hydro-Québec Services municipaux d'électricité (9) Coopérative (1)	—	Hydro-Québec (2020) MERN (2019) AREQ (2014)
Ont.	Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)	Ontario Power Generation Total de 228 producteurs d'électricité autorisés	Hydro One et 9 transporteurs d'électricité autorisés	Hydro One Services municipaux d'électricité Total de 68 distributeurs d'électricité autorisés	Détaillants (72)	CEO (2021a)
Man.	Public Utilities Board du Manitoba		Manitoba Hydro 2 producteurs d'électricité indépendants	Manitoba Hydro	Manitoba Hydro	—	Manitoba Hydro (2020)
Sask.	Saskatchewan Rate Review Panel		SaskPower 11 producteurs d'électricité indépendants	SaskPower	SaskPower Saskatoon Light & Power Swift Current Electricity Services	—	SaskPower (2020) Energyrates.ca (2021)
Alb.	Alberta Utilities Commission Alberta Market Surveillance Administrator	Alberta Electric System Operator (AESO)	TransAlta, Heartland Generation, Capital Power, ENMAX , Suncor Plus de 40 producteurs d'électricité indépendants	AltaLink, ATCO Electric, ENMAX Power , EPCOR , TransAlta	Services privés d'électricité (3) Services municipaux d'électricité (6) Associations pour l'électrification des zones rurales (40)	Détaillants (47)	MSA (2021) AUC (2021) Utilities Consumer Advocate (2021a)
C.-B.	British Columbia Utilities Commission		BC Hydro FortisBC 107 producteurs d'électricité indépendants	BC Hydro FortisBC	BC Hydro FortisBC Services municipaux d'électricité (5)	—	Gouvernement de la Colombie-Britannique (2021) BC Hydro (2021a)

Institutions et acteurs vedettes

Chaque province a sa propre autorité de réglementation en matière d'électricité, qui veille à ce que les tarifs de transport et de distribution demeurent réglementés. C'est même le cas de l'Alberta et de l'Ontario, où des réformes ont été mises en place pour ouvrir la production et la vente au détail (activités sans câblage électrique) à la concurrence. Ces autorités de réglementation fonctionnent à l'intérieur d'un cadre juridique qui leur est propre, défini par des lois provinciales.

Les plus grandes sociétés d'État provinciales (Hydro-Québec, Ontario Power Production, BC Hydro, Manitoba Hydro, Nalcor, SaskPower, Énergie NB) gèrent le gros de la production d'électricité au Canada et possèdent la majorité des actifs de production, de transport et de distribution. Elles ont comme principal objectif de fournir de l'électricité à leur province et versent également des dividendes à leur seul actionnaire, soit leur gouvernement provincial. Au Manitoba, toutefois, Manitoba Hydro ne verse pas de dividendes à la province étant donné qu'elle n'a pas le droit d'enregistrer de profits (gouvernement du Manitoba, 2021).

Le tableau 1 présente une synthèse des institutions et des acteurs des dix provinces. Les entités publiques sont en caractères gras pour souligner leur importance et leur diversité. Une entreprise privée s'impose dans bien des provinces : Fortis. Cette entreprise, qui possède des actifs de production ou de distribution en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario, à l'Île-du-Prince-Édouard et à Terre-Neuve-et-Labrador (Fortis, 2021), est l'acteur le plus pancanadien sur le marché de l'électricité.

Réglementation et tarifs

Les activités de transport et de distribution au Canada sont encadrées par l'autorité de réglementation de la province en fonction d'une méthode basée sur le coût de service (Christian et Shipley, 2020). Chaque autorité de réglementation définit un taux de rendement pour les entreprises en fonction des investissements qui leur sont permis. Cette approche réglementaire traditionnelle basée sur le coût de service tend à favoriser l'augmentation des actifs (qui fournissent un rendement) au détriment d'autres solutions comme l'efficacité énergétique ou la gestion de la demande, dont le rendement financier est moins direct pour les entreprises.

Les investissements dans la production ne font pas l'objet d'une réglementation directe (au-delà de la réglementation environnementale applicable à tous les projets), mais les contrats d'approvisionnement entre producteurs et distributeurs sont compris dans les tarifs d'électricité groupés que paie la majorité des consommateurs. Ce n'est qu'en Alberta et en Ontario, où la vente au détail d'électricité est ouverte à la concurrence, que les clients peuvent choisir des contrats concurrentiels où le tarif est établi en fonction du prix du marché, et non en fonction de contrats à long terme entre producteurs et distributeurs. Toutefois, les clients de l'Alberta ont encore accès à des options de vente au détail réglementées (Utilities Consumer Advocate, 2021b), de même que ceux de l'Ontario (CEO, 2021b).

Les coûts de toutes les activités essentielles du secteur de l'électricité (production, transport, exploitation du réseau, distribution et service de vente au détail) sont couverts par le prix payé

par les consommateurs. Dans la majorité des provinces, la ventilation des coûts n'est pas fournie aux consommateurs, car l'ensemble des coûts est regroupé dans un tarif unique. En Alberta et en Ontario, provinces où l'intégration verticale est moindre, il est plus facile d'obtenir de tels renseignements, qui se retrouvent dans les tarifs et les factures. Le tableau 2 montre les tarifs fixes et dégroupés en prenant pour exemple BC Hydro et ENMAX (Calgary). Nous ne montrons que ces deux exemples, car en raison de l'homogénéité des structures tarifaires au Canada, rien ne sert de présenter plus de cas. Toutefois, pour en savoir plus et obtenir une comparaison détaillée des tarifs et de la facture d'électricité payée d'un océan à l'autre, voir Bishop et coll. (2020).

Les tarifs sont établis selon trois composantes : Les tarifs sont établis selon trois composantes :

- 1. Coût fixe**, par jour de service, indépendants de la quantité d'électricité consommée et de la demande de pointe.
- 2. Énergie**, ou frais liés au volume, selon la quantité d'électricité utilisée sur une période donnée (habituellement un mois).
- 3. Puissance**, selon la demande de pointe (en kW ou en kVA ⁵) sur une période donnée, ou en fonction d'un niveau de service prédéfini.

Ces trois composantes peuvent varier (ou non) selon l'heure, la journée et la saison, en fonction du mode de tarification. En pratique, toutefois, la plupart sont constantes dans le temps, sauf en Ontario, où les tarifs horaires sont la norme. Habituellement, les tarifs établis par l'autorité de réglementation pour les clients résidentiels n'ont que des frais fixes et une composante énergie. Les tarifs pour les clients commerciaux ou industriels comportent généralement les trois composantes (incluant un coût de puissance). Le tableau 2 montre deux tarifications typiques, soit celles de BC Hydro et d'ENMAX, à Calgary. Les tarifs résidentiels et ceux des moyennes entreprises y figurent, pour montrer comment les diverses composantes sont utilisées. Dans le cas d'ENMAX, les options réglementées et concurrentielles sont présentées.

⁵ Le kilowatt (kW) est une unité de mesure de la puissance, et le kilovoltampère (kVA), une unité de mesure de la puissance apparente utilisée par un consommateur. La relation entre les deux unités est $kW = kVA \times \text{facteur de puissance}$, où le facteur de puissance (nombre entre 0 et 1) est une mesure de l'efficacité du réseau électrique (Power Electric, 2021).

Tableau 2

Tarifs d'électricité typiques – l'exemple de la Colombie-Britannique et de l'Alberta (Calgary)

	Frais fixes	Énergie	Puissance
BC Hydro		9,41 ¢/kWh (bloc 1) 14,10 ¢/kWh (bloc 2)	
Tarif résidentiel (BC Hydro, 2021b)	20,80 ¢/jour	Bloc 1 : 22,1918 kWh/jour Bloc 2 : aucune limite	—
Tarif général de service pour moyenne entreprise de BC Hydro (BC Hydro, 2021c)	26,61 ¢/jour	9,63 ¢/kWh Maximum de 550 MWh/année	5,39 \$/kW/mois 35 à 150 kW
ENMAX (Calgary)	22,01 ¢/jour	6.78¢/kWh (juin 2021) Varie mensuellement	
Option de tarif résidentiel réglementé (juillet 2021)	Frais d'administration	1,2168 ¢/kWh	—
ENMAX (2020, 2021a, 2021b)	60,49 ¢/jour	Frais d'utilisation du réseau de distribution	
	Frais pour service et installations de distribution	3,7638 ¢/kWh Frais de transport variables	
ENMAX (Calgary)	19,75 ¢/jour	6,78 ¢/kWh (juin 2021) Varie mensuellement	5,147¢/kVA/day Distribution Facilities
Option de tarif réglementé pour moyenne entreprise (juillet 2021)	Frais d'administration	0,902 ¢/kWh	4,691¢/kVA/day Distribution
ENMAX (2020, 2021a, 2021b)	7,58 \$/jour	Frais de transport variables	25,63¢/kVA/day Transmission
Tarif concurrentiel (électricité seulement)		<i>Idem, à l'exception du tarif d'électricité (en gras ci-dessus)</i>	
Semblable pour les particuliers et les entreprises		Options de tarif fixe	
ENMAX (2021c, 2021d)	<i>Idem</i>	6,79 ¢/kWh, sur un an 6,69 ¢/kWh, sur trois ans 6,89 ¢/kWh, sur cinq ans	<i>Idem</i>
		Option de tarif variable Tarif d'électricité indexé + 1 ¢/kWh (entreprises seulement)	

Opportunités à saisir dans le secteur de l'électricité

Le leadership historique des provinces en matière d'électricité a permis d'importantes avancées qui placent le Canada dans une posture enviable sur la scène internationale: son électricité est relativement abordable, abondante et propre (AIE, 2020). Toutefois, la diversité entre les provinces, dont nous faisons état dans cette section, est loin d'être l'idéal. De fait, la situation recèle de nombreuses possibilités que le Canada pourrait exploiter pour mieux surmonter les difficultés de la décarbonisation qui l'attendent.

Ces possibilités, qui émergent de l'état actuel du secteur de l'électricité au Canada, se résument en trois catégories principales :

- 1. Amélioration de l'efficacité économique.** Les différences de coûts entre les provinces sont source d'inefficacités économiques : elles contribuent à la surconsommation dans les provinces aux bas tarifs et entraînent une augmentation du coût des options dans celles aux tarifs élevés. La libéralisation du commerce de l'électricité au Canada aurait des retombées sur le bien-être et favoriserait la réalisation de gains d'efficacité économique.
- 2. Meilleure intégration des énergies renouvelables.** Pour intégrer une plus grande capacité de production éolienne et solaire, il faudra plus d'options équilibrant l'offre et la demande. Cette intégration profiterait grandement d'un plus grand nombre d'interconnexions, d'organismes conjoints pour la planification et l'exploitation, et de mesures incitatives pour un marché commun. Les réservoirs hydroélectriques de la Colombie-Britannique, du Manitoba, du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador ont un grand potentiel de stockage d'énergie. Toutefois, en l'absence d'une analyse commune, leur potentiel de simplification de l'intégration des énergies renouvelables dans les provinces voisines est difficilement exploitable pour le moment.
- 3. Soutien à l'innovation et à la diffusion technologiques.** Les ressources énergétiques décentralisées (RED, ex. : panneaux solaires, batteries), les véhicules électriques, les technologies d'intégration des véhicules au réseau et les maisons intelligentes forment un important arsenal d'innovations technologiques, dont le déploiement est entravé par la réglementation du coût de service traditionnelle et les tarifs actuels, qui ne fournissent pas un ensemble de mesures incitatives adéquat aux distributeurs et aux clients. La multiplicité des diverses règles et mesures incitatives d'une province à l'autre complique également la reproduction des bonnes innovations. La modification et l'harmonisation des règlements pourraient rendre le contexte du marché plus propice au soutien à l'innovation et à la diffusion technologiques.

Dans les prochaines sections, nous verrons comment plus de collaboration et d'intégration entre les secteurs de l'électricité des provinces pourraient permettre de saisir les diverses possibilités.

2. Harmonisation du secteur

Le secteur de l'électricité du Canada est fragmenté depuis des années. Des groupes nationaux et internationaux ont appelé à une réforme visant davantage de collaboration et d'intégration. Dans cette section, nous présentons une partie de la littérature sur l'intégration du secteur énergétique au Canada et ailleurs dans le monde.

Études sur l'intégration du secteur énergétique

Depuis le début des années 2000, de nombreux documents ont présenté des arguments en faveur d'une plus grande intégration du secteur de l'électricité. L'Organisation des Nations Unies a publié plusieurs rapports sur le sujet (voir, entre autres, CEAONU, 2004 et ONU, 2006), ce qu'ont aussi fait la Banque mondiale (ESMAP, 2010), le Conseil mondial de l'énergie (CME, 2010), l'Organisation des États américains (OEA, 2007) et même la Commission de coopération environnementale (CEC, 2002) une institution de Montréal qui découle d'une collaboration entre le Canada, les États-Unis et le Mexique. Dans son examen périodique des politiques énergétiques du Canada, l'Agence internationale de l'énergie recommande d'abord au gouvernement du Canada de « faciliter l'intégration du marché » (AIE, 2016). Plus précisément, pour l'électricité, elle lui recommande principalement de :

collaborer avec les provinces et l'industrie de l'électricité pour faciliter une plus grande interconnectivité est-ouest entre les réseaux électriques du Canada et une meilleure intégration des marchés canadiens de l'électricité en général.

Les principaux arguments pour la coopération, voire l'intégration de l'entièreté du secteur, sont semblables à ceux du libre-échange: l'efficacité économique et les économies d'échelle possibles, qui ont le potentiel de produire de la richesse. Des institutions communes harmoniseraient les règles et les règlements, ce qui faciliterait l'accès des acteurs économiques (producteurs et consommateurs) aux options répondant le mieux à leurs besoins. Pour en savoir plus sur ces arguments, voir Pineau (2013). En l'absence de telles institutions, un résident d'Ottawa paie un tarif de 17 ¢/kWh la semaine en période de pointe (de 11 h à 17 h) (Hydro Ottawa, 2021), tandis qu'un résident de Gatineau, tout juste de l'autre côté de la rivière, paie 6,16 ¢/kWh (Hydro-Québec, 2021). La différence de prix ne se justifie même pas par des facteurs environnementaux : le bouquet énergétique du Québec est sans contredit plus propre que celui de l'Ontario (figure 2). Il est difficile de trouver un autre produit ou service pour lequel la différence de prix est aussi grande et systématique. Dans un contexte de décarbonisation, l'intégration ainsi que l'équilibre de la demande et de l'offre de sources intermittentes comme l'éolien et le solaire peuvent aussi être grandement facilitées par l'amélioration du transport et de l'accès aux réservoirs hydroélectriques (NREL, 2021; Rodriguez Sarasty et coll., 2021).

Différentes voix réclament elles aussi davantage d'intégration, sous diverses formes, au Canada, notamment l'Association canadienne de l'électricité (ACE, 2007; 2012) et l'Académie canadienne

du génie (ACG, 2009; 2012). Le Sénat canadien, quant à lui, a soulevé des questions sur le degré de préparation du secteur de l'électricité à la décarbonisation (Sénat du Canada, 2010; 2017). Des appels à une modernisation des règlements ont également été lancés, plus récemment par l'ACE (2021), à la fois pour améliorer le réseau de transport et renouveler les cadres réglementaires provinciaux, afin qu'ils soient prêts à relever les grands défis que sont la décarbonisation, la décentralisation, la numérisation et la démocratisation. Ressources naturelles Canada (RNCa) se montre grandement en faveur d'une telle intégration, notamment par son appui à la Porte d'entrée de l'énergie de l'Atlantique (voir entre autres Navigant, 2013) et, plus récemment, à l'Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (CRIE), qui a produit deux études : une pour l'ouest du Canada (GE, 2018) et une pour le Canada atlantique (Hatch, 2018). Les ressources actuelles consacrées à l'initiative de la boucle de l'Atlantique illustrent également la conviction selon laquelle une intégration accrue aurait des retombées bénéfiques (RNCa, 2020; 2021).

Difficultés à surmonter

Malgré les arguments économiques et environnementaux de longue date en faveur d'une collaboration et d'une intégration interprovinciale supérieures, peu de progrès ont été faits. Les secteurs énergétiques provinciaux ne se sont pas rapprochés dans les 50 dernières années. Il faudrait pour ce faire surmonter ou contourner une série de difficultés. En les nommant et en les comprenant, nous serons mieux à même de trouver des stratégies fructueuses. Voici une liste descendante de ces difficultés :

1. La séparation constitutionnelle des pouvoirs alimente le cloisonnement des provinces.

Selon la constitution canadienne, les provinces détiennent la compétence sur l'énergie et les ressources naturelles à l'intérieur de leurs frontières. Ces secteurs procurent des revenus aux gouvernements provinciaux, qui perçoivent souvent les actions du fédéral dans ces sphères comme des menaces potentielles à leur indépendance et à leurs pouvoirs. Bien que des changements à la constitution ne soient pas à prévoir, force est de reconnaître que la création de ponts entre les provinces ne constitue pas une attaque contre leurs pouvoirs, surtout si ces ponts génèrent des revenus, facilitent la pénétration de sources d'énergie renouvelable et entraînent une plus grande efficacité dans la consommation.

2. Le manque de vision gouvernementale et les problèmes de gouvernance maintiennent le statu quo.

Si chaque province a sa propre politique énergétique et environnementale, aucun gouvernement n'a de vision claire ni de gouvernance crédible visant la décarbonisation de son économie d'ici 2050. En raison de son habitude de confier le développement du secteur de l'électricité au secteur privé ou à des sociétés d'État sans maintenir une expertise approfondie sur les politiques d'électricité au sein de l'administration publique ou des organismes de recherche, le gouvernement se retrouve relativement dépourvu de ressources quant à l'approche à adopter pour relever le grand défi de la décarbonisation du secteur énergétique dans l'objectif d'une économie carboneutre. Comme les différentes compétences entourant la décarbonisation relèvent de ministères, de sociétés et d'organismes différents, il manque manifestement une gouvernance intégrée. De ce fait découlent une inertie, et un manque (voire une absence) de leadership pour aller au-delà du statu quo.

- 3. L'hétérogénéité des organisations et des institutions du marché provoque une cacophonie des discours.** Étant donné le contexte de pluralité des secteurs de l'électricité qui prévaut au Canada et l'absence de réformes provinciales de l'électricité explicitement réussies, aucun vrai leader ni acteur influent ne se détache. Cette absence de modèle à suivre conjuguée à une quasi-opposition des cultures organisationnelles des sociétés d'État centralisées, des entreprises privées qui fonctionnent dans des environnements concurrentiels et des autorités de réglementation traditionnelles crée un contexte où il n'y a pas de langage commun, ce qui laisse très peu de place au dialogue.
- 4. Les intérêts particuliers dans les différents niveaux de prix alimentent l'inertie.** Les grandes différences de prix et de consommation entre les provinces, illustrées à la figure 1, créent une situation où, d'un côté, les clients des provinces où les tarifs sont bas craignent une hausse (une conséquence possible d'une intégration accrue du marché) et où, de l'autre côté, les producteurs des provinces où les tarifs sont élevés craignent les importations à bas prix. Les deux groupes font pression sur leur gouvernement respectif pour que rien ne change, afin de protéger leurs bas tarifs ou leurs parts de marché. Ces intérêts particuliers recourent des enjeux d'équité (« des bas prix aident les ménages à faible revenu ») et d'emploi (« les importations pourraient faire disparaître des emplois bien rémunérés dans la province »), deux sujets délicats pour les politiciens. Comme les intérêts particuliers pour le statu quo sont grands, ils paraissent souvent insurmontables à ceux qui visent des retombées à long terme – comme la décarbonisation.
- 5. Les questions entourant la sécurité et l'indépendance énergétiques favorisent une planification et une perspective tournées vers l'intérieur.** La peur de dépendre d'importations pour une ressource aussi essentielle que l'électricité alimente elle aussi le statu quo. La pandémie de COVID-19 a exposé certaines des vulnérabilités d'une société dépendante de chaînes d'approvisionnement internationales (pour des vaccins, de l'équipement médical, de la nourriture). En outre, des cyberattaques, comme celle ayant provoqué en mai 2021 la mise hors service du Colonial Pipeline aux États-Unis, participent à la perception selon laquelle l'ajout d'interconnexions crée des risques. De l'autre côté, l'augmentation des interconnexions dans le réseau peut améliorer la fiabilité en permettant l'accès à plus de sources et en diversifiant l'offre. Au Texas, le quasi-effondrement du secteur énergétique en février 2021 a été aggravé par son isolement : étant donné le peu d'interconnexions, les réseaux électriques voisins ne pouvaient lui fournir d'électricité. Néanmoins, les notions de sécurité et d'indépendance demeurent des défis de taille, particulièrement dans le contexte du développement rapide des RED. La combinaison d'options photovoltaïques et d'options de stockage à petite échelle contribue à l'idée qu'il est possible et même souhaitable de se débarrasser des réseaux et systèmes centralisés. Des études détaillées montrent toutefois que les RED ne sont pas de parfaits substituts aux systèmes centralisés et que les échanges interrégionaux peuvent être extrêmement bénéfiques à l'intégration des énergies renouvelables (NREL, 2021).
- 6. L'historique des institutions et des tarifs favorise la stagnation plutôt que l'innovation.** Les autorités de réglementation de l'ensemble du pays sont nommées par les gouvernements et doivent édicter leurs règlements en fonction du cadre juridique qui leur est imposé. De tels

cadres ne se modifient pas rapidement et les autorités de réglementation n'ont pas développé de culture de l'innovation : elles remplissent le mandat qu'elles se voient accorder, soit, essentiellement, de fixer les tarifs les plus bas selon des principes de coût de service. On ne leur demande pas de repérer les possibilités au-delà de leur territoire. Leur gestion du risque est naturellement très prudente, en raison de leur sensibilité aux répercussions négatives (coupures de courant, augmentation de tarifs, etc.). Comme les émissions de GES liées à l'électricité débordent de leur mandat énergétique, l'électrification et les réductions substantielles des émissions sont clairement hors de leur portée. Pour parvenir à une décarbonisation au coût le moins élevé, avec les innovations requises en matière de tarifs et de technologies, il faudra des changements sans précédent à l'opposé de l'approche de réglementation qui a toujours prévalu au Canada.

Le fait de connaître ces difficultés ne les rend pas plus faciles à surmonter. Une telle connaissance peut toutefois nous aider à trouver des stratégies pour répondre aux nombreuses préoccupations légitimes qui s'y rattachent. La prochaine section présente certaines stratégies pour favoriser la collaboration entre les provinces dans le secteur de l'électricité.

3. Quatre stratégies possibles pour une collaboration accrue en matière d'électricité

Il n'existe pas de stratégie évidente ou facile pour renforcer la collaboration dans le domaine de l'électricité au Canada. On pourrait en dire autant de la décarbonisation : l'objectif sera extrêmement difficile à atteindre et nécessitera des changements fondamentaux. Mais il serait encore plus compliqué de tenter de parvenir à la carboneutralité sans s'appuyer sur un réseau fort et moderne. C'est pourquoi il importe de réfléchir à la façon de mieux intégrer les secteurs de l'électricité au Canada si on veut réduire les coûts de l'approvisionnement en énergie propre. Les quatre stratégies suivantes présentent des approches possibles.

Stratégie d'amélioration de la collaboration bilatérale et de révision de la réglementation interne

De nombreuses ententes et collaborations sont déjà mises en œuvre entre les provinces. La plus inéquitable est sans doute le contrat de Churchill Falls, signé en 1969 entre Québec et Terre-Neuve-et-Labrador (Martin, 2006). Ce contrat (qui prend fin en 2041) d'environ 30 TWh d'exportations annuelles du Labrador vers le Québec à un très bas prix prévoit une répartition inégale des profits. Mais des ententes plus récentes génèrent des profits plus équitables pour les parties impliquées. L'entente visant un échange de puissance entre l'Ontario et le Québec de 2015 à 2025 (SIERE, 2015) est un bon exemple de collaboration : les deux provinces échangent un bloc de puissance de 500 MW lorsque les besoins augmentent en été (en Ontario) et en hiver (au Québec). Depuis mars 2021, le projet de ligne de transmission de Birtle (une ligne de transport de 230 kV entre le Manitoba et la Saskatchewan) a permis le transport d'une plus grande quantité d'hydroélectricité vers la Saskatchewan (SaskPower, 2016; Manitoba Hydro, 2021). Ce projet a été rendu possible grâce à la contribution de 18,8 millions de dollars du fédéral.

De tels accords bilatéraux pourraient être étoffés, ce qui cadre avec la stratégie fédérale actuelle déployée par RNCAN pour l'Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (CRIE) et l'initiative de la boucle de l'Atlantique, mentionnées précédemment. Si ces démarches s'accompagnent de réformes provinciales internes visant à mieux répondre aux trois enjeux centraux (efficacité économique, innovation technologique et intégration des énergies renouvelables), il sera possible de faire du progrès.

Cette stratégie contourne toutes les difficultés indiquées, car elle suppose d'élaborer les projets un à la fois. Elle évite les réformes en profondeur en convainquant les entreprises et les gouvernements provinciaux de travailler main dans la main sur des initiatives concrètes (dans la plupart des cas, une nouvelle ligne de transport). À long terme, grâce au travail sur des projets communs, une nouvelle culture de collaboration pourrait lentement voir le jour et entraîner des changements institutionnels.

Stratégie de collaboration ascendante : Une inspiration nordique

Une stratégie plus approfondie et ambitieuse consisterait à se dissocier des approches du passé pour emboîter le pas aux pays nordiques (Norvège, Suède, Finlande et Danemark). La Norvège, qui a servi de modèle par son innovation, a réformé le marché de l'électricité pour encourager les échanges et la transparence (Amundsen et Bergman, 2006). Les quatre pays sont maintenant chapeautés par des institutions régionales à but non lucratif qui règlent ensemble les enjeux auxquels ils sont confrontés. Ces institutions non gouvernementales sont le Nordic Council et le Nordic Council of Ministers (<https://www.norden.org>), NordREG (Nordic Energy Regulators, <https://www.nordicenergyregulators.org>) et Nordic Energy Research (<https://www.nordicenergy.org>).

L'exemple des pays nordiques est intéressant, car il n'a pas été promu par un gouvernement fédéral ni un organisme supranational (comme l'Union européenne en Europe). Ce sont plutôt des pays qui, à l'instar des provinces canadiennes, ont leurs propres pouvoirs constitutionnels sur l'énergie, et ont décidé de réformer leur secteur de l'électricité afin de se rapprocher d'un cadre commun et de se doter d'institutions et de règles semblables. Rien n'empêcherait les provinces canadiennes de suivre un processus analogue tout en s'adaptant aux exigences uniques créées par le contexte nord-américain.

Une telle stratégie n'aurait pas à être adoptée unilatéralement; elle pourrait se limiter à un sous-groupe de provinces, comme celles de l'Atlantique ou les Prairies. Ce sous-groupe pourrait servir en quelque sorte de « preuve de concept », et d'autres provinces pourraient s'y greffer lors d'une deuxième phase. Il faudrait que les ministères de l'Énergie des gouvernements participants créent un groupe de travail qui chapeauterait le processus en s'appuyant sur des études techniques et économiques sur les coûts et avantages d'une telle intégration. Pour commencer ce processus, il faudrait surmonter la deuxième difficulté – concernant la vision du gouvernement et la gouvernance. La complémentarité des ressources d'hydrauliques, éoliennes et solaires serait au centre de la justification de cette approche intégrée.

Stratégie de libre-échange

L'Accord de libre-échange canadien (ALEC), qui remplace l'Accord sur le commerce intérieur (1995-2017), pourrait être un outil pour ouvrir les marchés de l'électricité et forcer l'augmentation des échanges. Actuellement, les provinces se voient accorder beaucoup de dérogations dans le secteur de l'électricité, ce qui leur permet de le structurer et de l'exploiter de façon à empêcher les producteurs et les clients de conclure des ententes contractuelles avec des entités hors province, comme dans d'autres marchés. Si l'on reprend l'exemple d'Ottawa-Gatineau, le résident de Gatineau ne peut pas revendre son électricité au résident d'Ottawa, et ce dernier ne peut pas signer de contrat avec Hydro-Québec. Une stratégie de libre-échange comme celle envisagée ici pourrait donner lieu à une entente sur l'harmonisation de la réglementation et à un marché plus ouvert et plus compétitif. Ce type de stratégie a été étudié par D'Onofrio (2016).

Cette stratégie demanderait énormément d'influence politique pour convaincre les provinces de s'entendre sur un point auquel elles réfléchissent depuis au moins 1995. En effet, depuis la signature de l'Accord sur le commerce intérieur, le secteur de l'énergie est considéré comme un secteur à inclure dans l'accord sur le commerce, mais les parties n'ont pas trouvé de consensus. Il faudrait que les premiers ministres des provinces se convainquent par des arguments économiques et environnementaux, et qu'ils soient capables de faire saisir à leurs électeurs que les gains collectifs valent l'effort de restructuration. Bien que cette approche ait peu de chance de se concrétiser, l'ALEC prévoit un processus de « conciliation et de coopération en matière de réglementation », déjà mis en œuvre, qui pourrait fournir un cadre pour travailler sur la convergence des secteurs de l'électricité provinciaux.

Stratégie inspirée de celle du réseau de la santé

Le gouvernement fédéral pourrait encourager l'harmonisation entre les provinces en suivant une stratégie inspirée de celle qu'il a adoptée pour les soins de santé : se doter de critères communs concernant la transférabilité, l'accessibilité, l'universalité, l'intégralité, et la gestion publique (gouvernement du Canada, 2019). Il pourrait accorder du financement en fonction de la mise en œuvre de ces principes, desquels découleraient des systèmes différents, mais équivalents. Les caractéristiques communes de ces marchés provinciaux entraîneraient l'harmonisation nécessaire, ce qui permettrait d'accroître l'efficacité, l'intégration des énergies renouvelables et l'innovation technologique dans le secteur de l'électricité.

Le travail sur ces principes communs pourrait être perçu comme étant plus prometteur que celui sur l'approche antagoniste fréquemment associée au libre-échange. Il aurait également l'avantage de s'appuyer sur une approche des soins de santé développée au Canada, qui s'est révélée globalement positive pour le pays.

Conclusion

Les secteurs de l'électricité du Canada sont un atout pour sa transition vers la carboneutralité, étant donné leur sobriété en carbone. Mais leur diversité et le manque de collaboration entre les provinces entraînent des inefficacités économiques, empêchent la planification commune et font rater des occasions d'intégrer les énergies renouvelables. En outre, la réglementation provinciale du coût des services de transport et de distribution ne crée pas le bon cadre pour une modernisation optimale du réseau, qui assurerait une interaction intelligente entre les ressources d'énergie décentralisées (RED) et les producteurs et consommateurs reliés au réseau. Les divers incitatifs et le fardeau réglementaire dans chaque province empêchent l'émergence d'un secteur de l'électricité fort et cohérent, qui serait fort utile – voire essentiel – pour favoriser le progrès du Canada vers une société carboneutre.

Il faut donc davantage de collaboration entre les provinces pour lancer un processus d'intégration qui facilitera la décarbonisation du Canada. Malgré les importantes difficultés provenant du développement historique du secteur de l'électricité dans chaque province, il est possible d'élaborer des stratégies pour parvenir à plus d'intégration : une collaboration bilatérale améliorée appuyée par le gouvernement fédéral, une stratégie ascendante d'inspiration nordique, la négociation d'un cadre de libre-échange de l'électricité intégré à l'Accord de libre-échange canadien, ou une stratégie inspirée de l'approche pancanadienne des soins de santé basée sur des principes communs.

Bien qu'il n'existe pas de voie facile vers l'intégration du marché de l'électricité, la décarbonisation du Canada ne sera que plus ardue s'il préserve des institutions d'électricité du 20^e siècle. Une réduction efficace des émissions de GES nécessitera un réseau électrique solide, qui ne peut se construire dans un contexte diversifié comme celui qui prévaut actuellement au Canada.

References

- ACE (Association canadienne de l'électricité) (2007). *Le réseau nord-américain : le courant de la coopération en matière d'énergie propre et d'environnement*, Association canadienne de l'électricité, Ottawa (Ontario).
- ACE (Association canadienne de l'électricité) (2012). *L'électricité de l'avenir : le rôle de l'électricité dans une stratégie énergétique canadienne*, version 2.0, Association canadienne de l'électricité, Ottawa (Ontario).
- ACE (Association canadienne de l'électricité) (2021). *État de l'industrie canadienne de l'électricité 2021 – année de renouveau*, Association canadienne de l'électricité, Ottawa (Ontario).
- ACG (Académie canadienne du génie) (2009). *L'électricité : Interconnecter le Canada – Un avantage stratégique : rapport du groupe de travail sur le réseau électrique canadien, volume I – Constatations, conclusions et recommandations*, Académie canadienne du génie, Ottawa (Ontario).
- ACG (Académie canadienne du génie) (2012). *Winning as a Sustainable Energy Superpower*, vol. 1 et 2, Académie canadienne du génie, Ottawa (Ontario).
- AIE (Agence internationale de l'énergie) (2016). *Energy Policies of IEA Countries – Canada 2015 Review*, Agence internationale de l'énergie, Paris (France).
- AIE (Agence internationale de l'énergie) (2020). *Electricity Market Report – December 2020*, Agence internationale de l'énergie, Paris (France).
- Amundsen, E. A. et L. Bergman (2006). « Why has the Nordic electricity market worked so well? », *Utilities Policy*, vol. 14, n° 3, p. 148-157.
- AREQ (Association des redistributeurs d'électricité du Québec) (2014). *Association des redistributeurs d'électricité du Québec*. Sur Internet : <http://www.areq.org/>.
- AUC (Alberta Utilities Commission) (2021). *Who we regulate*. Sur Internet : <https://www.auc.ab.ca/pages/who-we-regulate.aspx>.
- BC Hydro (2021a). *Independent Power Producer (IPP) Supply List – in Operation*, en date du 1^{er} avril 2021, BC Hydro, Vancouver (Colombie-Britannique).
- BC Hydro (2021b). *Residential Rates*. Sur Internet : <https://app.bchydro.com/accounts-billing/rates-energy-use/electricity-rates/residential-rates.html>.
- BC Hydro (2021c). *General Service Business Rates*. Sur Internet : <https://app.bchydro.com/accounts-billing/rates-energy-use/electricity-rates/business-rates.html>.
- Bishop, G., M. Ragab et B. Shaffer (2020). *The Price of Power: Comparative Electricity Costs across Provinces*, Institut C.D. Howe, commentaire n° 582, Institut C.D. Howe, Toronto (Ontario).
- CEAONU (Commission économique pour l'Afrique de l'Organisation des Nations Unies) (2004). *Assessment of Power Pooling Arrangement in Africa*, Commission économique pour l'Afrique de l'Organisation des Nations Unies, Addis-Abeba (Éthiopie).
- CEC (Commission de coopération environnementale de l'Amérique du Nord) (2002). *Les possibilités et les défis environnementaux liés au marché nord-américain de l'électricité en évolution*, rapport présenté au Conseil par le Secrétariat de la CCE en vertu de l'article 13 de l'Accord nord-américain de coopération dans le domaine de l'environnement, Commission de coopération environnementale de l'Amérique du Nord, Montréal (Québec).
- CEO (Commission de l'énergie de l'Ontario) (2021a). *Participants au marché détenant un permis*. Sur Internet : <https://www.oeb.ca/fr/industrie/participants-au-marche-detenant-un-permis>.
- CEO (Commission de l'énergie de l'Ontario) (2021b). *Tarifs d'électricité*. Sur Internet : <https://www.oeb.ca/fr/tarifs-et-votre-facture/tarifs-deelectricite>.
- Christian, J., et L. Shipley (2020). « Electricity Regulation in Canada: Overview », *Practical Law Country Q&A*, 5-632-4326, Lawson Lundell LLP, Toronto (Ontario), Thomson Reuters Canada Limited.
- CME (2010). *Interconnectivity : Benefits and Challenges*, Conseil mondial de l'énergie, London (Ontario).
- D'Onofrio, Z. (2016). *Ontario-Québec Electricity Collaboration and Interprovincial Trade Barriers: Using the Agreement on Internal Trade to Promote a More Sustainable electricity sector in Canada*, mémoire présenté à la Faculté d'études environnementales comme exigence partielle à la maîtrise en études environnementales, Université York, Toronto (Ontario).
- ECCC (Environnement et Changement climatique Canada) (2021). *Rapport d'inventaire national 1990–2019 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada – La déclaration du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques – Partie 3*, gouvernement du Canada, Gatineau (Québec).
- Emera (2021). *2020 Annual Report*, Emera, Halifax (Nouvelle-Écosse).
- Énergie NB (2020). *Plan intégré des ressources 2020*, Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick, Fredericton (Nouveau-Brunswick).

Energycrates.ca (2021). *Saskatchewan Regulated Energy Providers*. Sur Internet : <https://energycrates.ca/fr/saskatchewan-regulated-energy-providers/>.

ENMAX (2020). *2021 Interim Regulated Rate Option Tariff – 2021 Regulated Rate Option Non-Energy Tariff Application*, décision 25949-D01-2020 (18 décembre 2020), ENMAX Energy Corporation, Calgary (Alberta).

ENMAX (2021a). *ENMAX Power Corporation (“EPC”) Distribution Tariff – Rate Schedule, Rates in Effect as of July 1, 2021*, ENMAX Energy Corporation, Calgary (Alberta).

ENMAX (2021b). *Regulated Rate Option – Current and Historical Rates*, ENMAX Energy Corporation. Sur Internet : <https://www.enmax.com/home/rro/regulated-rates>.

ENMAX (2021c). *EasyMax® Energy Plan*, ENMAX Energy Corporation. Sur Internet : <https://www.enmax.com/home/electricity-and-natural-gas/easymax>.

ENMAX (2021d). *Small Medium Business EasyMax® by ENMAX Energy*, ENMAX Energy Corporation. Sur Internet : <https://www.enmax.com/business/electricity-natural-gas/competitive-plans/low-usage>.

ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) (2010). *Regional Power Sector Integration: Lessons from Global Case Studies and a Literature Review, Regional Energy Integration Strategies Program – Solving Energy Challenges through Regional Cooperation*, note d'information 004/10, Banque mondiale, Washington (D. C.).

Fortis (2021). *Ten utility operations: One strong company*. Sur Internet : <https://www.fortisinc.com/our-companies>.

GE (2018). *Western Regional Electricity Cooperation and Strategic Infrastructure (RECSI) Study*, rapport final préparé pour Ressources naturelles Canada (RNCAN), GE Power, East Amherst (New York).

Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard (2021). *Wind Energy in Prince Edward Island*. Sur Internet : <https://www.princeedwardisland.ca/fr/information/transports-infrastructure-et-energie/wind-energy-prince-edward-island>.

Gouvernement de la Colombie-Britannique (2021). *Residential Electricity*. Sur Internet : <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/electricity-alternative-energy/electricity/residential-electricity>.

Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador (2021). *Electricity*. Sur Internet : <https://www.gov.nl.ca/iet/energy/electricity/>.

Gouvernement du Canada (2019). *Le système des soins de santé du Canada*. Sur Internet : <https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/systeme-soins-sante/rapports-publications/regime-soins-sante/canada.html>.

Gouvernement du Canada (2021). *Codification administrative des Lois constitutionnelles de 1867 à 1982*, ministère de la Justice, gouvernement du Canada, Ottawa (Ontario).

Gouvernement du Manitoba (2021). *Loi sur l'Hydro-Manitoba*. Sur Internet : <https://web2.gov.mb.ca/laws/statutes/ccsm/h190f.php>.

Hatch (2018). *Nova Scotia Power Inc. Atlantic RECSI*, rapport final de l'étude, H354154-00000-100-066-0001, Hatch, Mississauga (Ontario).

Hydro Ottawa (2021). *Tarifs résidentiels*. Sur Internet : <https://hydroottawa.com/fr/comptes-et-services/comptes/tarifs-et-conditions/tarifs-residentiels>.

Hydro-Québec (2020). *État d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, révision du 2020-11-16, Hydro-Québec, Montréal (Québec).

Hydro-Québec (2021). *Tarif D*. Sur Internet : <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-d-tarification.html>.

Manitoba Hydro (2020). *69^e rapport annuel de la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba*, pour l'exercice terminé le 31 mars 2020, Manitoba Hydro, Winnipeg (Manitoba).

Manitoba Hydro (2021). *La nouvelle ligne de transmission de Birtle alimente la Saskatchewan en hydroélectricité*. Sur Internet : https://www.hydro.mb.ca/fr/articles/2021/05/new_birtle_transmission_line_starts_sending_power_to_saskatchewan/.

Maritime Electric (2021). *Corporate Profile*. Sur Internet : <https://www.maritimeelectric.com/about-us/profile/corporate-profile/>.

Martin, M. (2006). *The 1969 Contract*, Newfoundland and Labrador Heritage. Sur Internet : <https://www.heritage.nf.ca/articles/politics/churchill-falls.php>.

MERN (ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles) (2019). *Liste alphabétique des exploitants de centrales*, gouvernement du Québec. Sur Internet : <https://mern.gouv.qc.ca/energie/hydroelectricite/barrages-repertoire-exploitants.jsp>.

MSA (Market Surveillance Administrator) (2021). *Quarterly Report for Q1 2021*, 14 mai 2021, Market Surveillance Administrator, Calgary (Alberta).

Navigant (2013). *Regional Clean and Renewable Market Opportunities, Study Findings*, préparé pour la Porte d'entrée de l'énergie de l'Atlantique, Navigant, Toronto (Ontario).

Newfoundland and Labrador Hydro (2021). *Operations*, Newfoundland and Labrador Hydro. Sur Internet : <https://nlhydro.com/operations/>.

NREL (National Renewable Energy Laboratory) (2021). *The North American Renewable Integration Study: A Canadian Perspective*, NREL/TP-6A20-79225, National Renewable Energy Laboratory, Golden (Colorado).

OEA (Organisation des États américains) (2007). *Regional Electricity Cooperation and Integration in the Americas: Potential Environmental, Social and Economic Benefits*, Organisation des États américains, Washington (D.C.)

ONU (2006). *Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections*, Département des affaires économiques et sociales, Division du développement durable, Organisation des Nations Unies, New York (New York).

PEI Energy Corporation (2021). *Our Mandate*. Sur Internet : <http://www.peiec.ca/>.

Pineau, P.-O. (2013). « Fragmented Markets: Canadian Electricity Sectors' Underperformance », dans *Evolution of Global Electricity Markets : New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, F. P. Sioshansi, éd., Waltham (Massachusetts), Academic Press.

Power Electric (2021). *The Difference Between kW and kVA*. Sur Internet : <https://powerelectrics.com/blog/the-difference-between-kw-and-kva>.

REC (Régie de l'énergie du Canada) (2018). *Aperçu du marché : Le défi d'électrifier les collectivités hors réseau au Canada*. Sur Internet : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/aperçu-marchés/2018/aperçu-marche-defi-delectrifier-collectivites-hors-reseau-canada.html>.

RNCan (Ressources naturelles Canada) (2020). *Rapport provisoire : Vers une feuille de route de l'énergie propre*, Ressources naturelles Canada, Ottawa (Ontario).

RNCan (Ressources naturelles Canada) (2021). *Plan ministériel 2021-2022*, Ressources naturelles Canada. Sur Internet : <https://www.rncan.gc.ca/node/rapports-et-responsabilisation/plans-et-rapports-sur-le-rendement/plan-ministeriel-anciennement-appele-rapport-sur-les-plans-et-les-plan-ministeriel-2021-2022/plan-ministeriel-2021-2022/23279>.

Rodriguez Sarasty, J., 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, p. 1-13.

SaskPower (2016). *Birtle to Tantalton – 230 kV Transport Line Project*, Saskatchewan Power Corporation, Regina (Saskatchewan).

SaskPower (2020). *Annual Report 2019–2020*, Saskatchewan Power Corporation, Regina (Saskatchewan).

Sénat du Canada (Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles) (2010). *Attention Canada! En route vers notre avenir énergétique : vers une stratégie canadienne de l'énergie durable, document de travail*, YC26-0/403-7F-PDF, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, Ottawa (Ontario).

Sénat du Canada (Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles) (2015). *Énergiser les territoires du Canada*, YC26-0/412-14F-PDF, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, Ottawa (Ontario).

Sénat du Canada (Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles) (2017). *Positionner le secteur de l'électricité canadien : vers un avenir restreint en carbone*, YC26-0/421-5F-PDF, Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, Ottawa (Ontario).

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité) (2015). *Summary of Capacity Sharing Agreement between Ontario and Quebec*, Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Toronto (Ontario).

Statistique Canada (2021a). *L'énergie électrique, services d'électricité et d'industrie, disponibilité et écoulement, annuel*, tableau 25-10-0021-01, Statistique Canada, Ottawa (Ontario).

Statistique Canada (2021b). *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en unités naturelles*, tableau 25-10-0030-01, Statistique Canada, Ottawa (Ontario).

Statistique Canada (2021c). *Estimations de la population au 1^{er} juillet, par âge et sexe*, tableau 17-10-0005-01, Statistique Canada, Ottawa (Ontario).

Utilities Consumer Advocate (2021a). *Retailers and Distributors*, gouvernement de Alberta. Sur Internet : <https://ucahelps.alberta.ca/retailers.aspx>.

Utilities Consumer Advocate (2021b). *Choosing How You Buy Your Energy*, gouvernement de Alberta. Sur Internet : <https://ucahelps.alberta.ca/choosing-a-retailer.aspx>.

Annexe

Consommation d'électricité par habitant et par sous-secteur dans les provinces du Canada en 2019, en kilowattheures (Statistique Canada, 2021b et 2021c)

Comme on peut le voir dans le tableau ci-dessous, le statut du Québec comme plus grand consommateur d'électricité par habitant en 2019 (près de 24 000 kWh, comparativement à 9 579 kWh en Ontario, le moins grand consommateur) était largement attribuable à sa consommation industrielle (10 666 kWh par habitant, comparativement à 1 644 kWh à l'Île-du-Prince-Édouard, le moins grand consommateur) et à sa consommation résidentielle (8 321 kWh par habitant, comparativement à 1 617 kWh à l'Île-du-Prince-Édouard, le moins grand consommateur). La consommation des commerces et institutions est globalement semblable partout au pays (entre 3 000 kWh et 5 000 kWh par habitant). La consommation de l'agriculture est très importante au Manitoba, en Saskatchewan et à l'Île-du-Prince-Édouard, surtout en raison de l'importance relative du secteur agricole. Il faudrait faire de plus amples recherches avant de commenter la grande consommation d'électricité par habitant en transport en Saskatchewan et au Manitoba (respectivement 2 275 kWh et 1 014 kWh).

	T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	Qc	Ont.	Man.	Sask.	Alb.	C.-B.
Industriel	6 972	1 644	2 261	6 151	10 666	2 677	4 063	8 685	6 241	5 178
Transport	5	-	-	-	56	37	1 014	2 275	452	123
Agriculture	65	2 648	75	102	252	181	635	1 135	461	189
Résidentiel	8 104	1 617	4 889	7 367	8 321	3 021	6 420	3 038	2 307	3 904
Commerces et institutions	4 855	4 685	3 699	4 030	4 673	3 663	4 114	5 038	4 064	3 387
Total	20 001	10 594	10 925	17 649	23 969	9 579	16 245	20 172	13 524	12 781