

# COUP DE CIRCUIT

---

COMMENT ÉLECTRIFIER LA  
CROISSANCE DU CANADA

Juin 2026

# COUP DE CIRCUIT

Comment électrifier  
la croissance du Canada

Juin 2026



# Table des matières

---

	<b>1</b>		<b>4</b>		
<b>6</b>	<b>Résumé</b>	<b>13</b>	<b>Introduction</b>	<b>28</b>	<b>Planification énergétique</b>
6	Aperçu			29	Pourquoi la planification énergétique est importante pour les investissements
7	Constats		<b>2</b>	30	Comparaison du rendement entre différentes juridictions
11	Recommandations	<b>15</b>	<b>Contexte</b>	34	Constats
		16	L'économie canadienne prospère grâce à une électricité à faible coût		
		19	Dans les bonnes conditions, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les batteries peuvent répondre à une demande croissante à faible coût		<b>5</b>
		22	Les Premières Nations jouent un rôle de plus en plus important dans la construction du réseau électrique canadien	<b>36</b>	<b>Planification de réseaux flexibles</b>
		23	Libérer les investissements dans l'électricité propre peut stimuler fortement la croissance	37	Pourquoi la flexibilité est importante dans les réseaux électriques
				39	Comparaison du rendement entre différentes juridictions
				42	Constats
		<b>25</b>	<b>Méthodologie</b>		

# 6

## 44 Planification du transport d'électricité

45 Pourquoi la planification du transport d'électricité est importante dans les réseaux électriques

47 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

50 Constats

# 7

## 52 Approvisionnement en électricité

53 Pourquoi l'approvisionnement en électricité est important pour les investissements

54 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

58 Constats

# 8

## 59 Modernisation des tarifs industriels

60 Tarifs industriels et flexibilité

63 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

66 Constats

# 9

## 68 La prévisibilité des politiques climatiques

69 Pourquoi la prévisibilité des politiques climatiques est (toujours) importante pour les investissements dans l'électricité propre

71 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

75 Constats

# 10

## 76 Résumé comparatif

# 11

## 79 Recommandations

81 Recommandation 1

83 Recommandation 2

84 Recommandation 3

86 Recommandation 4

## 88 Glossaire

## 90 Annexe A : Consultation d'experts

## 91 Remerciements

## 93 Références

# Résumé

---

## Aperçu

Une énergie propre, abondante et à des tarifs concurrentiels donne au Canada un avantage essentiel dans la course mondiale aux investissements. Cet avantage n'est toutefois pas acquis : les provinces ne pourront le maintenir et le mettre à profit que si les gouvernements agissent dès maintenant pour préparer leur réseau électrique aux défis à venir. Bien que l'électricité relève principalement, et à juste titre, de la compétence des provinces, l'expansion des réseaux électriques du Canada est aussi de plus en plus un enjeu économique national aux répercussions nationales, qui exige une coopération.

Ce rapport indique où les réseaux électriques canadiens – en matière de processus de planification, de conception du marché et de politique – apparaissent en avance à l'échelle internationale et où des mesures ciblées pourraient permettre au Canada de se démarquer. Des réseaux bien conçus stimulent à la fois les investissements dans le réseau électrique pour fournir de l'électricité à faible coût et des investissements encore plus importants dans l'industrie qui consomme cette électricité.

**Dans le contexte actuel d'instabilité géopolitique et de perturbations commerciales, les gouvernements canadiens se concentrent, à juste titre, sur les projets de développement national et de diversification des exportations. L'expansion des réseaux d'électricité propre du pays est un catalyseur essentiel à la réalisation de ces deux objectifs.**

Il est donc de plus en plus urgent d'agir. Après des années de stagnation, la demande d'électricité augmente déjà fortement, tirée par l'électrification et une demande sans précédent émanant de nouveaux secteurs comme l'intelligence artificielle. Le coût des technologies de production d'électricité renouvelable pouvant être mis en œuvre rapidement, notamment les panneaux solaires, les éoliennes et les batteries, a chuté de façon spectaculaire au cours des dix dernières années. Cependant, les infrastructures, les marchés et les politiques du secteur de l'électricité sont fortement réglementés et optimisés pour les technologies d'hier, ce qui expose le Canada à un risque de passer à côté de nombreuses possibilités futures d'investissement. Cette inertie exige une action gouvernementale décisive.

Ce rapport examine comment, en plus de leurs efforts en matière de gestion de la demande, les provinces canadiennes peuvent accroître la production d'électricité propre rapidement et de manière fiable tout en maintenant des tarifs concurrentiels pour les utilisateurs industriels. Notre analyse compare quatre provinces canadiennes (Ontario, Alberta, Québec et Colombie-Britannique) à six juridictions étrangères (Allemagne, Royaume-Uni, Norvège, Nouvelle-Galles du Sud, État de Washington et Texas) selon six indicateurs : la planification énergétique, la planification de la flexibilité, la planification du transport, l'approvisionnement, la modernisation des tarifs industriels et la stabilité des politiques climatiques.

Ensemble, ces indicateurs évaluent la préparation d'une juridiction à attirer des investissements dans des projets éoliens, solaires et de stockage par batteries qui fournissent de l'électricité, ainsi que dans les projets industriels qui en consomment.

En s'appuyant sur ces constats, ce rapport indique comment le gouvernement fédéral pourrait soutenir les provinces dans leurs efforts pour fournir de l'électricité à faible coût et attirer des capitaux internationaux. Deux publications ultérieures identifieront ce que chacune des quatre provinces canadiennes peut faire pour améliorer sa propre compétitivité.

---

## Constats

Plusieurs constats ressortent de notre analyse :

**À l'instar de nombreux pairs internationaux, les réseaux d'électricité canadiens ne planifient pas suffisamment la croissance industrielle.** Les cadres réglementaires sont mieux conçus pour prévenir le surdimensionnement des réseaux électriques que pour tenir compte du coût économique d'un sous-dimensionnement en période de hausse de la demande. Notre analyse montre que, même si seulement la moitié des demandes actuelles de raccordement au réseau électrique provenant de grands projets industriels sont réalisées, la plupart des provinces canadiennes présenteront d'importantes lacunes dans leurs activités de planification énergétiques, ce qui risque de freiner leur croissance industrielle future. Les opérateurs de réseaux en Ontario et au Québec sont les plus avancés en matière de planification de la demande industrielle pour la prochaine décennie. La Colombie-Britannique a récemment amélioré son plan, mais des lacunes demeurent. L'Alberta présente les lacunes les plus importantes, mais elle possède également un atout structurel : en tant que marché de l'électricité ouvert, les producteurs privés pourraient répondre rapidement à la nouvelle demande si la planification du réseau anticipe la croissance et les services connexes dont les producteurs auront besoin (notamment le transport et la fiabilité).

**Les provinces et les territoires canadiens où l'hydroélectricité est prédominante bénéficient d'un avantage compétitif en matière de flexibilité du réseau.** Cette flexibilité est essentielle au maintien de tarifs d'électricité concurrentiels pour un réseau moderne. Elle revêt une importance accrue à mesure que la demande d'électricité et la demande de pointe augmentent, et que la production d'électricité variable s'intègre davantage au réseau. Les provinces et les territoires où l'hydroélectricité est prédominante, comme la Colombie-Britannique et le Québec, partent d'une position avantageuse : leurs réservoirs peuvent moduler leur production d'électricité selon les heures, les jours et les saisons, afin d'équilibrer l'offre et la demande. En revanche, les provinces et les territoires où l'hydroélectricité n'est pas prédominante, comme l'Alberta et l'Ontario, doivent développer proactivement une flexibilité plus grande de leur réseau. Les pairs internationaux du Canada dont le système électrique ne repose pas sur l'hydroélectricité s'y emploient déjà, notamment en augmentant leur flexibilité (grâce au stockage par batteries et à des interconnexions avec les réseaux voisins) plus rapidement que leur demande de pointe n'a augmenté.

**Les provinces canadiennes peuvent investir dans le transport d'électricité pour éviter de gaspiller de grandes quantités d'électricité à mesure que leur part d'énergies renouvelables augmente.** Une planification adéquate du transport d'électricité est essentielle avec l'essor et une plus grande décentralisation de l'énergie éolienne et solaire sur le réseau. L'ajout d'énergie solaire et éolienne sans infrastructure de réseau suffisante risque d'entraîner un gaspillage d'électricité. Les pairs internationaux montrent que des parts élevées d'énergie éolienne et solaire peuvent être intégrées sans gaspillage substantiel lorsque les opérateurs de réseau planifient, autorisent et construisent à l'avance la flexibilité du transport et du réseau. Dans certaines provinces canadiennes, cependant, les investissements dans le transport d'électricité sont insuffisants. En Alberta, par exemple, le transport n'a pas suivi le rythme de la croissance de la production éolienne et solaire.

**L'amélioration des processus d'approvisionnement et de l'accès aux marchés représente une possibilité majeure pour les provinces et les territoires canadiens.** Les investisseurs dans des projets éoliens, solaires et de stockage par batteries recherchent des voies d'accès claires pour leurs projets, des modèles de revenus bancables et un accès évolutif aux clients. Bien que le réseau albertain, fortement axé sur la concurrence au sein du secteur privé, présente des avantages naturels pour l'accès au marché, la Colombie-Britannique et le Québec gagneraient à poursuivre leurs efforts récents visant à établir des calendriers d'approvisionnement compétitifs plus prévisibles sur des échéanciers plus longs.

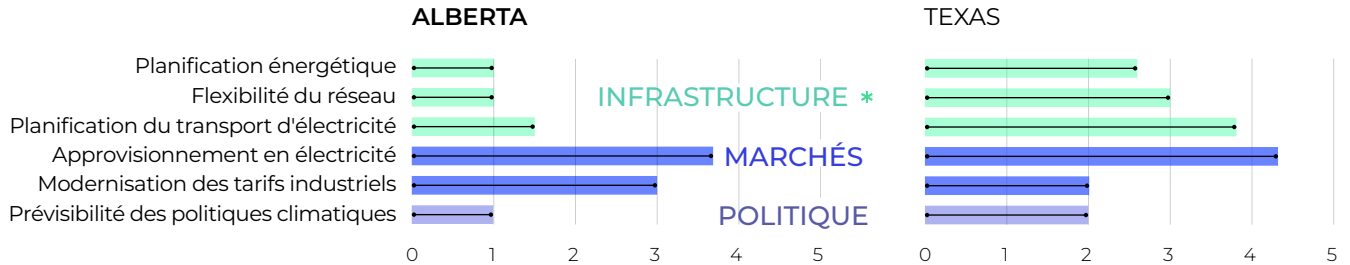
**Les provinces canadiennes sont en avance en matière de flexibilité de la demande industrielle.** Les investisseurs industriels souhaitent des coûts d'électricité concurrentiels à court et à long terme. Des incitatifs bien conçus pour réduire ou décaler la demande de pointe peuvent réduire les factures des clients participants et réduire les coûts du réseau. Les marchés canadiens comme le Québec, l'Ontario et l'Alberta utilisent déjà de tels outils plus que de nombreux pairs internationaux, mais il y a encore de la place pour la croissance de ce potentiel sous-exploité dans toutes les provinces, surtout avec la croissance de la demande industrielle.

**La stabilité quant aux politiques climatiques varie d'une province à l'autre au Canada.** Des changements de politique imprévisibles peuvent affaiblir la confiance des investisseurs et rendre les pays moins attrayants pour attirer les capitaux destinés aux énergies propres. Les provinces riches en hydroélectricité, comme la Colombie-Britannique et le Québec, offrent généralement des signaux plus clairs et plus durables en matière de politique d'électricité propre, notamment par le biais de la législation et, dans le cas du Québec, par le lien avec le marché du carbone californien. À l'instar de la majorité de leurs pairs internationaux, les quatre provinces canadiennes ont mis en place une tarification du carbone industriel. La nouvelle entente conclue entre l'Alberta et le gouvernement fédéral pourrait améliorer la certitude des investisseurs quant à l'orientation à long terme de sa tarification du carbone, mais au prix d'incitatifs moindres pour investir dans l'électrification et l'électricité à faible émission de carbone.

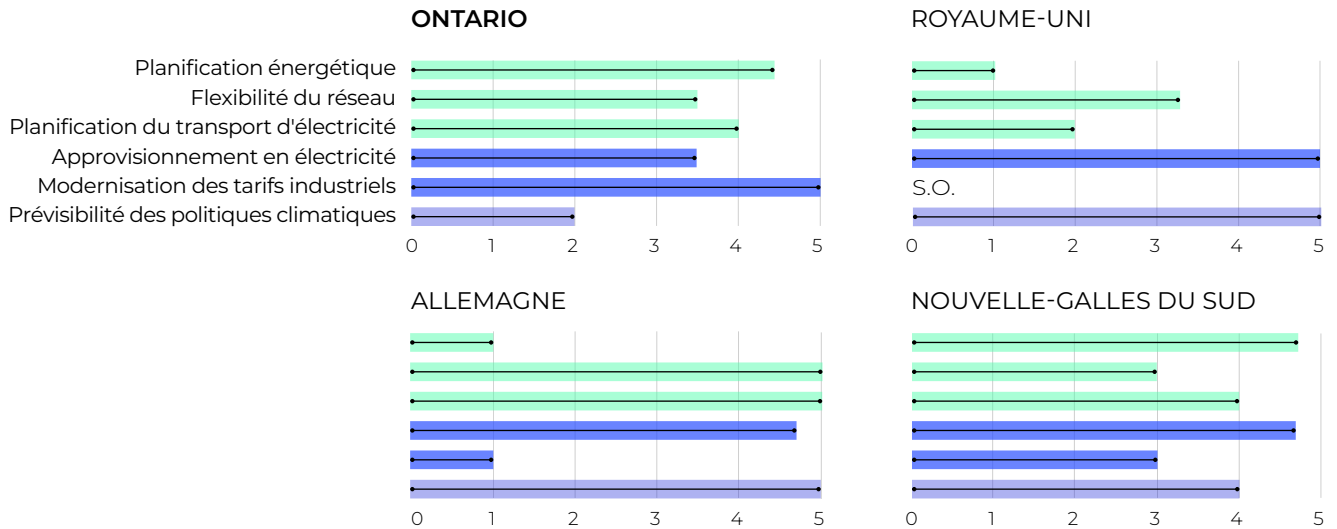
## La Figure A illustre les résultats provinciaux par rapport aux pairs internationaux.

Les pays doivent se concentrer sur l'amélioration des conditions précises, afin de se préparer au futur réseau électrique

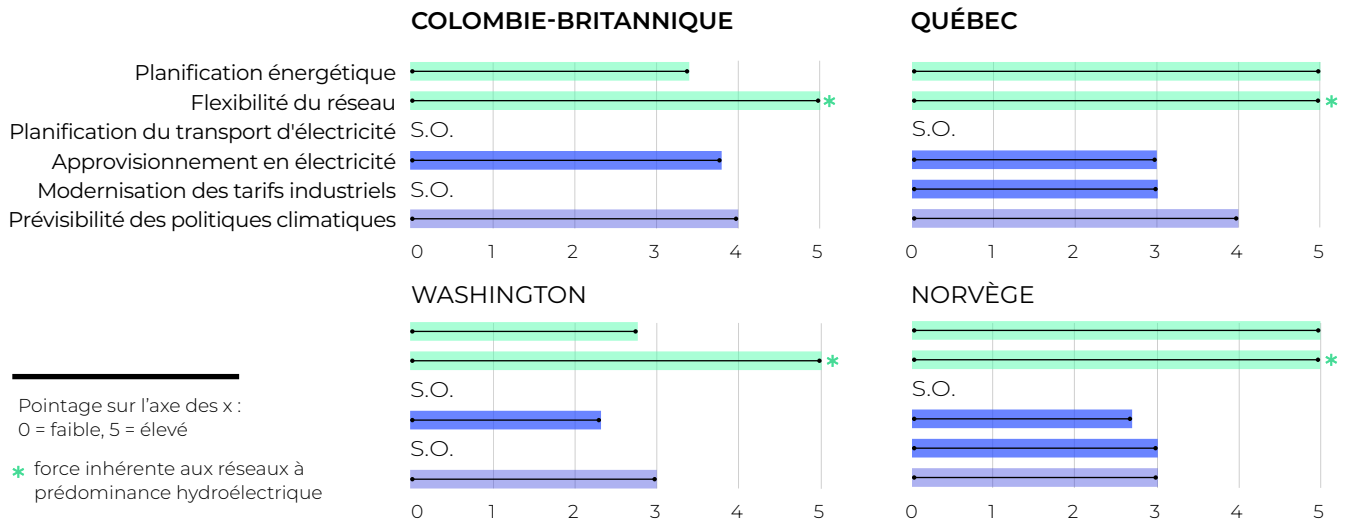
### Réseaux axés sur le marché



### Réseaux de marché coordonnés



### Réseaux axés sur l'hydroélectricité



Pointage sur l'axe des x :  
0 = faible, 5 = élevé

\* force inhérente aux réseaux à prédominance hydroélectrique

## Recommandations

**Nous formulons quatre recommandations à l'intention du gouvernement fédéral (des publications ultérieures énonceront des recommandations à l'échelle provinciale) :**

**1** • Le gouvernement fédéral devrait appuyer de nouveaux processus de planification énergétique interprovinciale axés sur le partage d'information, l'établissement d'objectifs à court terme ainsi que sur la création de nouvelles institutions intergouvernementales à plus long terme. La coordination régionale doit être assurée par les provinces pour que des progrès concrets puissent être réalisés, mais le leadership provincial peut être appuyé par un cadre fédéral-provincial pratique créant une base de données probantes partagée (notamment sur les répercussions des stratégies fédérales sur l'électricité dans des secteurs comme l'intelligence artificielle et les minéraux critiques) et favorisant une répartition équitable des coûts et des avantages.

**2** • Le gouvernement fédéral devrait utiliser les fonds publics de manière ciblée pour soutenir le développement anticipé du réseau électrique, afin de favoriser des retombées positives à l'échelle nationale. Les projets qui génèrent des avantages nets pour l'ensemble du Canada s'avèrent particulièrement intéressants dans la perspective du financement fédéral et du partage des risques. Le Canada devrait étendre les solutions de financement existantes qui ont fait leurs preuves, comme la Banque de l'infrastructure du Canada, tout en assurant un accès équitable, notamment grâce à des garanties de prêts aux Autochtones et à des ressources visant le renforcement des capacités. Le financement fédéral direct au-delà du partage des risques sera parfois justifié pour financer le transport de l'électricité (par exemple, lorsque les avantages nationaux sont importants, mais imposent des coûts excessifs aux contribuables locaux). Un test national pourrait permettre une application plus uniforme de ce soutien fédéral, reconnaissant l'éventail des retombées économiques et sécuritaires nationales.

**3** • Le gouvernement fédéral devrait réduire les risques liés à sa politique climatique pour les investissements dans l'électricité propre à l'échelle nationale.

Le gouvernement fédéral devrait assurer une stabilité politique de deux manières essentielles : premièrement, en signant des ententes d'équivalence solides pour le Règlement sur l'électricité propre avec les gouvernements provinciaux et territoriaux et, deuxièmement, en mettant en œuvre une tarification du carbone industriel prévisible.

**4** • Le gouvernement fédéral devrait faire de la flexibilité du réseau électrique une priorité stratégique pour l'ensemble de ses programmes et utiliser ses leviers d'investissement pour accroître la flexibilité de la demande industrielle.

Plus précisément, le gouvernement fédéral devrait intégrer la flexibilité comme priorité dans ses programmes en matière d'électricité, d'infrastructure et d'innovation, comme les crédits d'impôt à l'investissement dans l'électricité, le Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification et les investissements de la Banque canadienne de l'infrastructure. Il devrait également utiliser des outils fiscaux comme les déductions pour amortissement pour mobiliser les investissements dans des solutions énergétiques propres déployées directement chez les clients, comme le stockage sur site et les systèmes de contrôle qui permettent aux utilisateurs de décaler leur consommation en dehors des périodes de pointe.

# Introduction

---

**D**eux changements majeurs et irréversibles transforment simultanément l'économie mondiale. La façon dont le Canada se prépare à ces changements déterminera en grande partie sa réussite économique dans les années à venir.

Premièrement, la demande d'électricité augmente dans les économies du monde entier et devrait continuer de croître avec l'électrification de l'industrie, des ménages et des transports. Après des années de stagnation, la demande, notamment celle de l'industrie, explose, alimentée par les centres de données et l'électrification de secteurs comme les mines et la fabrication.

Deuxièmement, les technologies de l'électricité renouvelable, y compris les panneaux solaires, les éoliennes et les batteries, connaissent des baisses de coûts drastiques.

La baisse des prix entraîne des niveaux d'investissement records dans leur déploiement, ce qui réduit encore davantage leurs coûts.

À l'intersection de ces deux tendances se trouvent d'importantes opportunités économiques pour les juridictions qui sont prêtes à les saisir. Les juridictions qui agissent rapidement et avec détermination bénéficieront d'un avantage substantiel et durable, compte tenu de la longue durée de vie des infrastructures électriques. L'accès à une énergie propre à des tarifs concurrentiels est nécessaire pour que les clients industriels poursuivent leur expansion, et ce sont ces investissements industriels, provenant tant des clients existants que des nouveaux clients, qui garantissent les emplois et la croissance économique régionale.

Ainsi, attirer des investissements concurrentiels dans le déploiement à grande échelle de réseaux d'électricité renouvelable et abordable peut catalyser des investissements industriels plus vastes. Cela est particulièrement important en cette période d'instabilité géopolitique, où le Canada devrait saisir les leviers à sa disposition afin d'étendre son réseau d'électricité propre.

Pourtant, les infrastructures, les marchés et les politiques du secteur de l'électricité sont généralement freinés par une inertie considérable. Ils sont optimisés pour les réseaux et les technologies électriques d'hier, et non pour les avancées technologiques et de grande ampleur qui peuvent stimuler l'innovation et l'investissement dans le secteur énergétique actuel. Le Canada présente également une grande diversité de marchés de l'électricité à l'intérieur de ses frontières, ce qui peut rendre le changement complexe et long.

Ce rapport examine les quatre plus grands réseaux électriques canadiens (Alberta, Colombie-Britannique, Ontario et Québec) et une sélection de pairs internationaux (Royaume-Uni, Texas, Allemagne, Norvège, Nouvelle-Galles du Sud et État de Washington) afin de mieux cerner les pratiques exemplaires en matière de mobilisation des investissements dans les énergies propres pour répondre à la demande croissante des grands consommateurs industriels. Il compare le rendement de ces juridictions en fonction de six indicateurs qui, collectivement, évaluent la mesure dans laquelle les provinces canadiennes sont préparées pour gérer les changements qui affectent les réseaux électriques partout dans le monde

et à être compétitives à l'échelle internationale dans un contexte de l'émergence des énergies propres. Les six indicateurs sont les suivants : la planification énergétique, la planification de la flexibilité, la planification du transport, l'approvisionnement, la modernisation des tarifs industriels et la prévisibilité des politiques climatiques.

À partir de cette analyse, le rapport formule des recommandations sur la façon dont le gouvernement fédéral du Canada peut collaborer avec les provinces, afin de créer des réseaux électriques abondants et fiables, assortis de tarifs concurrentiels, afin de stimuler la croissance économique du pays. Deux publications ultérieures décriront les mesures que chacune des quatre provinces examinées peut prendre pour renforcer sa position.

La **section 2** établit le contexte du rapport, la **section 3** décrit sa méthodologie, tandis que les **sections 4 à 9** présentent les résultats de notre analyse comparative pour les dix juridictions, pour chacun des six indicateurs, en soulignant les implications de ces résultats pour les décideurs. La **section 10** aborde l'importance des différents indicateurs pour les divers réseaux électriques du Canada, tandis que la **section 11** conclut par des recommandations à l'intention du gouvernement fédéral.

Des renseignements plus détaillés sur la méthodologie du rapport sont disponibles dans le **rapport technique**.

# 2 Contexte

---

Pour préparer le terrain de notre comparaison des réseaux électriques provinciaux, commençons par définir le contexte. Quels sont les liens entre l'électricité et la croissance économique?

Comment les technologies et les réseaux électriques évoluent-ils? Comment pouvons-nous évaluer dans quelle mesure les provinces sont préparées à ces changements?

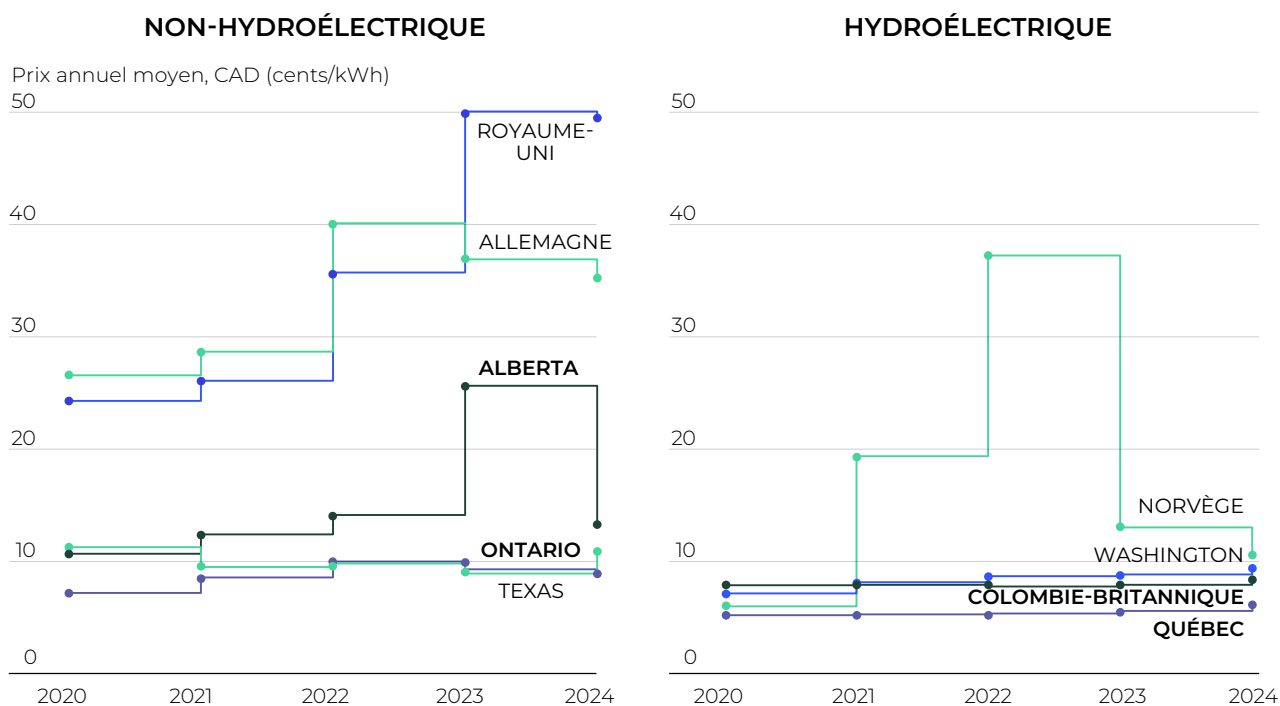
## 2.1

### L'économie canadienne prospère grâce à une électricité à faible coût

L'accès à une énergie fiable et peu coûteuse est un moteur de croissance économique. Il a constitué un avantage concurrentiel pour le Canada dans le passé grâce aux importantes ressources énergétiques du pays et aux investissements dans la production hydroélectrique et nucléaire (**Figure 1**). L'électricité à faible coût du Canada demeure également un atout compétitif pour la rétention d'industries, leur permettant de survivre face à la hausse des coûts de construction et des droits de douane (Butts et coll. 2025). Pour les secteurs à forte consommation d'électricité et à faibles marges, même de petites économies peuvent avoir des répercussions déterminantes sur les résultats financiers.

En revanche, dans des pays comme l'Allemagne et le Royaume-Uni, les prix du gaz naturel ont toujours des répercussions disproportionnées sur les prix de gros de l'électricité, ce qui a contribué à la hausse des tarifs de l'électricité, notamment ces dernières années (Stráský et coll. 2025).

**Figure 1 • La plupart des provinces hydroélectriques canadiennes offrent des tarifs d'électricité concurrentiels aux consommateurs industriels**



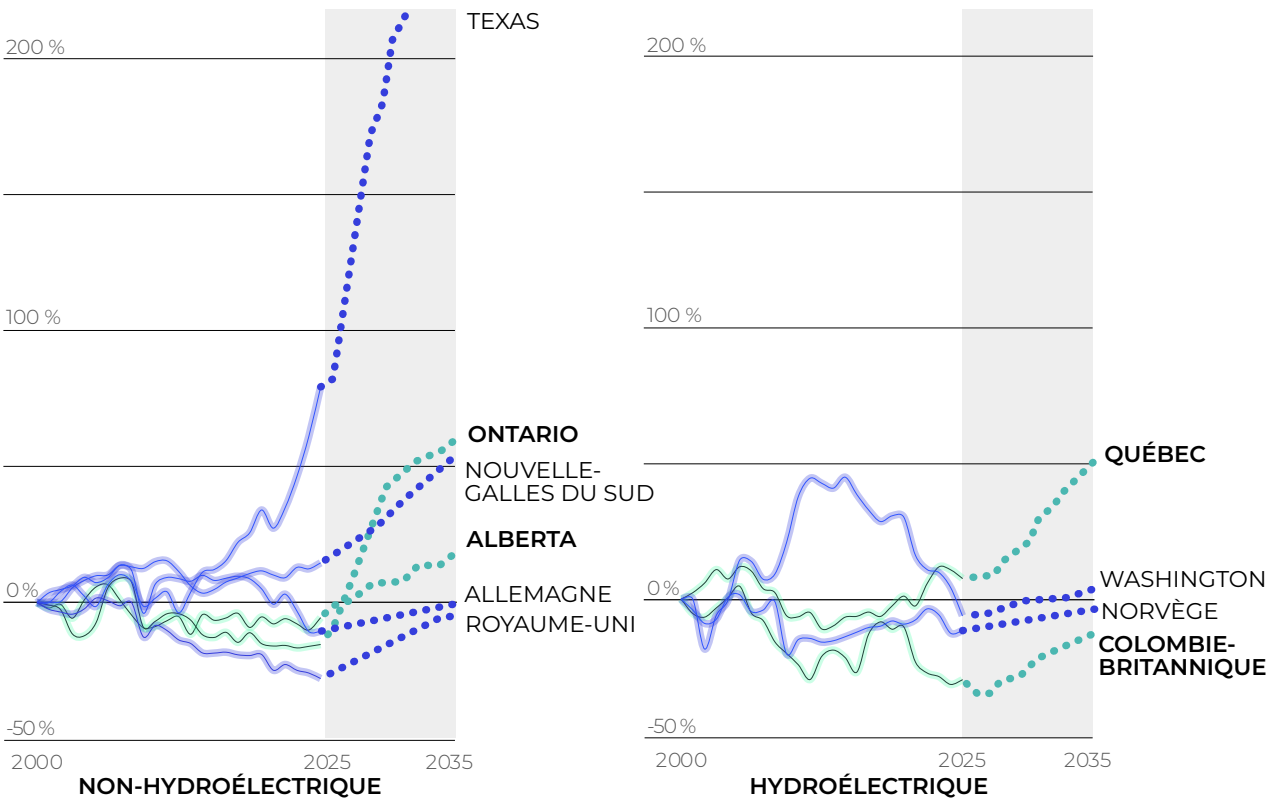
Tous les tarifs de détail d'électricité industrielle sont nominaux et ne sont pas ajustés pour tenir compte de l'inflation. La Nouvelle-Galles du Sud n'est pas présentée en raison du manque de données publiques. Pour les sources et pour plus de détails, voir le [Rapport technique](#).

Le Canada a maintenant la possibilité de miser sur ce qui fonctionne déjà bien et de transformer cet héritage en un moteur de croissance durable et de compétitivité mondiale. Alors que la demande d'électricité devrait augmenter au cours de la prochaine décennie en raison de l'électrification des transports et de l'industrie, ainsi que des besoins énergétiques croissants de l'économie numérique, l'abondance passée de capacités de production d'énergie propre au Canada risque de se transformer en pénurie dans de nombreuses provinces, dont l'Ontario, le Québec et la Colombie-Britannique (Harland 2025a; Gouvernement de l'Ontario 2022, Coulton 2023, La Presse canadienne 2023).

Développer et moderniser le réseau électrique canadien afin de répondre à la demande croissante, tout en maintenant des tarifs bas contribuera à stimuler l'investissement et la croissance dans les secteurs des ressources, de la fabrication et des technologies au Canada. Aujourd'hui, les utilisateurs industriels se retrouvent dans de longues listes d'attente pour se raccorder au réseau et les grands projets peuvent se tourner vers d'autres pays (La Presse canadienne 2024). Selon une étude de 2026, l'économie canadienne risque de passer à côté d'investissements potentiels de 110 à 220 milliards de dollars et de 40 000 à 80 000 emplois en raison d'un approvisionnement insuffisant en électricité propre (Dunsky Energy + Climate Advisors 2026). Ces coûts de renonciation ne feront qu'augmenter à l'avenir, car les centres de données, les installations de traitement des minéraux critiques et les fabricants de batteries devront prendre des décisions cruciales quant à l'allocation de leurs capitaux.

**Figure 2 • Rompant avec le passé, tous les plans de production d'électricité tablent sur une augmentation de la demande industrielle au cours de la prochaine décennie, mais avec de fortes variations**

Évolution de la demande industrielle par rapport à 2000



Les lignes pointillées (2025-2035) reflètent la croissance de la demande d'électricité industrielle prévue dans les plans de référence des opérateurs de réseau de chaque pays. Pour les sources et pour plus de détails, voir le [Rapport technique](#).

Les plus grandes provinces canadiennes, et leurs principaux pairs internationaux, prévoient une forte hausse de la demande industrielle au cours de la prochaine décennie (**Figure 2**) et, pour répondre à cette demande, il faudra investir dans de nouvelles capacités de production (REC, 2026). Parallèlement, ils intensifient leurs investissements dans la capacité de transport de l'électricité, afin d'acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs. Cependant, une expansion rapide et à grande échelle du réseau comporte un risque : lorsque la croissance du réseau entraîne des hausses tarifaires importantes, la compétitivité du Canada pour attirer de nouveaux investissements industriels en pâtit, tout comme la rentabilité des industries existantes, mettant en péril les emplois et les communautés. La planification des ressources est généralement influencée par des incitatifs réglementaires qui tendent à privilégier la prudence, la maîtrise des coûts et la protection contre les hausses tarifaires à court terme plutôt que les possibilités de croissance économique (voir [section 4](#)).

Le Canada doit mobiliser des investissements efficaces pour l'expansion de son réseau électrique, en maintenant la compétitivité des tarifs industriels et tout en débloquant des investissements industriels privés plus importants que l'expansion du réseau rend possible.

## 2.2 **Dans les bonnes conditions, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les batteries peuvent répondre à une demande croissante à faible coût**

Les énergies renouvelables apparaissent comme des options à déploiement rapide (voir **encadré 1**) et à faible coût pour la nouvelle génération de production d'électricité, même après avoir pris en compte les mises à niveau nécessaires du réseau pour gérer leur approvisionnement variable.

Les coûts de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire et du stockage par batteries ont chuté de façon spectaculaire au cours des dix dernières années et cette tendance devrait se poursuivre, à mesure que le déploiement s'intensifie à l'échelle mondiale. Depuis 2009, le coût de l'électricité solaire a diminué de 84 % et celui de l'énergie éolienne terrestre de 56 %, tandis que le coût des batteries a baissé de 27 % au cours de la seule année passée (Lazard, 2025, Bloomberg, 2026). Ces tendances ont entraîné une augmentation annuelle des investissements mondiaux dans l'énergie solaire, l'énergie éolienne et le stockage par batteries. Associées au stockage, les énergies renouvelables présentent une rentabilité et une valeur systémique nettement supérieures (Bloomberg NEF 2026). Les batteries peuvent absorber une production abondante lorsque le solaire et l'éolien atteignent leur pic de production et alimenter le réseau lorsqu'il en a le plus besoin, jusqu'à huit heures plus tard (Al-Aini, 2025).

---

## ENCADRÉ 1 • QU'EN EST-IL DU NUCLÉAIRE ET DU GAZ NATUREL AU COURS DE LA PROCHAINE DÉCENNIE ?

Cette analyse met l'accent sur l'investissement dans les technologies éoliennes, solaires et de stockage par batteries, considéré comme un choix sécuritaire pour répondre à la demande croissante en électricité (Fulghum et coll. 2026). D'autres options de production d'électricité, comme l'énergie nucléaire ou le gaz naturel, continuent de jouer un rôle à des degrés divers. Mais à l'heure actuelle, l'économie canadienne a besoin d'un accès accru à l'électricité, et ce, rapidement. Les parcs éoliens, les centrales solaires et les systèmes de stockage par batteries sont rapides à installer comparativement à de nouvelles centrales nucléaires ou au gaz naturel. De plus, leur modularité permet un déploiement progressif de la nouvelle offre afin de répondre à la demande croissante.

Des délais de construction courts accélèrent non seulement l'accès à l'énergie pour les utilisateurs industriels, mais ils peuvent aussi attirer des financements, car le capital est immobilisé pendant une période plus courte. Dès 2019, l'Agence internationale de l'énergie avait constaté un appétit croissant du marché pour les projets énergétiques à déploiement rapide. L'analyse montre que le délai moyen de construction des centrales de production d'électricité renouvelable, comme l'éolien et le solaire, a été systématiquement inférieur à celui des centrales thermiques de 2010 à 2018, et que cette tendance est à la baisse (Blasi, Toril 2019). En 2018, le temps de construction d'infrastructures de production d'électricité renouvelable était juste en dessous de deux ans, soit moins de la moitié du temps requis pour les centrales thermiques.

Les pénuries mondiales d'approvisionnement en turbines prolongent les délais de livraison des nouvelles centrales au gaz. Il faut actuellement plus de cinq ans entre la commande d'une grande turbine à gaz naturel et sa livraison, et les carnets de commandes sont pleins jusqu'en 2027 (Clark 2025; Noble 2026). Cette situation a entraîné l'annulation de plusieurs projets de nouvelles centrales à gaz au Texas, malgré leur admissibilité à des prêts à taux réduit du Texas Energy Fund (Plautz 2025). Au moins un promoteur de projet a invoqué des «contraintes d'approvisionnement en équipements» comme principale cause des retards de développement et, finalement, de l'annulation du projet (De Caluwe 2025). Bien que l'approvisionnement en turbines finisse par rattraper la demande, il faudra peut-être encore beaucoup d'années pour résorber l'arriéré, alors que ces années sont essentielles pour la croissance et la compétitivité du Canada.

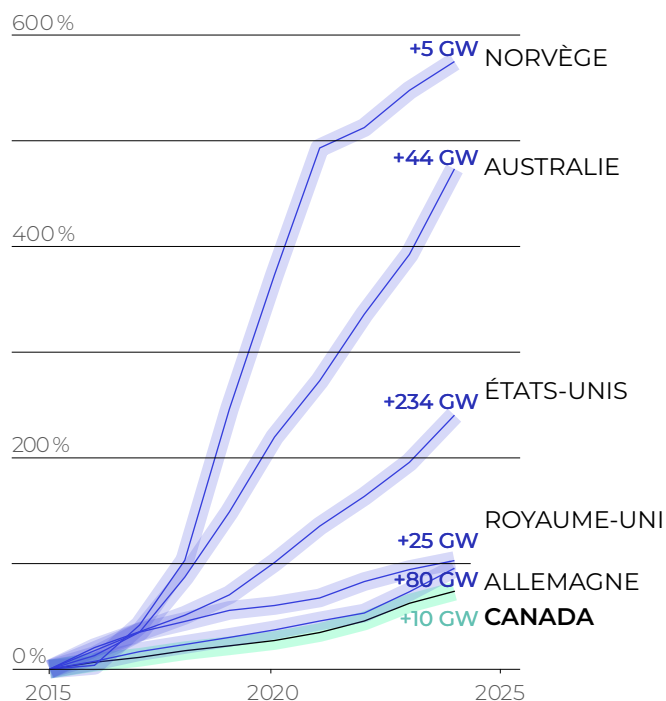
Les délais de construction des centrales nucléaires varient selon le type, l'emplacement et l'expérience, mais se situent en moyenne entre six et huit ans pour les réacteurs, sans compter la phase de planification et de consultation, souvent longue, qui précède la construction (Ritchie, 2023). Conjuguée aux coûts d'investissement initiaux élevés, l'obtention de financements privés pour de nouvelles centrales nucléaires est difficile et nécessite un soutien public important (Frank 2025). Les petits réacteurs nucléaires modulaires sont une technologie plus récente et ne font pas partie du calendrier de ce rapport (de maintenant à 2035), à l'exception du premier réacteur de ce type au Canada (IESO 2024a).

Les réseaux hydroélectriques du Canada présentent également un avantage rare et durable : la capacité à stocker l'énergie sur plusieurs jours, semaines, voire saisons (Jaccard, 2026). Cette capacité, fruit des investissements massifs réalisés dans les mégaprojets hydroélectriques du milieu du XX<sup>e</sup> siècle, est un complément inestimable aux énergies renouvelables intermittentes. Lorsque la production éolienne et solaire fluctue avec les conditions météorologiques, les réservoirs hydroélectriques peuvent être utilisés de manière flexible pour équilibrer le réseau, agissant efficacement comme une batterie longue durée à l'échelle du réseau.

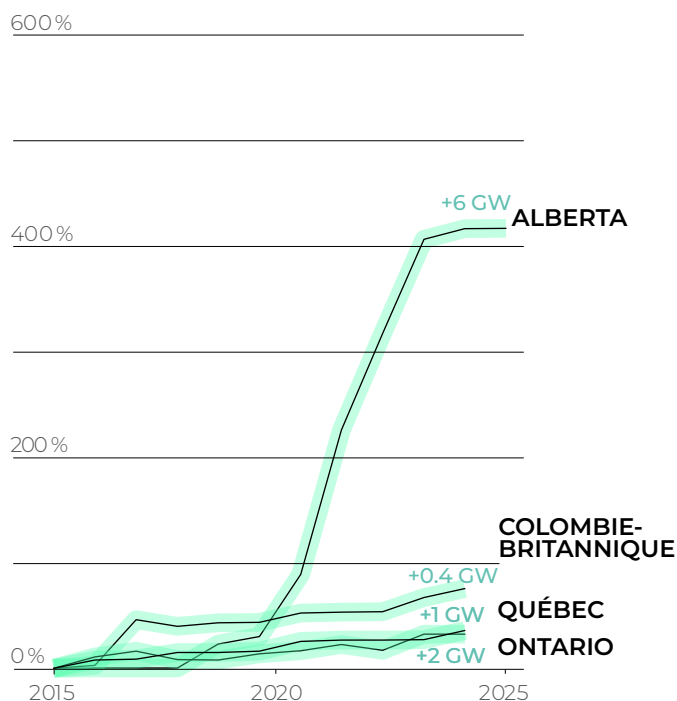
Toutefois, comparativement à d'autres pays, le Canada a pris du retard en matière d'intégration de l'énergie éolienne et solaire au réseau au cours des dix dernières années (**Figure 3a**) (CANREA, 2026). L'Alberta a été la seule province à connaître une croissance rapide de ces ressources, mais cet investissement a été quasiment stoppé net à la suite de l'introduction de restrictions politiques et de la faiblesse des conditions de marché en 2023 (**Figure 3b**).

**Figure 3a • Le Canada accuse un retard par rapport aux autres pays en matière d'intégration de l'énergie éolienne et solaire au réseau**

Augmentation de la capacité solaire et éolienne par rapport à 2015



**Figure 3b • L'énergie éolienne et solaire a connu une croissance rapide en Alberta, mais cette progression a été freinée par des politiques restrictives et un contexte de marché atone**



L'analyse au niveau des pays repose sur les données annuelles d'Ember. Les données relatives aux provinces canadiennes proviennent du tableau 25-10-0022 de Statistique Canada et de l'opérateur du réseau électrique de l'Alberta (AESO). Pour plus de détails, voir le [Rapport technique](#).

Ce qui freine l'investissement, c'est que les réseaux électriques canadiens ne sont pas encore organisés pour tirer parti de la nouvelle compétitivité des énergies renouvelables, afin de répondre à la demande industrielle croissante, d'attirer les investissements et de stimuler une croissance économique propre. À bien des égards, les réseaux électriques canadiens ont été plus lents à s'adapter, surtout en ce qui concerne l'utilisation du stockage par batteries à grande échelle ou l'utilisation d'interconnexions provinciales, alors que de nombreuses économies de premier plan dans le monde réinventent leurs réseaux (Al-Aini, 2025; Harland, 2025b; DCCEE s.d.; Commission européenne, s.d.a., RESurety, 2025). Des approches et des politiques désuètes peuvent empêcher le Canada de capitaliser sur son avantage en matière d'électricité propre.

### 2.3

## Les Premières Nations jouent un rôle de plus en plus important dans la construction du réseau électrique canadien

Partout au pays, de nombreux gouvernements et organismes des Premières Nations, des Inuits et des Métis détiennent des participations dans des projets d'électricité. Collectivement, les partenaires autochtones détiennent des participations dans plus de 546 projets, ce qui représente environ 260 milliards de dollars d'infrastructure (IEM s.d.a.). Par type de production, les partenaires des Premières Nations détenaient en 2024 des participations dans environ 31% des projets hydroélectriques, 30% des projets éoliens et 19% des projets solaires, ce qui représente la plus importante source de propriété d'actifs en dehors des sociétés d'État et des services publics (von der Porten et coll. 2024). Cependant, même si les partenariats et la propriété autochtones se développent, des différences importantes persistent entre les gouvernements et les sociétés des Premières Nations, des Inuits et des Métis en termes de ressources financières, de ressources humaines et d'aptitudes organisationnelles. Bon nombre de ces différences sont le fruit d'inégalités structurelles historiques et actuelles (Hoicka et coll. 2021). Pour être efficaces, les approches de planification et de développement du secteur de l'électricité devront respecter l'autodétermination des peuples autochtones et soutenir les priorités et les atouts définis par la communauté.

Au Canada, de nombreuses provinces intègrent déjà la participation des Autochtones à la propriété des infrastructures comme pratique courante. La Colombie-Britannique, par exemple, a inclus des exigences explicites en matière de participation autochtone dans son appel d'offres pour l'électricité, tandis que l'Ontario et le Québec font participer les Premières Nations à titre d'actionnaires dans d'importants projets de transport d'électricité (BC Hydro, 2025). Le récent appel d'offres d'approvisionnement à long terme 2 (LT2) de l'Ontario a permis que les 14 projets retenus soient tous détenus à hauteur de 50% ou plus par des membres des Premières Nations (IESO 2026a). La ligne Watay en Ontario et la ligne Hertel-New York au Québec sont d'autres exemples notables (Wataynikanepap Power s.d.; Hydro-Québec s.d.c.).

Des études de cas récentes sur les perspectives autochtones publiées par l'Institut climatique du Canada (notamment « Exploiter l'énergie renouvelable non utilisée au Canada » et « Évaluation des réseaux énergétiques distribués dirigés par des Autochtones au Nouveau-Brunswick ») documentent également comment les communautés autochtones à travers le Canada choisissent de participer au développement du réseau électrique du Canada (Institut climatique du Canada; Busch et coll. 2025; Woods et coll. 2025).

À l'avenir, les partenariats autochtones pourraient permettre de mobiliser jusqu'à 17 milliards de dollars de capitaux investissables pour des projets de production et de transport d'électricité entre 2023 et 2033 (von der Porten, 2025; Fantauzzo 2023). Le financement de tels projets peut être facilité par des outils comme les garanties de prêts provinciales et fédérales et l'Initiative pour l'équité autochtone de la Banque de l'infrastructure du Canada (IEM s.d.b; Banque de l'infrastructure du Canada s.d.; Fantauzzo 2023). Des organisations comme l'Indigenous Power Coalition étudient activement les moyens de concrétiser cette vision, en favorisant la participation économique des Autochtones et en accélérant le développement d'infrastructures d'électricité propre (Indigenous Power Coalition s.d.).

## 2.4 Libérer les investissements dans l'électricité propre peut stimuler fortement la croissance

Pour transformer le potentiel des énergies propres en croissance économique, les gouvernements canadiens doivent établir des conditions adéquates pour capitaliser sur la baisse des coûts de la production éolienne et solaire, combinée au stockage par batteries, afin de répondre à la demande industrielle croissante. Même dans les provinces hydroélectriques du Canada, la demande croissante exigera une diversification des sources d'électricité, notamment une augmentation de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique.

Bien que la production et la distribution d'électricité relèvent fermement de la compétence provinciale, le développement du réseau électrique a des implications nationales, car il permet la prospérité et la résilience du Canada dans son ensemble en cette période d'incertitude économique. De plus, le gouvernement fédéral est responsable des secteurs stratégiques qui façonnent les résultats en matière d'électricité, notamment la réglementation des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que le commerce interprovincial et international. Il est également à la tête de la politique budgétaire fédérale, un instrument puissant pour influencer ces enjeux et d'autres questions pertinentes pour les marchés de l'électricité.

En réponse à la récente rupture des relations commerciales entre le Canada et les États-Unis et au climat d'incertitude géopolitique élevé, les gouvernements canadiens devraient mettre en œuvre un programme de croissance ambitieux, fondé sur des projets d'envergure et la diversification des échanges. Un approvisionnement abondant en énergie propre à des tarifs compétitifs sera essentiel pour lancer de grands projets, conserver l'industrie existante, optimiser l'efficacité économique grâce à l'électrification et établir de nouvelles relations commerciales à travers le monde.

# 3

## Méthodologie

---

Ce rapport explique comment les gouvernements canadiens peuvent créer les conditions propices à la mise en place de réseaux d'électricité propre, abondants, fiables et concurrentiels, moteurs de croissance économique et de compétitivité.

Les recherches présentées dans ce rapport portent sur deux questions : Quelles sont les conditions qui permettent aux provinces et aux territoires canadiens de développer et de moderniser rapidement et à moindre coût leurs réseaux électriques, afin d'accélérer la croissance économique propre ?

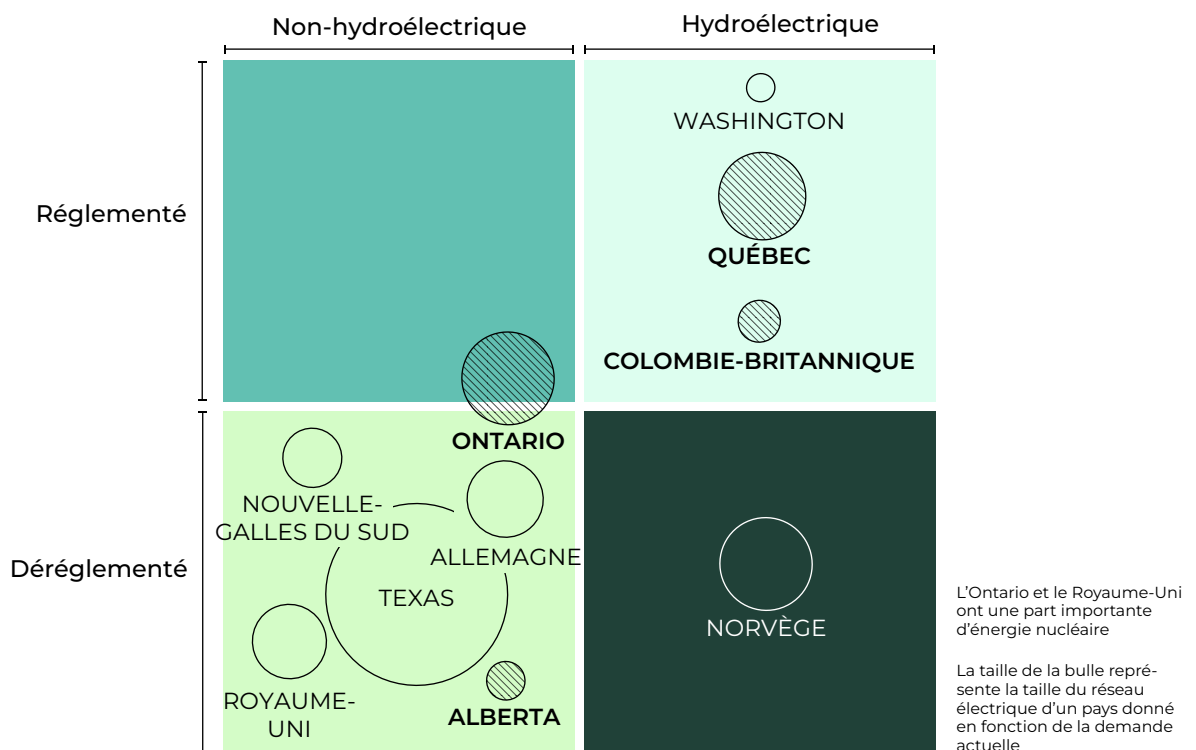
Que peut faire le gouvernement fédéral pour aider les provinces à créer ces conditions, au bénéfice de l'économie canadienne, sachant que la gestion de l'électricité relève en grande partie de la compétence provinciale ?

Le **rapport technique** ci-joint fournit plus de détails sur les méthodes et les sources utilisées pour ce rapport.

Des publications ultérieures aborderont directement les conclusions destinées aux gouvernements provinciaux et la manière dont leurs actions peuvent créer les conditions de succès. Les options stratégiques qui relèvent exclusivement de la compétence provinciale seront abordées dans ces publications et sont exclues du présent rapport.

Nous répondons à ces questions au moyen d'une analyse comparative qui met en parallèle le rendement de quatre provinces canadiennes (Ontario, Alberta, Québec et Colombie-Britannique) et de six juridictions étrangères (Allemagne, Royaume-Uni, Norvège, Nouvelle-Galles du Sud, État de Washington et Texas) selon six indicateurs. Ensemble, ces facteurs influencent l'attractivité d'un territoire pour l'investissement dans les projets éoliens et solaires, ainsi que dans l'industrie, dans un contexte d'émergence des énergies propres. Nous avons choisi ces juridictions étrangères en raison de leur comparabilité avec les marchés canadiens en ce qui a trait à la structure du marché (réglementées ou déréglementées) et au bouquet énergétique. Les quatre provinces canadiennes représentent plus de 75% de la demande totale d'électricité industrielle au Canada et représentent un vaste échantillon d'attributs des réseaux électriques provinciaux.

**Figure 4 • Les sources de production d'électricité et les structures de marché différent d'une juridiction à l'autre**



Nous avons cerné six conditions clés liées à l'infrastructure, aux marchés et aux politiques qui rendent une juridiction attrayante pour les investisseurs en énergie propre et les utilisateurs industriels d'électricité, en nous fondant sur l'examen des documents et des entrevues avec 36 investisseurs et experts en électricité (voir l'**Annexe A** pour de plus amples renseignements). En choisissant les six indicateurs, nous avons également évalué leurs répercussions sur les résultats (notamment la compétitivité des tarifs) et la mesure dans laquelle les politiques publiques peuvent les influencer. Nous avons identifié des indicateurs permettant de mesurer et de comparer ces six conditions entre les différents réseaux électriques. Le choix de ces indicateurs a généralement été limité par la disponibilité limitée des données. De plus, nombre d'entre eux s'appuient sur le rendement passé pour tirer des conclusions sur l'avenir. Enfin, les six indicateurs retenus sont pertinents à tous les niveaux, mais leur importance varie d'une juridiction à l'autre (voir **section 10**).

Nous avons évalué le rendement des juridictions pour chaque indicateur en utilisant une échelle de cinq points (1 à 5), où un score plus élevé représente un rendement plus élevé. Le résumé des résultats pour chaque indicateur figure à la fin des **sections 4 à 9**. Le **Rapport technique** ci-joint fournit une méthodologie d'évaluation complète pour chaque indicateur.

La comparaison des principaux marchés de l'électricité du Canada avec leurs pairs internationaux, selon ces six indicateurs, nous a permis de cerner les mesures gouvernementales efficaces pour construire des réseaux d'électricité qui soutiennent la croissance économique.

**Figure 5 • Indicateurs de référence**

POLITIQUE DES MARCHÉS D'INFRASTRUCTURE		
<i>L'infrastructure du réseau électrique est-elle suffisante pour acheminer de l'électricité à bas coût issue d'énergies renouvelables distribuées vers les projets industriels?</i>	<i>Existe-t-il un marché pour les investisseurs dans les énergies renouvelables et le stockage d'énergie? Existe-t-il des incitations tarifaires pour soutenir la compétitivité à long terme des clients industriels?</i>	<i>Le cadre politique est-il stable et réduit-il les risques pour les investisseurs?</i>
<b>1 / PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE</b>	<b>4 / APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ</b>	<b>6 / PRÉVISIBILITÉ EN MATIÈRE DE POLITIQUES CLIMATIQUES</b>
<b>2 / PLANIFICATION DE LA FLEXIBILITÉ</b>	<b>5 / MODERNISATION DES TARIFS INDUSTRIELS</b>	
<b>3 / PLANIFICATION DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ</b>		

# 4

## Planification énergétique

---

La planification est essentielle pour des réseaux électriques bien gérés. Dans certaines juridictions, les processus de planification créent un avantage concurrentiel pour anticiper la croissance de la demande et les évolutions technologiques.

De nombreuses juridictions visés par cette étude planifient et achètent l'électricité de manière centralisée, mais ce n'est pas le cas de toutes. Au Texas et en Alberta, par exemple, la plupart des nouvelles capacités de production sont construites en fonction des signaux concurrentiels du marché plutôt que par le biais d'achats centralisés par un seul acheteur. Cela ne signifie pas pour autant que la planification est absente.

Les opérateurs de réseau prévoient toujours la demande d'électricité, afin de déterminer les infrastructures de transport à construire et les services nécessaires au maintien de la fiabilité, ainsi que pour évaluer la nécessité d'adapter les règles du marché et garantir que les investissements soient réalisés aux endroits les plus pertinents.

## 4.1

### Pourquoi la planification énergétique est importante pour les investissements

Tous les juridictions visées par cette étude prévoient une hausse de la demande d'électricité industrielle au cours des dix prochaines années (**Figure 2**). Cependant, compte tenu de la tendance historique à une croissance modérée, les planificateurs de réseau des pays développés ont généralement adopté une approche prudente quant à la croissance future de la demande (Agence américaine d'information sur l'énergie (EIA) 2025). Dans les réseaux électriques réglementés, cette prudence est renforcée par un mandat réglementaire de longue date visant à garantir que les tarifs soient justes et raisonnables : les entreprises de services publics perçoivent un taux de rendement réglementé sur leurs actifs, ce qui peut inciter à la surconstruction, d'où la nécessité d'une surveillance par l'organisme de réglementation.

Plusieurs experts (voir **Annexe A**) ont constaté que la concurrence entre les industries existantes et les nouveaux entrants sur le marché pour une offre limitée s'intensifie. Face à une demande accrue, l'allocation de cette nouvelle offre limitée deviendra plus difficile.

La demande d'électricité industrielle n'existe pas non plus en vase clos, mais dans le contexte de la demande totale de tous les secteurs. Les décisions privilégiant la demande industrielle peuvent engendrer des compromis avec d'autres secteurs (comme le bâtiment et les transports) qui recherchent également davantage d'énergie en raison de la croissance démographique et de l'électrification.

Une planification des systèmes électriques qui reflète adéquatement les attentes concernant la demande future est essentielle pour les investisseurs tant dans la production d'électricité que dans l'industrie.

- ◇ Pour les investisseurs industriels, des plans crédibles garantissent un approvisionnement suffisant, contribuant ainsi à maintenir la compétitivité des tarifs grâce à la mise en place d'un réseau optimal et en évitant les coûts supplémentaires entraînés par des investissements réactifs.
- ◇ Sans une planification adéquate de l'approvisionnement, les délais de raccordement au réseau (qui fonctionnaient historiquement selon le principe du premier arrivé, premier servi) se sont allongés de quelques mois à plusieurs années. Plus récemment, de nombreuses juridictions ont adopté une approche privilégiant les projets les plus avancés (Brijs et coll. 2025).
- ◇ L'approvisionnement serré au Québec et en Colombie-Britannique force déjà les entreprises à répartir les ressources rares entre leurs clients industriels (Gouvernement du Québec 2024; La Presse canadienne 2023). Cette situation crée une dynamique de rationnement qui risque de dissuader les nouveaux investissements industriels.

- ◇ Pour les investisseurs dans les énergies renouvelables et le stockage d'énergie, une planification rigoureuse permet d'anticiper avec fiabilité l'ampleur et l'échéancier des futures possibilités de marché, tout en renforçant la confiance envers la capacité du système dans son ensemble d'intégrer leurs actifs au réseau électrique.

Ce rapport se concentre sur le réseau électrique, mais il est également utile de souligner que la limitation de l'offre d'électricité a incité les clients industriels à rechercher leurs propres sources d'approvisionnement en électricité (Swinhoe 2026, Energy Abundance Development Corporation 2025) ou à acheter directement auprès d'un producteur (lorsque la réglementation du marché le permet). Bien que cela puisse faciliter la réalisation de certains projets et soit encouragé dans certaines provinces (Gouvernement de l'Alberta s.d. ), cette solution ne remplace pas directement la planification énergétique et ne réduit pas toujours la nécessité de développer le réseau (les utilisateurs peuvent toujours compter sur le réseau pour fournir une alimentation de secours et des services de fiabilité). Ces arrangements peuvent également rendre la planification plus incertaine si les opérateurs de réseau ont une visibilité réduite sur la demande sous-jacente, les besoins de raccordement et la mesure dans laquelle les charges importantes continueront à dépendre de l'infrastructure partagée du réseau. Aux fins du présent rapport, ces sources de demande d'électricité hors réseau ont été largement considérées comme hors de son champ d'application.

Bien préparer la planification énergétique dans le contexte de l'émergence de l'électricité propre implique d'intégrer les risques économiques liés à un sous-dimensionnement du réseau. Une planification trop prudente peut entraîner des lacunes, des difficultés d'allocation et un manque à gagner économique précisément au moment même où on en a le plus besoin.

---

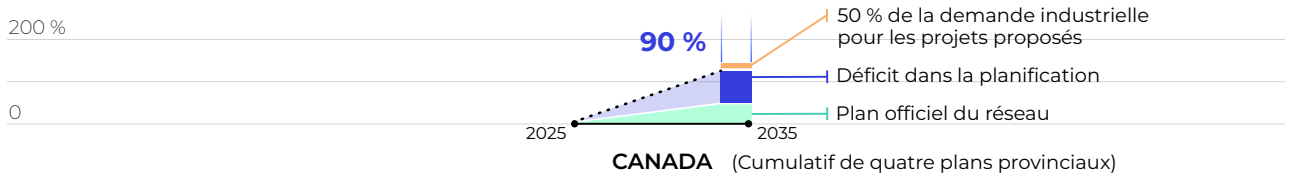
## 4.2 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

Afin de comparer la capacité des juridictions à faire face à la demande industrielle croissante dans leur planification énergétique, nous avons mesuré l'écart entre deux indicateurs de la demande future : les besoins en électricité liés aux projets industriels souhaitant se raccorder au réseau et les projections de la demande industrielle incluses dans la planification énergétique actuelle de la juridiction (voir aussi la **Figure 6**). Un écart important indique une planification trop prudente par rapport à la demande. Nous avons choisi de mesurer cet écart par rapport à seulement 50% de la demande totale de tous les projets en attente de raccordement, car ces listes d'attente peuvent inclure des projets spéculatifs, dupliqués ou en phase préliminaire, peu susceptibles de se concrétiser. D'autres juridictions, comme le Texas, ont toujours utilisé un seuil similaire pour les centres de données (voir le **Rapport technique** pour obtenir des renseignements sur la méthodologie).

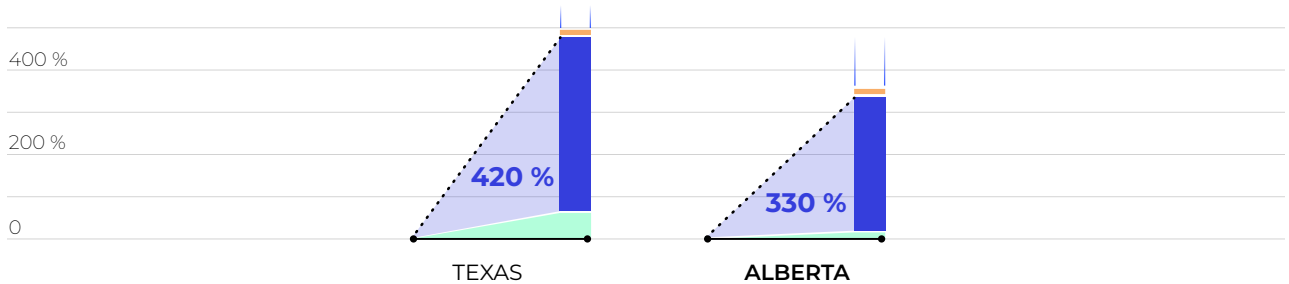
**Figure 6 • La plupart des juridictions ne prévoient pas de construire suffisamment de nouvelles lignes de transport d'électricité pour répondre à la demande en électricité industrielle future**

Les provinces canadiennes présentent de grandes disparités en matière de planification de l'électricité, allant de presque suffisante à très insuffisante

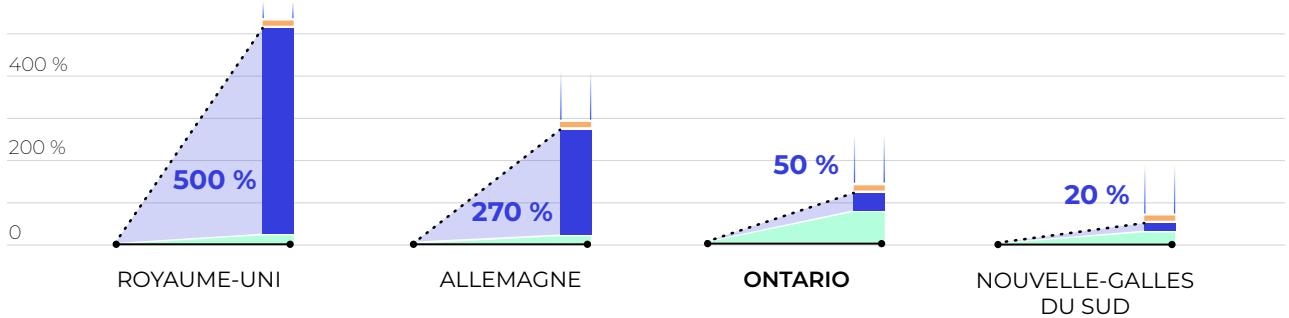
Évolution de la demande industrielle par rapport à 2025



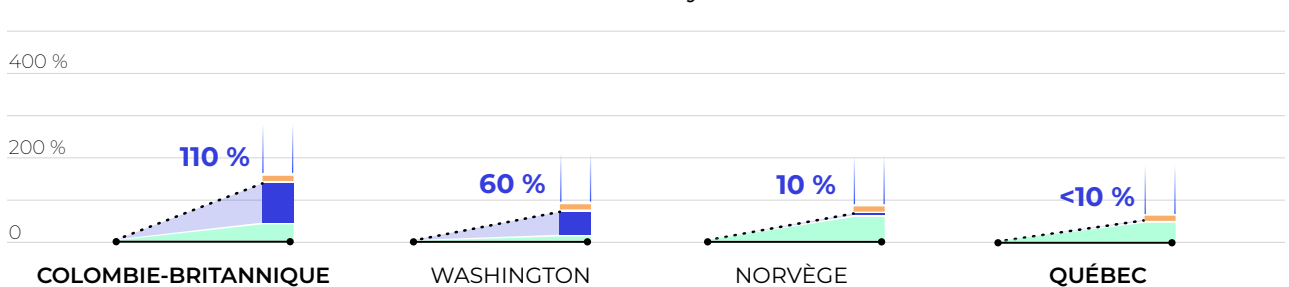
*Réseaux axés sur le marché*



*Réseaux de marché coordonnés*



*Réseaux axés sur l'hydroélectricité*



Le « Plan officiel du réseau » présente l'augmentation projetée de la demande industrielle prévue dans les plans de référence en électricité de chaque territoire jusqu'en 2035. La ligne au-dessus de la barre indique le niveau de croissance de la demande en 2035 si la moitié de la charge provenant des projets industriels actuellement proposés est réalisée (liste des projets en date de décembre 2025). La barre représentant l'écart de planification indique la différence entre les deux. Le nombre pour le Canada représente la somme des quatre provinces les plus importantes et de 75% de la demande industrielle nationale. Pour les sources et pour plus de détails, voir le [Rapport technique](#).

Nos constats indiquent que la plupart des juridictions ne prévoient pas actuellement de construire suffisamment de nouvelles centrales électriques pour répondre à la demande future d'électricité industrielle dans leurs listes d'attente de raccordement. Même si seulement la moitié de la demande totale de tous les projets industriels souhaitant se raccorder au réseau est satisfaite, les juridictions seront toujours confrontées à des pénuries d'approvisionnement. Plus l'écart est important entre la planification de la demande et la demande liée aux projets industriels en attente, plus le risque de sous-dimensionnement du réseau est élevé. Comme mentionné précédemment, le sous-dimensionnement reste problématique même dans les réseaux où la production d'électricité peut être augmentée librement, car il influence le transport d'électricité et la fiabilité du service de construction.

Les grands projets, notamment les centres de données, dominant aujourd'hui la demande (ERCOT s.d.; AESO s.d.c; AEMO 2025). Mais il est clair que les planificateurs émettent des hypothèses différentes quant à la part des projets qui seront finalement réalisés, même au sein des mêmes secteurs ou à des stades de développement équivalents (voir le **Rapport technique** pour de plus amples renseignements). Ainsi, même si les règles de liste d'attente de chargement peuvent expliquer certaines des différences entre les juridictions dans ce proxy, des différences sous-jacentes entrent en jeu.

Les organismes de réglementation et les opérateurs de réseaux tentent tous d'ajuster leur planification face à cette augmentation de la demande. À titre d'exemple, la liste d'attente pour les raccordements au réseau du Royaume-Uni a dépassé les prévisions les plus optimistes, soulignant la nécessité de réformer le processus de raccordement (Ofgem 2025a).

Certaines juridictions, comme l'Ontario et la Nouvelle-Galles du Sud, ont un écart de planification plus faible (c'est-à-dire qu'ils planifient un avenir où la demande d'électricité industrielle sera élevée, plus étroitement alignée sur la demande des projets actuellement en attente). D'après notre analyse, leurs listes d'attente sont généralement plus diversifiées sur le plan sectoriel que dans d'autres pays, dominés par les centres de données, une nouvelle charge importante, mais incertaine.

Le Québec présente également un faible écart, mais sa liste de projets industriels est moins transparente et un biais de sélection ne peut être exclu. La province est actuellement soumise à une forte contrainte d'approvisionnement. Son processus d'attribution est largement médiatisé et certains projets pourraient ne pas choisir de se joindre à la liste d'attente sachant qu'il y a peu de chances de succès (Gouvernement du Québec, 2024).

Le **Tableau 1** ci-dessous résume les résultats obtenus dans l'ensemble des juridictions et explique les principaux facteurs expliquant cet écart de planification dans chaque cas.

**Tableau 1 • Rendement des juridictions en matière de planification énergétique**

JURIDICTION	COMMENTAIRE	AUGMENTATION	NOTE (1 À 5)
<b>Réseaux pilotés par le marché</b>			0 1 2 3 4 5
<b>ALBERTA</b>	Part plus élevée des centres de données dans la liste d'attente de raccordement, mais croissance modeste prévue pour le réseau.	19%	
<b>TEXAS</b>	Part plus élevée des centres de données dans la liste d'attente de raccordement, augmentant la taille de cette dernière avec une croissance élevée prévue pour le réseau.	68%	
<b>Réseaux de marché coordonnés</b>			
<b>ROYAUME-UNI</b>	Part plus élevée des centres de données dans la liste d'attente de raccordement.	29%	
<b>ALLEMAGNE</b>	Traitement lent de la liste d'attente de raccordement et croissance de cette dernière. La croissance prévue pour le réseau est faible par rapport à l'importante base industrielle.	9%	
<b>ONTARIO</b>	Les centres de données représentent près de la moitié de la liste d'attente de raccordement, mais le plan officiel affiche une croissance planifiée élevée.	74%	
<b>NOUVELLE-GALLES DU SUD</b>	Le plan de référence suit de près la liste d'attente de raccordement des projets proposés.	29%	
<b>Réseaux axés sur l'hydroélectricité</b>			
<b>ÉTAT DE WASHINGTON</b>	Les centres de données dominent la liste d'attente de raccordement, tandis que le plan de croissance du réseau suppose une demande beaucoup plus faible.	10%	
<b>COLOMBIE-BRITANNIQUE</b>	La liste d'attente de raccordement des projets est dominée par les projets industriels qui ont une plus grande prévisibilité que les centres de données. Les prévisions de charge ont été revues.	32%	
<b>QUÉBEC</b>	La liste d'attente de raccordement manque de transparence. Seuls les projets en cours d'examen sont inclus. Plan de réseau à forte croissance.	43%	
<b>NORVÈGE</b>	Le plan de référence suit de près la liste d'attente de raccordement des projets proposés. Plan de réseau à forte croissance.	55%	

## 4.3 Constats

Cette comparaison de la planification énergétique a des implications importantes pour les politiques publiques :

- ◇ **Les risques de contraintes d'approvisionnement sont réels.** L'industrie souhaite un accès rapide à l'électricité. Or, les provinces ne prévoient pas un niveau de demande qui semble de plus en plus probable compte tenu de la croissance des centres de données et de l'accélération de l'électrification. Les choix de planification relatifs à la demande industrielle sont de plus en plus importants et le deviendront encore davantage. À mesure que les projets prennent de l'ampleur, ils agissent comme des interrupteurs marche-arrêt qui peuvent rapidement modifier la trajectoire des besoins globaux du réseau électrique, selon le moment où ils sont mis en service (ou non). En Alberta, l'opérateur du réseau a dû introduire des limites provisoires de 1200 mégawatts (MW) (10 % de la demande de pointe) aux nouvelles charges importantes, afin de maintenir la fiabilité de son réseau (AESO, 2025).
- ◇ **Au niveau provincial, la planification du réseau électrique est souvent prudente.** De nombreux réseaux canadiens sont gérés par des sociétés d'État, dont certaines ont des mandats liés au développement économique (Dix 2025). Cependant, les plans des services publics passent toujours par des processus réglementaires conçus pour protéger les contribuables contre le surdimensionnement et les fluctuations tarifaires. Ce qui est souvent négligé, c'est le coût du sous-dimensionnement : les investissements, les emplois, la production et les recettes fiscales qui ne se concrétisent jamais parce que l'électricité est indisponible, retardée ou non compétitive. Les organismes de réglementation ont mis au point des outils pour repérer les dépenses imprudentes, mais pas d'outils similaires pour évaluer la croissance perdue. Et comme les organismes de réglementation n'élaborent pas de politique économique, les objectifs de croissance à grande échelle doivent généralement être clairement définis par les gouvernements. Le marché de l'Ontario est structuré différemment, mais il est confronté au même vide réglementaire. L'Ontario a récemment modifié le mandat de son organisme de réglementation, afin d'intégrer plus explicitement la croissance dans son cadre réglementaire, au même titre que l'accessibilité financière, la fiabilité et la protection des consommateurs (Wren et coll. 2025).
- ◇ **Même dans les réseaux pilotés par le marché qui ne centralisent pas la production, comme Alberta et le Texas, des prévisions de demande prudentes peuvent freiner la croissance du réseau.** Lorsque les opérateurs de réseau sous-estiment les besoins futurs en électricité, ils risquent de sous-investir dans les services de transport et de fiabilité. Cela limite, par conséquent, l'emplacement et la rapidité du raccordement des nouvelles capacités de production.

- ◇ **Les avantages de l'expansion du réseau dépassent les frontières provinciales.**  
Dans un cadre de planification limité aux provinces, bon nombre des avantages plus larges liés à la planification anticipée (compétitivité industrielle, fiabilité et résilience du réseau, réduction des émissions, retombées économiques nationales et sécurité énergétique) ne sont pas pleinement exploités, même lorsqu'ils créent une valeur nationale manifeste.
- ◇ **Les avantages interprovinciaux justifient l'intervention du gouvernement fédéral.**  
Lorsque les réseaux s'étendent pour favoriser une croissance économique accélérée, les consommateurs locaux prennent certains risques, tandis que tous les Canadiens et toutes les entreprises canadiennes bénéficient de retombées économiques qui s'étendent au-delà des frontières provinciales, ce qui favorise une assiette fiscale plus solide pour les gouvernements. Les politiques publiques peuvent contribuer à réduire le risque de surdimensionnement, à mieux prendre en compte le coût du sous-dimensionnement et à soutenir les investissements dont les retombées dépassent les frontières d'une seule province (Harland, Sudhakar, 2026). Cela est dans l'intérêt tant provincial que national et est de plus en plus nécessaire pour soutenir la croissance économique dans une économie en phase de diversification.
- ◇ **Le rôle des gouvernements autochtones dans la planification énergétique ne peut être ignoré.** Les gouvernements autochtones et les entreprises détenues par des Autochtones ne sont pas des intervenants périphériques, mais des acteurs centraux dans la planification énergétique compte tenu des exigences de consentement fondées sur les droits, de la propriété croissante des infrastructures d'électricité propre et de l'emplacement de ces infrastructures sur les terres autochtones (The Wah-ila-toos Indigenous Council 2024, Indigenous Clean Energy 2020, IEM s.d.a.). Il est également important de reconnaître ce rôle, afin d'éviter de répéter les erreurs du passé : les réseaux énergétiques ont empiété à maintes reprises sur les territoires traditionnels sans apporter les avantages correspondants, et les faibles tarifs de l'énergie pour les Canadiens sont, en partie, une conséquence du déplacement non compensé des peuples autochtones (von der Porten, 2024).

# 5

## Planification de réseaux flexibles

---

Les réseaux électriques doivent maintenir en tout temps l'équilibre entre l'offre et la demande. La flexibilité est la capacité du réseau à s'ajuster à mesure que les conditions changent : par exemple, en cas de hausse de la demande ou de baisse de la production éolienne ou solaire (IEA Wind 2025). Tous les réseaux électriques doivent être en mesure de répondre aux pics de demande, mais les systèmes plus flexibles peuvent y parvenir en réduisant le surdimensionnement des capacités de production, car ils peuvent augmenter l'offre ou réduire la demande au moment opportun.

La flexibilité du réseau peut provenir de diverses sources (voir **Figure 7**), notamment la flexibilité de la production (par exemple, l'hydroélectricité et les centrales à gaz à montée en puissance rapide), les

interconnexions avec les réseaux voisins, le stockage (par exemple, par batteries à l'échelle du réseau) et des mesures de réponse à la demande (DeHan et coll. 2026; Johnson et coll. 2024). Dans ce rapport, la flexibilité de la demande industrielle est toutefois considérée séparément (voir la **section 8**), car elle revêt une importance particulière pour la croissance économique et la compétitivité industrielle. Elle n'est pas seulement une source de flexibilité du réseau, elle est aussi un mécanisme permettant aux clients industriels de réduire leurs coûts, de réagir aux signaux de prix et d'améliorer la rentabilité de leurs investissements.

Les juridictions adoptent différentes approches pour planifier la flexibilité et encourager sa mise en œuvre dans le cadre de leur organisation du marché.

## 5.1

### Pourquoi la flexibilité est importante dans les réseaux électriques

Un réseau moderne et compétitif est un réseau flexible. Si un réseau peut décaler, stocker, importer ou réduire sa consommation d'électricité en fonction des variations de la demande, il dépendra moins de la construction de capacités supplémentaires utilisées uniquement pendant les quelques heures de pointe les plus élevées de l'année.

De manière générale, des réseaux électriques plus flexibles peuvent contribuer à maintenir des tarifs concurrentiels en :

- ◇ Réduisant la nécessité de surdimensionner les infrastructures de production et de réseau pour répondre à des pics de consommation peu fréquents (Shah, PAL 2026).
- ◇ Améliorant l'utilisation des infrastructures existantes (Hledik et coll. 2026).
- ◇ Facilitant l'intégration des énergies renouvelables à moindre coût (Simon, Anadon 2025).

Parallèlement, une flexibilité accrue contribue à :

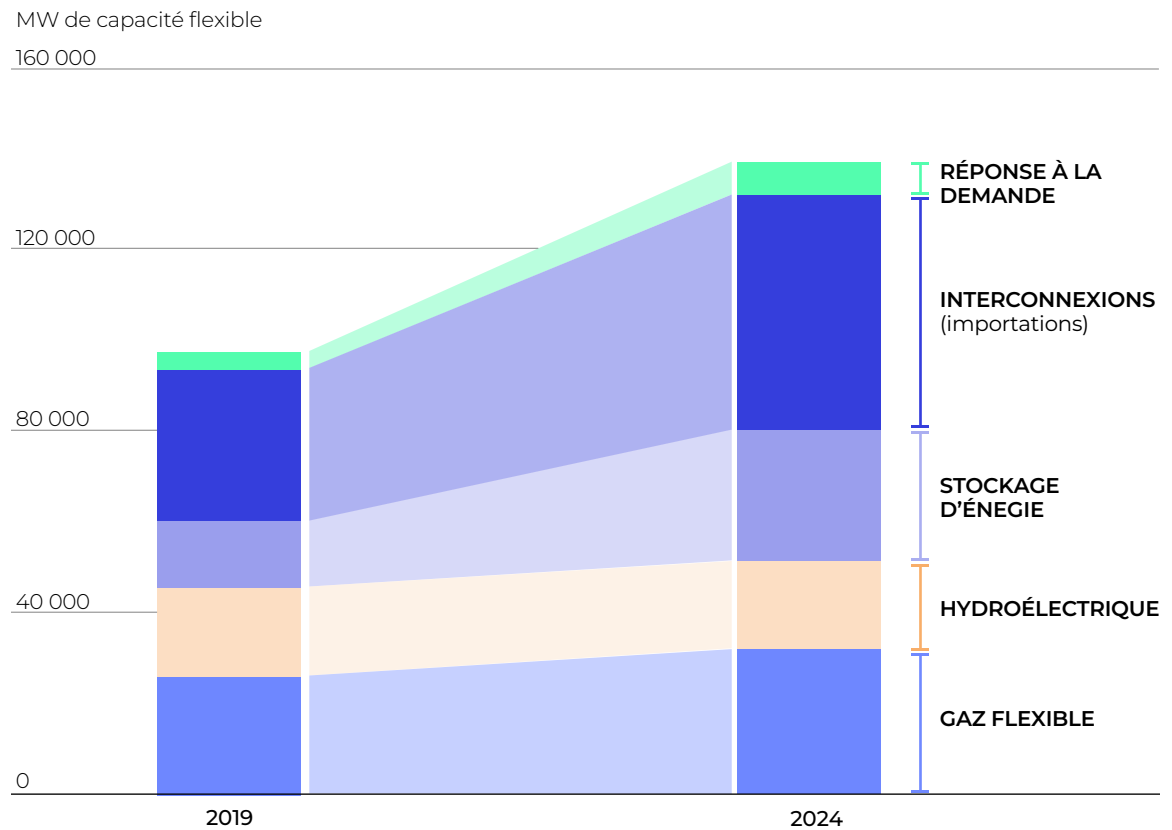
- ◇ Équilibrer l'approvisionnement variable sur l'ensemble du réseau et maintenir plus facilement la fiabilité et la sécurité du réseau (Çam et coll. 2026).
- ◇ Accroître la disponibilité de l'approvisionnement pour les clients (certaines options flexibles, comme le stockage par batteries et la gestion de la demande, peuvent atténuer les contraintes et permettre l'intégration de nouveaux clients plus rapidement qu'avec les méthodes de déploiement traditionnelles).

Les réseaux les plus flexibles en Amérique du Nord se trouvent au Québec et en Colombie-Britannique. Ces réseaux bénéficient d'un avantage comparatif grâce à leurs barrages hydroélectriques, capables de s'adapter aux variations de production éolienne et solaire, ainsi qu'aux fluctuations de la demande des clients au fil des heures et des jours. Avec une gestion opérationnelle intelligente, ils peuvent même servir de tampon entre les saisons. Ces réseaux n'ont pas besoin d'accroître la flexibilité du réseau de la même manière que leurs homologues, bien que le maintien de cette flexibilité reste important à d'autres égards, car ces juridictions bénéficient financièrement du stockage et du commerce de l'électricité lorsque les prix sont élevés (Jaccard 2026).

Les juridictions qui n'ont pas un tel avantage naturel en matière de flexibilité doivent s'efforcer d'instaurer une flexibilité au sein de leurs réseaux et définir des politiques relatives à cette flexibilité. Pour cet indicateur, nous nous concentrons donc sur les juridictions non hydroélectriques où les gouvernements doivent prendre des mesures pour accroître la flexibilité du réseau.

L'analyse des six juridictions non hydroélectriques de notre étude a montré que, depuis 2019, ces juridictions ont considérablement augmenté leur capacité de flexibilité, principalement grâce au stockage d'énergie (par batteries) et à une interconnexion accrue avec les réseaux voisins (**Figure 7**).

**Figure 7 • Les réseaux non hydroélectriques ont accru leur flexibilité, principalement grâce aux batteries et à des interconnexions**



Ventilation de la capacité flexible totale par source dans six juridictions non hydroélectriques pour les années 2019 et 2024. La capacité utilisée est ajustée en fonction de la disponibilité. L'approche utilisée pour les données de flexibilité s'appuie sur une analyse de l'Institut Pembina (Pickup et. coll 2025). Pour les sources et plus de détails, voir le **Rapport technique**.

---

## 5.2 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

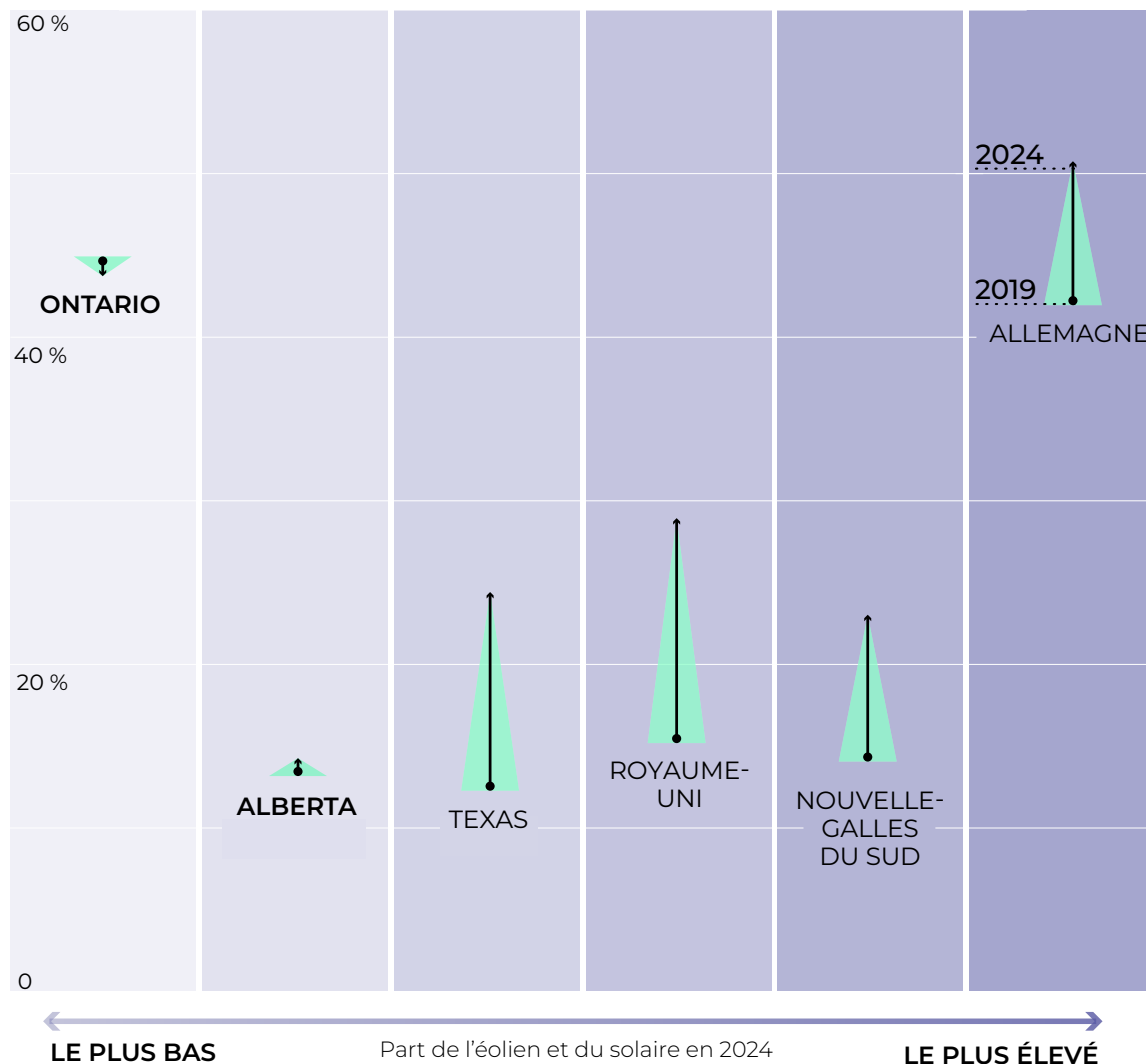
À l'avenir, la flexibilité gagnera en importance pour les réseaux d'électricité à mesure que la demande d'électricité et la demande de pointe augmenteront, et que la production d'énergie renouvelable variable s'intégrera davantage au réseau. Les réseaux devraient viser à accroître leur flexibilité s'ils veulent suivre le rythme de ces changements et proposer des tarifs d'électricité concurrentiels (Trabish 2025; Gafaro et coll. 2026). Les travaux de l'AIE sur les marchés de l'électricité montrent que les réseaux doivent évoluer dans la flexibilité pour débloquer des investissements stables et à long terme, compte tenu de ces conditions changeantes (Aussant et coll. 2025).

Pour comparer le rendement des différentes juridictions en matière de flexibilité, nous avons mesuré la croissance de la flexibilité du réseau par rapport à sa demande de pointe au cours des cinq dernières années (**Figure 8**).

### Figure 8 • Les juridictions non hydroélectriques à l'extérieur du Canada ont considérablement amélioré leur flexibilité par rapport à la demande de pointe

L'Alberta et l'Ontario présentent des niveaux de flexibilité différents, mais ceux-ci peuvent s'améliorer dans les deux cas à mesure que la demande de pointe augmente

Capacité flexible (% de la demande de pointe/)



Ce graphique illustre l'évolution de la flexibilité du réseau (toutes formes confondues) par rapport à la demande de pointe. La capacité de chaque type de flexibilité présentée ici correspond à la capacité opérationnelle disponible, et non à la capacité théorique. Pour les sources et pour plus de détails, voir le [Rapport technique](#).

Les juridictions suivent des trajectoires très différentes en matière de flexibilité de leurs réseaux. À l'échelle internationale, les juridictions comparables ont accru la flexibilité de leurs réseaux électriques plus rapidement que la demande de pointe n'a augmenté, ce qui permet une meilleure intégration de l'éolien et du solaire tout en réduisant le besoin d'infrastructures de pointe coûteuses. En comparaison, les juridictions canadiennes sont demeurées en grande partie statiques.

Les juridictions ont emprunté différentes voies pour parvenir à des réseaux électriques plus souples : en renforçant l'interconnexion avec leurs voisins (p. ex., l'Allemagne), en développant leur flexibilité interne grâce au stockage par batteries (p. ex., le Texas), ou les deux (p. ex., le Royaume-Uni). L'effort d'interconnexion entrepris par l'Allemagne depuis 2019 était motivé par la nécessité d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et de tirer parti des avantages en termes de prix et de flexibilité d'un réseau électrique européen plus connecté (AIE 2025).

À l'inverse, le Texas a accru sa flexibilité grâce à la conception de son marché et de ses tarifs, à la transparence des prix et à des connexions rapides aux batteries, encourageant ainsi la flexibilité au sein de l'État (Public Utility Commission of Texas s.d.; Modo Energy 2026; Al-Aini 2025; Robertson et coll. 2025). Les mises à jour du marché en 2025 ne font que renforcer la position dominante du Texas dans les investissements américains en matière de stockage par batteries (Gilman 2025). En comparaison, l'Alberta accuse un retard, bien qu'elle se dirige vers une meilleure signalisation des prix grâce à la réforme de son marché.

L'accord commercial d'électricité conclu entre l'Ontario et le Québec en 2023 a permis de maintenir la flexibilité de l'Ontario face aux pics de demande, malgré la croissance de cette dernière durant cette période (Gouvernement de l'Ontario, 2023). À l'avenir, la trajectoire de l'Ontario semble prometteuse grâce au projet de stockage d'énergie Oneida (2025), à une augmentation des achats de batteries et à des signaux de prix plus fermes sur son marché de l'électricité (IESO, 2025).

Des pays comme le Royaume-Uni et l'Allemagne démontrent qu'avec une certaine flexibilité du réseau, il est possible d'avoir une part importante d'énergies renouvelables et de gérer les périodes de faible production éolienne tout en maintenant la fiabilité du réseau (Çam et coll. 2025). Parmi les juridictions de notre groupe de comparaison, l'Allemagne affichait la part d'énergies renouvelables la plus élevée en 2024 (61%), suivie du Royaume-Uni (48%). Ces niveaux de pénétration des énergies renouvelables auraient autrefois été largement perçus comme difficiles à gérer, mais ces exemples montrent que le défi ne concerne pas les énergies renouvelables, mais plutôt la capacité du réseau à évoluer en parallèle avec elles.

### **« Le défi ne réside pas dans les énergies renouvelables, mais plutôt dans la capacité du réseau à évoluer en parallèle avec elles. »**

Pendant ce temps, l'expansion de la production d'énergie renouvelable a exercé une pression à la baisse sur les prix élevés de l'électricité en Allemagne ces dernières années (Liebensteiner et coll., 2025).

Le **Tableau 2** ci-dessous résume les résultats en matière de flexibilité dans les différentes juridictions et fournit un contexte pour le rendement dans chaque cas.

**Tableau 2 • Rendement global des juridictions en matière de planification de la flexibilité (juridictions non hydroélectriques uniquement)**

JURIDICTION	COMMENTAIRE	NOTE (1 À 5)
<b>Réseaux pilotés par le marché</b>		0 1 2 3 4 5
ALBERTA	Augmentation modeste de la demande et de la flexibilité utilisable. L'Alberta dispose d'une marge de progression importante en matière de capacité d'interconnexion pour l'importation et de déploiement accru de batteries.	
TEXAS	Amélioration de la flexibilité grâce notamment au déploiement massif de systèmes de stockage par batteries (environ 8 GW), compensant ainsi l'isolement relatif du réseau et sa capacité d'importation minimale via les interconnexions.	
<b>Réseaux de marché coordonnés</b>		
ROYAUME-UNI	Ajout de 4,8 GW de capacité d'interconnexion pour l'importation et de 3,7 GW de stockage par batteries, mais sous-investissement dans les infrastructures reliant l'offre et la demande au sein de son réseau.	
ALLEMAGNE	Investissements massifs dans les interconnexions, augmentant sa capacité d'importation de plus de 9 GW et ajoutant 1,2 GW de stockage par batteries, permettant au réseau d'être mieux utilisé malgré une forte part d'énergie éolienne.	
ONTARIO	Malgré l'augmentation de la capacité d'importation, la flexibilité de l'Ontario peine à suivre le rythme de la demande croissante. Flexibilité de démarrage supérieure. En tête du Canada en matière d'approvisionnement en batteries (IESO 2024b).	
NOUVELLE-GALLES DU SUD	Malgré l'augmentation de sa capacité solaire, la Nouvelle-Galles du Sud a ajouté 1 GW de capacité d'importation interconnectée et plus de 400 MW de stockage par batteries. Des déploiements supplémentaires de batteries sont prévus à mesure que les coûts diminueront.	

### 5.3 Constats

Cette comparaison de la planification de la flexibilité a des implications importantes pour les politiques publiques :

- ♦ **La flexibilité du réseau est essentielle pour maîtriser les tarifs tout en garantissant la fiabilité et la disponibilité.** La flexibilité du réseau est tout aussi importante que les nouvelles capacités de production, car elle peut contribuer à réduire le besoin de nouvelles infrastructures et, par conséquent, les coûts du réseau. Actuellement, plusieurs juridictions ont la possibilité d'accroître considérablement leur flexibilité et leur planification en la matière, afin de concrétiser ces avantages.

- ◇ **Les réseaux disposent de diverses options techniques pour créer de la flexibilité, avec des délais de mise en œuvre variables.** Tandis que des lignes de transport d'électricité visant à augmenter la capacité d'importation sont en cours de construction, les batteries et la gestion de la demande peuvent être déployées plus rapidement. Les accords visant à accroître l'utilisation des interconnexions existantes constituent une solution intermédiaire, car leur négociation est longue. Une stratégie globale de flexibilité tient compte de toutes les options ainsi que leurs coûts et avantages relatifs.
- ◇ **Accroître la flexibilité du réseau au rythme de la production d'énergie renouvelable exige des choix politiques délibérés.** Les juridictions peuvent se procurer des capacités flexibles (p. ex., l'Ontario) ou renforcer les règles et les marchés pour valoriser la flexibilité (p. ex., le Texas). Ils peuvent négocier des accords commerciaux sur l'utilisation des interconnexions existantes, y compris aux heures de pointe (comme le Traité du fleuve Columbia entre la Colombie-Britannique et les États-Unis ou l'Accord commercial Québec-Ontario de 2023) (Gouvernement de l'Ontario, 2023). Ils peuvent investir dans de nouvelles interconnexions avec leurs voisins.
- ◇ **Les échanges régionaux via les interconnexions sont un facteur majeur de l'augmentation de la flexibilité, mais uniquement lorsque les politiques publiques le permettent et autorisent les réseaux à les exploiter.** Dans notre analyse, l'augmentation de la flexibilité des réseaux électriques observée ces cinq dernières années est largement attribuable aux interconnexions avec les juridictions voisines. Les politiques européennes ont notamment fixé des objectifs d'interconnexion (15% d'ici 2030) et établi des règles de partage des coûts et de financement pour ces projets (Commission européenne, s.d.b). Cependant, d'autres juridictions (dont certaines provinces hydroélectriques) ont des exigences d'autosuffisance qui peuvent limiter les avantages découlant de l'interconnexion.
- ◇ **Le gouvernement fédéral dispose d'outils pour favoriser la flexibilité. Soutenir les échanges interprovinciaux d'électricité est son rôle le plus évident.** Les crédits d'impôt à l'investissement s'appliquent déjà aux interconnexions et au stockage par batteries. Compte tenu des fortes disparités régionales et saisonnières de l'offre et de la demande d'électricité au Canada, le soutien procure une flexibilité à plus long terme grâce à des interconnexions renforcées, mais aussi à l'innovation en matière de solutions de stockage à moyen et long terme, est particulièrement précieux.

# 6

## Planification du transport d'électricité

---

Répondre à la demande croissante d'énergie en temps opportun et à moindre coût exige plus que la simple construction de nouvelles centrales.

*Les infrastructures de transport sont essentielles : elles acheminent l'électricité de l'endroit où elle est produite à l'endroit où elle alimente la croissance industrielle (Golshan 2026).*

Cependant, la construction de nouvelles lignes de transport d'électricité de grande envergure, tant à l'intérieur qu'entre les diverses juridictions, nécessite d'importants investissements.

## 6.1

### Pourquoi la planification du transport d'électricité est importante dans les réseaux électriques

Contrairement à la production, les infrastructures de transport sont réglementées et planifiées de manière centralisée dans toutes les juridictions visées par cette étude. Un réseau unique et coordonné est intrinsèquement plus efficace que des réseaux concurrents, ce qui favorise naturellement l'émergence de monopoles régionaux, qu'ils soient publics ou privés (Mulder, Woerdman 2021). Bien que certaines juridictions introduisent la concurrence dans l'attribution des marchés de lignes de transport d'électricité (comme on le voit au Royaume-Uni), la question de savoir s'il faut construire ou non une ligne nouvelle demeure une décision centrale (Of-gem 2025b).

Les planificateurs de réseaux électriques doivent gérer les changements structurels liés à la localisation et à l'ampleur de l'offre et de la demande. Traditionnellement, la planification des lignes de transport d'électricité était axée sur le raccordement de quelques grandes centrales électriques au réseau, mais à l'avenir, les réseaux s'appuieront sur un grand nombre de parcs éoliens et solaires décentralisés, fournissant de l'électricité à des utilisateurs de plus en plus importants (centres de données, mines électrifiées, aciéries, etc.). Cette orientation vers une planification spatiale plus dynamique se manifeste notamment dans la coordination assurée par le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E), qui comprend un plan de développement du réseau sur 10 ans modélisant les coûts et les avantages pour l'ensemble de la région (REGRT-E s.d.a.).

Une planification inadéquate du réseau de transport d'électricité et une gestion inefficace de l'infrastructure peuvent s'avérer coûteuses pour l'ensemble du réseau. Il en résulte des goulots d'étranglement dans l'approvisionnement et des taux élevés de gaspillage d'énergie (appelés écrêtement), laissant les utilisateurs industriels en manque d'énergie et parfois dépendants de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles en attendant un raccordement. Une infrastructure de transport d'électricité inadéquate nuit également aux producteurs d'énergie éolienne et solaire (Romack et coll. 2022). Les goulots d'étranglement réduisent les volumes distribués et les revenus du marché, souvent en même temps qu'une compression des prix locaux. Cela compromet la rentabilité des projets d'énergies renouvelables et affaiblit les signaux d'investissement futurs.

D'autres outils sont généralement complémentaires, mais ne se substituent pas aux investissements majeurs dans des infrastructures de transport d'électricité, notamment pour les charges industrielles importantes (Çam et coll. 2026). Par exemple, l'optimisation et la gestion du réseau, le dimensionnement dynamique des lignes et une flexibilité accrue du réseau peuvent contribuer à une utilisation plus efficace des lignes de transport existantes et nouvelles (Tsuchida et coll. 2023). Ces mesures peuvent permettre des améliorations progressives en matière de capacité et de réduction de la congestion.

Une planification adéquate du transport d'électricité contribuera à attirer les investissements en :

- ◇ Réduisant les coûts totaux du réseau grâce à la réduction des restrictions et à l'accès à la production la moins coûteuse dans toutes les régions, maintenant ainsi les tarifs d'électricité bas (Pfeifenberger et coll. 2021).
- ◇ Augmentant l'approvisionnement efficace en acheminant de l'énergie isolée ou provenant de régions éloignées vers les centres de consommation, ce qui améliore l'utilisation des actifs existants et assure ainsi la disponibilité de l'approvisionnement.
- ◇ Améliorant la sécurité des investissements dans les secteurs éolien et solaire en réduisant les risques de congestion et en favorisant une rentabilité plus solide et plus prévisible des projets.
- ◇ Stimulant la demande et la croissance industrielle grâce à un accès rapide au réseau à des prix compétitifs.

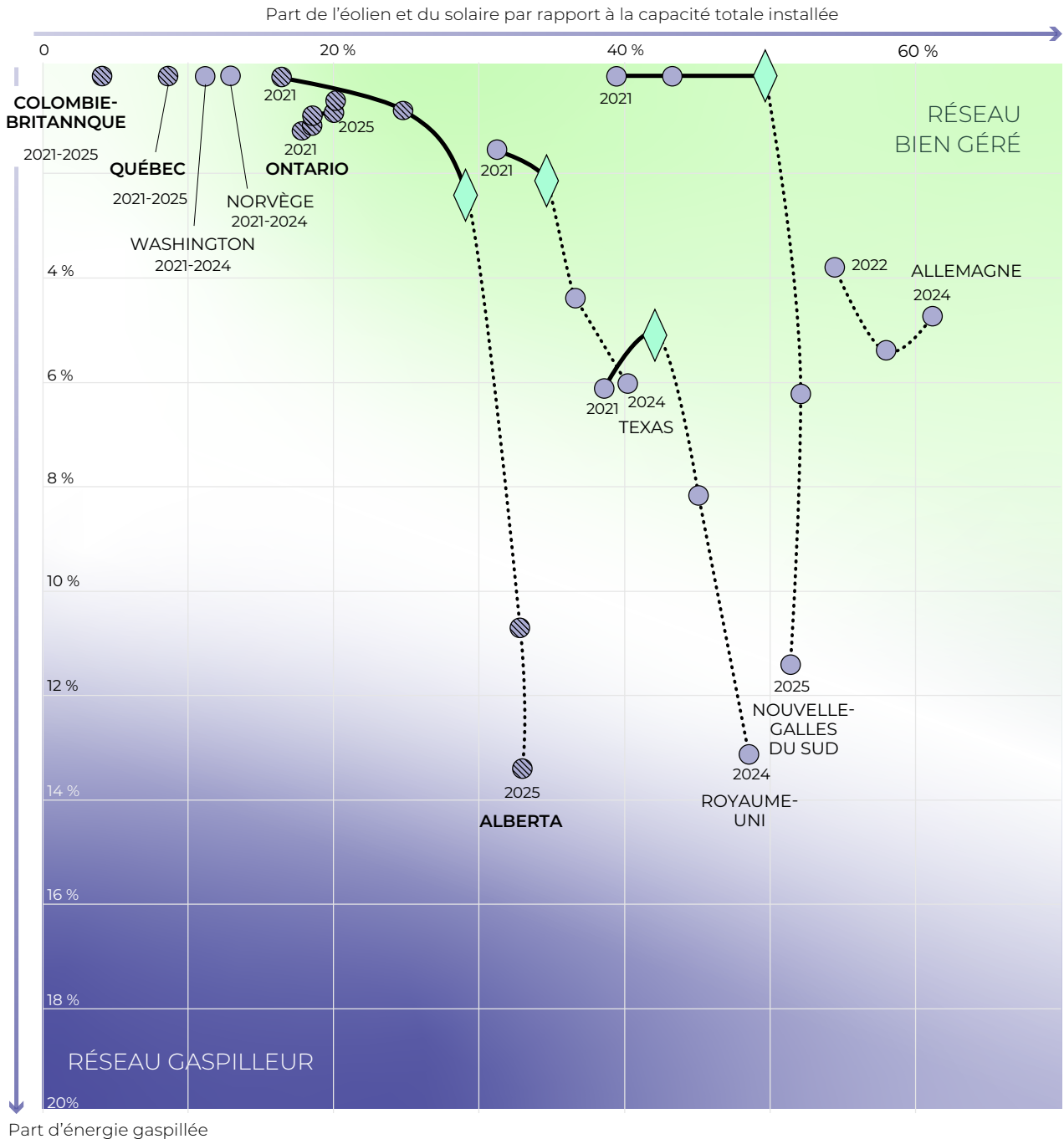
## 6.2 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

Pour comparer les rendements des différentes juridictions en matière de planification du transport d'électricité, nous mesurons le gaspillage d'énergie (écrêtement) au sein de chaque juridiction en fonction de la croissance de la capacité éolienne et solaire au cours des cinq dernières années. En l'absence d'infrastructures de transport et d'une gestion du réseau adéquates, la part croissante des énergies renouvelables tend à entraîner une augmentation de l'écrêtement et des goulets d'étranglement physiques, car l'électricité renouvelable est produite, mais ne peut pas être distribuée sur le réseau. Comme le montre la **Figure 9**, de nombreux réseaux présentent un point d'inflexion structurel au-delà duquel le gaspillage d'énergie augmente rapidement, à mesure que la nouvelle génération d'énergies renouvelables se heurte aux contraintes du réseau, notamment le manque d'infrastructures de transport suffisantes.

Notre analyse révèle que ce point d'inflexion survient à des moments différents selon les juridictions. Le point d'inflexion n'est pas simplement une question de la quantité d'énergie éolienne et solaire installée dans une juridiction. Il ne peut pas non plus s'expliquer uniquement par la géographie : les juridictions ayant des points d'inflexion plus tôt et plus tard ont tous deux une production d'électricité située loin des grands centres de consommation. Les recherches menées dans chaque juridiction mettent en évidence un facteur clé : la qualité de la planification et du développement du réseau pour acheminer l'électricité là où elle est nécessaire. Les juridictions à dominante hydroélectrique étudiées ici disposent de quantités moindres d'énergie éolienne et solaire et n'ont pas encore atteint leur point d'inflexion.

**Figure 9 • Les réseaux qui intègrent l'éolien et le solaire sans disposer d'un réseau de transport d'électricité suffisant risquent d'atteindre des points d'inflexion en matière de gaspillage d'énergie**

Les provinces canadiennes peuvent investir dans le transport d'électricité pour éviter d'atteindre un point d'inflexion  à mesure que leur part d'énergies renouvelables augmente



Chaque point représente une année de données, de 2021 à 2025, sauf indication contraire. Les réseaux atteignent généralement un point d'inflexion où l'ajout d'énergies renouvelables variables augmente le gaspillage d'énergie à moins d'être soutenu par des investissements dans le réseau. Les juridictions situées dans la zone « Réseau bien géré » ont mieux réussi cette transition que ceux situés dans la zone « Réseau gaspilleur ». Pour les sources et pour plus de détails, voir le **Rapport technique**.

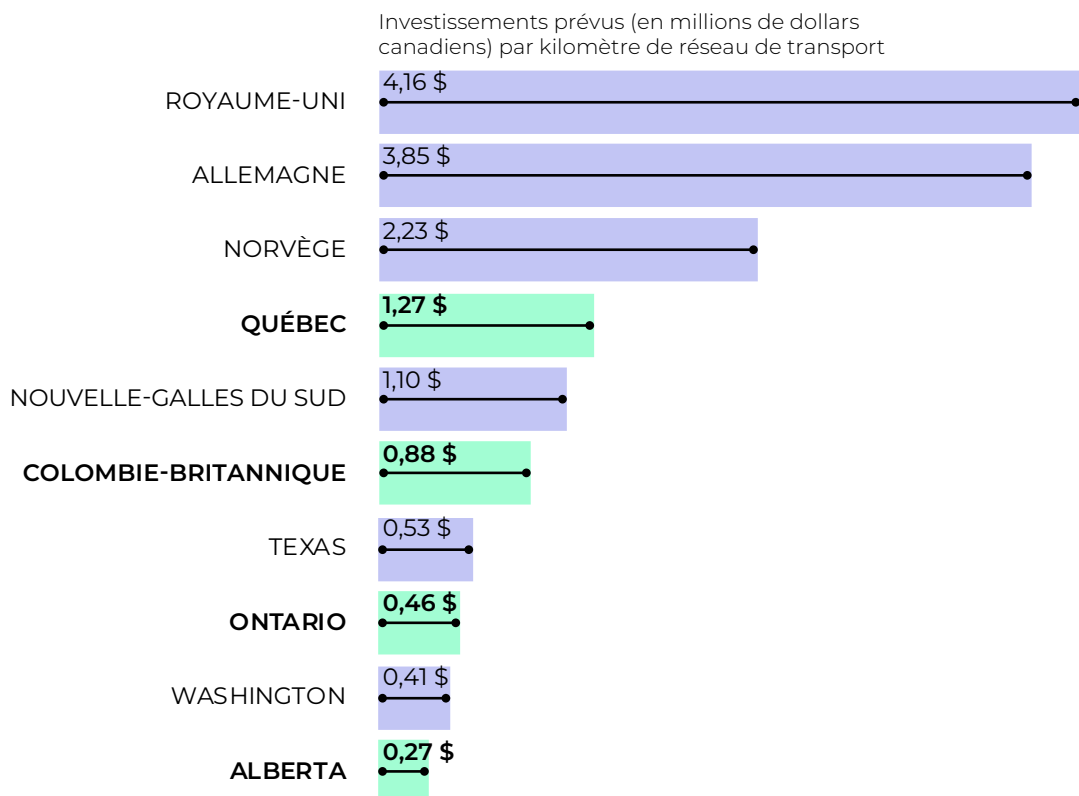
Les juridictions qui obtiennent de bons résultats dans ce domaine réduisent le gaspillage en planifiant le transport d'électricité tôt et à grande échelle. Par exemple, les zones compétitives d'énergies renouvelables au Texas, les autoroutes électriques nord-sud planifiées par le gouvernement fédéral allemand et le modèle de zone d'énergies renouvelables de Nouvelle-Galles du Sud (Power Up Texas 2020; Bundesnetzagentur 2026; Gouvernement de Nouvelle-Galles du Sud s.d.). Le Royaume-Uni obtient des résultats relativement bons en matière de limitation des pertes par rapport à son niveau de capacité éolienne et solaire, mais à un coût élevé : les coûts liés aux contraintes de transport s'élèvent à environ 3 milliards de dollars canadiens par an (NESO, 2025).

**Tableau 3 • Rendement (historique) des juridictions en matière de planification du transport d'électricité**

JURIDICTION	COMMENTAIRE	NOTE (1 À 5)
<b>Systèmes pilotés par le marché</b>		0 1 2 3 4 5
ALBERTA	Part la plus élevée de congestion avec un niveau modéré de pénétration de l'énergie solaire et éolienne.	
TEXAS	En dépit de vastes déploiements d'énergies renouvelables, les niveaux de congestion sont restés gérables. La part de l'énergie solaire et éolienne est restée modérée en raison de l'augmentation de la production de gaz naturel.	
<b>Réseaux de marché coordonnés</b>		
ROYAUME-UNI	Le réseau électrique du Royaume-Uni a vu sa part d'énergie gaspillée augmenter en raison du manque de capacité de transport reliant les parcs éoliens du nord aux centres de consommation du sud.	
ALLEMAGNE	D'importants investissements dans les interconnexions permettant l'importation d'électricité depuis d'autres pays ont accru la flexibilité du réseau allemand et permis une optimisation de ce dernier, caractérisé par une part très élevée d'énergie éolienne.	
ONTARIO	L'Ontario demeure à la limite inférieure en matière de pénétration de l'énergie solaire et éolienne et n'a pas eu à s'attaquer au problème du gaspillage d'énergie.	
NOUVELLE-GALLES DU SUD	Le point d'inflexion où la congestion a commencé n'est survenu que lorsque l'énergie solaire et éolienne ont atteint 50 % de la capacité installée.	

Pour les dix prochaines années, les engagements d'investissement dans les infrastructures de transport d'électricité donnent un aperçu des ressources que les différentes juridictions consacrent à ce défi (**Figure 10**). Le Royaume-Uni, l'Allemagne et la Norvège dominent les investissements dans les infrastructures de transport d'électricité, compte tenu de la taille de leurs réseaux (Holmlund, 2025, Statnett, 2025).

**Figure 10 • Les juridictions intensifient leurs investissements dans le transport d'électricité au cours de la prochaine décennie, l'Europe en tête**



*Investissements prévus dans le réseau de transport d'électricité au cours des dix prochaines années, normalisés par la taille du réseau de chaque juridiction. Les kilomètres indiqués correspondent aux kilomètres de circuit, qui tiennent compte de l'infrastructure réellement utilisée et non de la simple distance cartographique. Pour les sources et pour plus de détails, voir le [Rapport technique](#).*

### 6.3 Constats

Cette comparaison de la planification du transport d'électricité a des implications importantes pour les politiques publiques :

- ♦ **Certaines juridictions planifient et construisent avec anticipation leurs infrastructures de transport d'électricité à grande échelle.** Ces juridictions désignent des zones à fort potentiel d'énergies renouvelables ou des corridors de transport massif d'électricité, leur attribuent une capacité de réseau partagée, puis utilisent des règles d'accès, des plans de réseau à long terme et des procédures d'approbation accélérées pour construire le réseau avant que tous les projets ne soient engagés. Cette approche s'éloigne du modèle traditionnel « production d'abord, puis transport ». Le Texas et la Nouvelle-Galles du Sud, en particulier, ont démontré que la construction anticipée d'infrastructures de transport d'électricité dans des zones stratégiques peut libérer le potentiel solaire et éolien, même en cas de décalage géographique entre les ressources et la demande, à condition qu'il existe une volonté politique de construire de manière proactive (Clean Energy Investor Group 2025; Jang 2020).

- ◇ **Une part importante de production d'énergie solaire et éolienne n'entraîne pas automatiquement un gaspillage d'énergie (réductions de la production).**  
 Le gaspillage d'énergie est déterminé par la planification et la conception du réseau, et notamment par une capacité de transport suffisante. En raison de la rapidité de déploiement des énergies solaire et éolienne par rapport au temps nécessaire à la construction des lignes de transport d'électricité, un décalage structurel se crée, exigeant une planification anticipée du réseau de transport. Les investissements dans le transport d'électricité ne peuvent pas répondre assez rapidement aux signaux du marché.
- ◇ **L'amélioration de la transparence autour de la capacité du réseau provincial et de la congestion est une mesure immédiate et sans risque.** Fournir des signaux clairs aide les investisseurs à identifier les points de raccordement des nouveaux projets d'énergies renouvelables, réduisant ainsi les risques de développement et contribuant à éviter les limitations de production coûteuses et les goulots d'étranglement dans le réseau. Par exemple, la tarification géolocalisée indique où l'offre est limitée (comme on le voit au Texas depuis 2010 et en Ontario depuis 2025) et les cartes de raccordement régulièrement mises à jour montrent où les nouvelles installations de production et les grands consommateurs d'électricité peuvent se connecter le plus efficacement au réseau (comme on le voit en Alberta, au Québec et au Royaume-Uni) (ERCOT 2026; IESO 2026b; AESO s.d.b; Hydro-Québec s.d.a.). Les opérateurs de réseau utilisent également des lignes directrices géographiquement spécifiques pour restreindre ou encourager la production en fonction des besoins du réseau. Cependant, si ces outils améliorent la visibilité et la prise de décision, ils complètent, sans la remplacer, la nécessité d'investir dans les infrastructures de transport d'électricité face à une demande croissante (révélant plutôt que de résoudre nécessairement les contraintes sous-jacentes).
- ◇ **Ailleurs, les gouvernements régionaux et nationaux apportent un soutien accru aux États et aux provinces pour la mise en place de réseaux de transport transfrontaliers.** Contrairement à l'UE, qui dispose d'un plan de développement décennal bien établi pour étudier les coûts et les avantages dans toutes les régions, ou aux États-Unis, qui possèdent un organisme fédéral de réglementation chargé de remédier aux lacunes en matière de coordination interrégionale, le Canada continue d'opérer sans cadre fédéral global de répartition des coûts (REGRT-E s.d.b.). Le gouvernement fédéral a toutefois récemment fait des progrès en matière de soutien au transport intraprovincial, comme pour la Ligne de transport d'électricité de la côte nord, en Colombie-Britannique. Ce projet a été renvoyé au Bureau des grands projets et a reçu un certain soutien de la Banque de l'infrastructure du Canada (Baker, 2025).

# 7

## Approvisionnement en électricité

---

Les investisseurs dans des projets éoliens et solaires comparent généralement les conditions d'approvisionnement en électricité entre les juridictions, afin de maximiser leurs rendements attendus, ajustés au risque.

Ils recherchent des marchés qui offrent des possibilités régulières d'investissement, des volumes de projets suffisants et des prix prévisibles pour l'électricité produite. Bien que l'importance relative de ces conditions d'approvisionnement varie selon les structures de marché, les juridictions qui combinent ces trois éléments sont mieux placés pour attirer les investissements, accroître la concurrence et garantir un approvisionnement en électricité propre à moindre coût.

L'approvisionnement et l'accès au marché sont des leviers politiques essentiels. Les gouvernements façonnent les conditions d'investissement en définissant les modalités d'accès des nouveaux projets d'électricité aux consommateurs, notamment par le biais d'achats centralisés, de contrats d'achat d'électricité (CAE) directs et de marchés de gros. Ces choix affectent qui peut participer, la facilité avec laquelle les projets peuvent entrer dans marché, et la prévisibilité des prix pour les investisseurs.

## 7.1

### Pourquoi l'approvisionnement en électricité est important pour les investissements

Dans les deux types de marchés, à accès libre et par voie d'approvisionnement, les experts (voir l'[Annexe A](#)) ont souligné que la prévisibilité des règles d'accès au marché est essentielle à la confiance des investisseurs (Hochberg, Poudineh 2018). Au Canada, les appels d'offres de plus petite envergure, organisés à intervalles réguliers, sont particulièrement précieux. Le fait de savoir qu'une autre ronde d'approvisionnement aura lieu bientôt aide les promoteurs à naviguer dans les partenariats autochtones qui peuvent prendre plus de temps à bâtir et aide les collectivités autochtones aux ressources limitées à devenir des promoteurs de projets.

Nos entretiens préliminaires (voir l'[Annexe A](#)) ont également révélé que la stabilité des prix est un facteur déterminant de l'investissement. Les mécanismes qui assurent la stabilité des prix de l'électricité réduisent l'exposition à la volatilité du marché et réduisent les coûts de financement (Ason, Dal Poz 2024). Les marchés à accès ouvert et les marchés fondés les appels d'offres peuvent être attrayants pour les investisseurs s'ils offrent une prévisibilité sur les prix. Les contrats conclus avec des contreparties à moindre risque, comme les services publics, les opérateurs de réseaux des organismes indépendants, peuvent offrir des prix plus élevés et soutenir des conditions de financement plus favorables en raison de leurs profils de crédit plus solides et de la plus longue durée des contrats (Baker McKenzie 2015). Toutefois, leurs conditions peuvent être rigides, tandis que les contrats d'achat d'électricité (CAE) directs peuvent offrir une plus grande marge de négociation, tout en garantissant une prévisibilité sur les prix. Offrir aux producteurs d'électricité davantage de possibilités de vendre leur énergie attire un plus grand nombre de producteurs et leur permet de soumettre des offres plus compétitives, ce qui se traduit par de meilleurs résultats pour les consommateurs.

Le contexte canadien est assez unique pour cet indicateur. Le degré élevé de participation de l'État dans le réseau électrique canadien influence la manière dont les nouvelles capacités de production entrent sur le marché. En tout cas, cela distingue clairement le Canada des autres pays et différencie également certaines provinces, comme l'Alberta et l'Ontario, au sein même du Canada (Pineau, 2019). Le Canada se distingue également par l'ampleur de la participation et du partenariat des communautés autochtones au sein de son secteur énergétique indépendant.

## 7.2 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

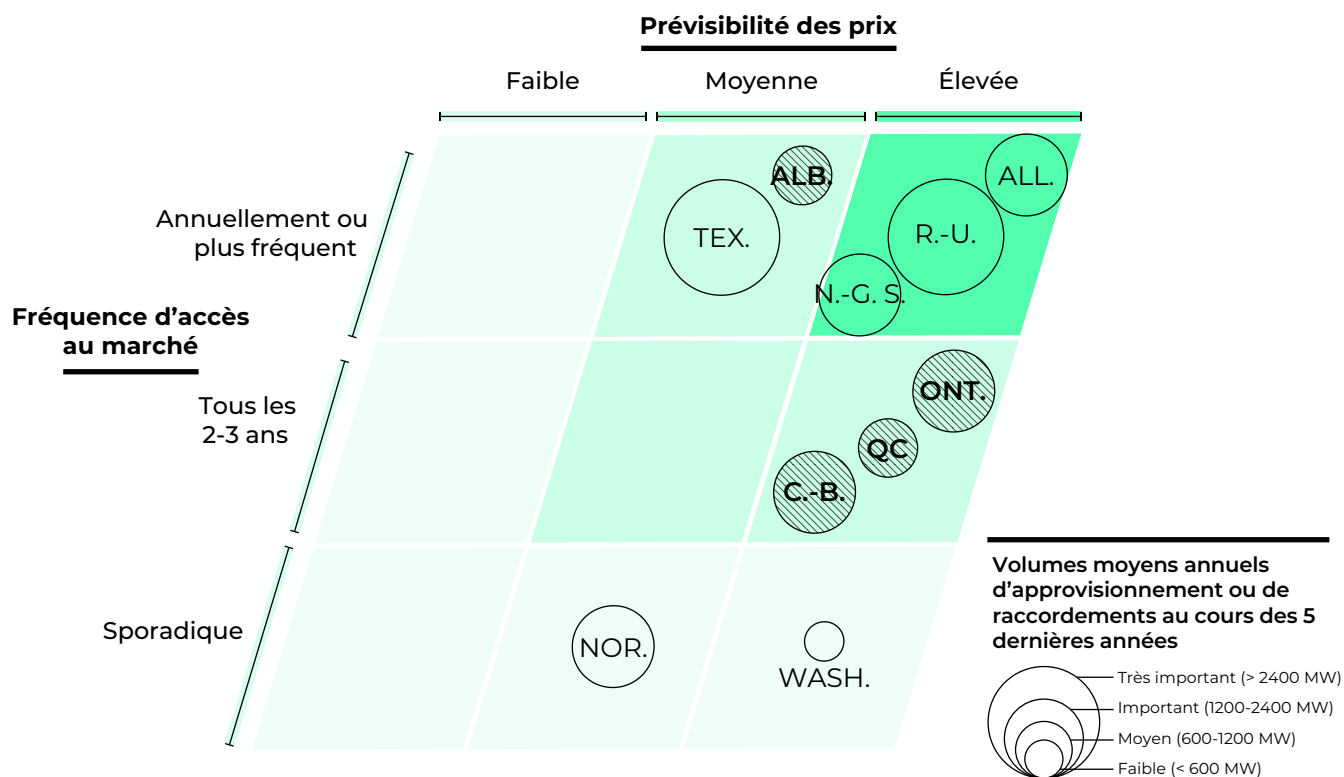
Nous avons mesuré l'attrait du marché des achats d'électricité selon trois axes : l'accès au marché pour les producteurs d'énergies renouvelables, le volume du marché et la stabilité des prix. L'attrait du marché des achats d'électricité révèle l'efficacité avec laquelle une juridiction structure les conditions d'approvisionnement en électricité pour rendre son marché attractif pour les investissements dans la production d'énergies renouvelables.

Les marchés à accès ouvert et les marchés fondés les appels d'offres peuvent attirer des producteurs indépendants d'électricité, bien qu'ils présentent des profils de risque différents (**Figure 11**). Sur les marchés ouverts comme ceux de l'Alberta et du Texas, les investisseurs peuvent entrer sur le marché dès qu'ils obtiennent un raccordement au réseau. Cependant, la stabilité des prix étant moindre, les investisseurs recherchent généralement des contrats d'achat d'électricité (CAE) directs pour stabiliser leurs revenus (Business Renewables Centre Canada 2026). Ces accords d'entreprises permettent également aux acheteurs industriels de bloquer les tarifs et de se prémunir contre la volatilité, certains acheteurs industriels solvables soutenant parfois directement le financement de projets d'électricité. Ces contrats ont tendance à être plus courts et plus risqués que les contrats à long terme garantis par les services publics ou le gouvernement, disponibles dans les réseaux fondés sur les appels d'offres.

Sur les marchés fondés sur l'approvisionnement, les investisseurs ont accès à des contrats plus longs et moins risqués (comme les accords d'achat d'électricité auprès des services publics d'État), mais ils doivent attendre l'annonce des appels d'offres (Ferroukhi et coll. 2015). Leur capacité à investir dépend de la régularité et de la prévisibilité de ces appels d'offres.

**Figure 11 • Des marchés attractants de l'électricité offrent aux investisseurs un accès fréquent au marché, des volumes importants et des contrats avec une grande stabilité des prix**

Les provinces canadiennes peuvent offrir aux investisseurs un ensemble concurrentiel d'une ou plusieurs de ces conditions



Les zones ombragées indiquent l'attractivité globale du marché pour les générateurs solaires et éoliens en termes de stabilité des prix (la mesure dans laquelle le générateur peut prédire le prix qu'il recevra pendant la durée de vie du projet) et l'accès aux marchés au cours des cinq dernières années. Pour les sources et pour plus de détails, voir le [Rapport technique](#).

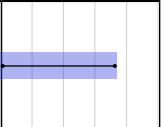
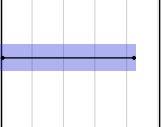
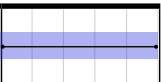

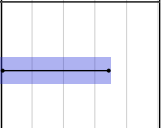
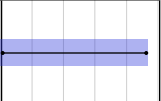
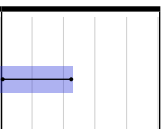
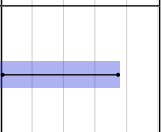
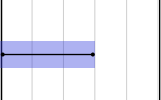
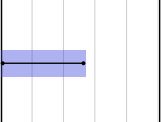
Les marchés ont également la possibilité de déployer des politiques qui améliorent la stabilité des prix, telles que les contrats de couverture des fluctuations (Kröger et coll. 2023). Le Royaume-Uni, l'Allemagne et la Nouvelle-Galles du Sud, par exemple, proposent des contrats bilatéraux de couverture des fluctuations associés à des cycles d'approvisionnement annuels (ou plus fréquents) de taille substantielle<sup>1</sup>. De ce fait, ces juridictions excellent sur ce point.

Les juridictions canadiennes accusent un retard en termes de volume de marché par rapport à leurs pairs. Cela reflète à la fois la nature fragmentée du réseau électrique canadien et le fait que de nombreuses provinces n'ont commencé que récemment à augmenter considérablement leurs objectifs d'approvisionnement. Toutefois, les deux plus grands marchés de l'électricité du Canada commencent à rattraper leur retard. Après une pause de neuf ans, l'Ontario a repris son approvisionnement en 2025 (Gouvernement de l'Ontario, 2024), lançant le plus important programme d'approvisionnement énergétique de son histoire, avec un objectif de 1350 MW. Ce programme s'est avéré fructueux, permettant de réaliser des économies d'environ 21 % par rapport aux précédents contrats d'énergie renouvelable de la province (Gouvernement de l'Ontario, 2026). Le Québec a également annoncé son plus important programme d'approvisionnement en énergie éolienne à ce jour, visant une capacité de 1500 à 3000 MW (Hydro-Québec 2026).

---

<sup>1</sup> . Les contrats bilatéraux de couverture des fluctuations maintiennent les prix de l'électricité stables en protégeant les producteurs lorsque les prix du marché tombent en dessous d'un prix fixé, tout en les obligeant à restituer les gains réalisés lorsque les prix dépassent ce prix fixé. Le Programme d'électricité renouvelable de l'Alberta offrait de même des contrats bilatéraux de couverture des fluctuations, avec des appels d'offres de 2016 à 2019 qui ont systématiquement suscité un engouement supérieur à la demande. Le programme a toutefois été interrompu en 2019 à la suite de la décision du gouvernement de ne pas organiser d'appels d'offres supplémentaires (Hastings-Simon et coll. 2022; AESO s.d.a.).

**Tableau 4 • Rendement des juridictions en matière d'approvisionnement pour les investissements dans les énergies renouvelables**

JURIDICTION	COMMENTAIRE	VOLUME DU MARCHÉ	NOTE (1 À 5)
<b>Systèmes pilotés par le marché</b>			0 1 2 3 4 5
ALBERTA	Les producteurs n'ont pas à attendre un appel d'offres pour construire. Prévisibilité des prix via des contrats d'achat d'électricité (CAE) directs.	Moyen	
TEXAS	Les producteurs n'ont pas à attendre un appel d'offres pour construire. Prévisibilité des prix via des contrats d'achat d'électricité (CAE) directs.	Très grand	
<b>Réseaux de marché coordonnés</b>			
ROYAUME-UNI	Appels d'offres annuels avec contrats de couverture des fluctuations.	Très grand	
ALLEMAGNE	Appels d'approvisionnement plusieurs fois par an avec des contrats de couverture des fluctuations.	Grand	
ONTARIO	Relancé et désormais soumis à des appels d'offres annuels jusqu'en 2028. Les projets retenus feront l'objet de contrats de couverture de fluctuations.	Grand	
NOUVELLE-GALLES DU SUD	Appels d'approvisionnement plusieurs fois par an avec des contrats de couverture des fluctuations.	Grand	
<b>Réseaux axés sur l'hydroélectricité</b>			
ÉTAT DE WASHINGTON	La passation des marchés publics est effectuée en fonction des besoins, assortie d'une combinaison de mécanismes de stabilité des prix.	Petit	
COLOMBIE-BRITANNIQUE	Engagement d'approvisionnement tous les deux ans (bien que plus fréquent récemment). Avec contrats d'achat d'électricité (CAE) avec les services publics.	Grand	
QUÉBEC	Appels d'approvisionnement tous les deux ans avec contrats d'achat d'électricité (CAE) avec les services publics.	Moyen	
NORVÈGE	La passation des marchés publics est effectuée en fonction des besoins, assortie d'une combinaison de mécanismes de stabilité des prix.	Grand	

## 7.3

### Constats

Cette comparaison de l'attrait des marchés d'approvisionnement a des implications politiques importantes :

- ◇ **Les marchés du Canada apparaissent comme des marchés distincts et isolés, plutôt que comme un ensemble cohérent.** Pour compenser cette fragmentation et accroître le volume potentiel du marché pour les investisseurs, les provinces devraient mieux coordonner les unes avec les autres en matière des échéanciers des appels d'offres et d'attentes communes.
- ◇ **Des procédures d'approvisionnement prévisibles et régulières permettent de réaliser des offres concurrentielles.** D'autres marchés internationaux ont eu le temps de mettre en place des procédures d'approvisionnement, certains ayant lancé leurs premiers achats d'énergie renouvelable en 2018 et maintenant des cycles d'approvisionnement réguliers depuis (par exemple, en Allemagne) (Bundesnetzagentur 2017). En revanche, les provinces canadiennes où l'approvisionnement est la norme (c.-à-d. la Colombie-Britannique, l'Ontario et le Québec) n'ont que récemment entamé des cycles d'approvisionnement plus prévisibles et plus fréquents (CanREA, 2025). Le caractère historiquement sporadique de l'approvisionnement a contribué à des volumes de marché relativement plus faibles dans les provinces canadiennes, bien que cela devrait s'améliorer à mesure que la fréquence des approvisionnements augmentera.
- ◇ **Les outils de garantie des prix peuvent également être avantageux pour les contribuables.** Des contrats bilatéraux de couverture des fluctuations sont utilisés au Royaume-Uni, en Allemagne et en Nouvelle-Galles du Sud pour stabiliser les revenus des investisseurs et rendre les bénéficiaires excédentaires au public (Watson, Bolton 2024).
- ◇ **Le Canada se distingue par l'importance du leadership et de la participation des Autochtones au sein de son secteur énergétique indépendant (REP 2023).** De nombreux appels d'offres retenus dans les juridictions canadiennes axées sur l'approvisionnement livrent des projets avec une participation importante des Autochtones, des taux de participation atteignant 50 % devenant de plus en plus la norme (von der Porten et coll. 2025).

Le rôle du gouvernement fédéral dans la mise en place du marché est relativement moins important, même si les politiques fédérales peuvent parfois avoir une incidence sur l'approvisionnement, notamment en ce qui concerne les attentes relatives au contenu national, les tarifs douaniers et le soutien visant à éliminer les obstacles financiers à l'équité pour les Autochtones, y compris par l'entremise du Programme de garantie de prêts pour les Autochtones (Gouvernement du Canada 2026; Bellissimo, Melo 2025; Gouvernement du Canada 2025).

# 8

## Modernisation des tarifs industriels

---

Les tarifs d'électricité pour l'industrie constituent un important moteur d'investissement, tant pour attirer de nouveaux clients que pour fidéliser les clients existants qui dépendent de prix concurrentiels pour préserver leur compétitivité mondiale. Les provinces capables de développer leurs réseaux électriques tout en maintenant des tarifs bas sont avantagées pour attirer les investissements.

Inciter l'industrie à réduire sa consommation aux heures de pointe, que ce soit par des exonérations sur ses factures d'électricité ou par des récompenses pour sa flexibilité, est un moyen pour les utilisateurs industriels de réduire leurs dépenses tout en diminuant les coûts du réseau et la pression sur les tarifs d'électricité à moyen et long terme.

Ce travail porte sur le principal programme d'incitatifs destinés aux acteurs industriels utilisé par chaque juridiction, en précisant qu'il s'inscrit dans un ensemble plus vaste de politiques et de programmes (voir le **Rapport technique** pour plus de détails).

## 8.1 Tarifs industriels et flexibilité

Les clients industriels souhaitent des tarifs d'électricité concurrentiels, tant à court terme qu'à long terme, car il est difficile de délocaliser d'importants investissements industriels (Gouvernement de l'Ontario, 2019). Dans le cadre de cette recherche, les experts consultés (voir l'**Annexe A**) ont indiqué qu'un déploiement rapide de nouvelles capacités d'approvisionnement est nécessaire pour répondre à la demande croissante, mais qu'il soulève aussi d'importantes préoccupations quant au maintien de tarifs concurrentiels.

Une façon de gérer cette tension consiste à améliorer l'efficacité de l'utilisation du réseau existant. Les réseaux électriques sont dominés par des infrastructures à coûts fixes, notamment des installations de production et de transport d'électricité, nécessitant d'importants investissements, qui doivent être financés indépendamment de la consommation d'énergie. Cela est d'autant plus vrai lorsque les réseaux intègrent l'éolien et le solaire, où les coûts du combustible sont négligeables, mais les coûts d'investissement initiaux sont élevés.

Dans cette optique, la flexibilité de la demande industrielle constitue un levier distinct et sous-exploité qui peut réduire la nécessité de développer de nouvelles capacités de production. Bien que la flexibilité du réseau au sens large englobe de nombreuses sources (voir **section 5**), les fortes charges industrielles représentent la forme la plus immédiate et la plus facilement déployable de flexibilité de la demande (Hledik et coll. 2026; Shah, Pal 2026). Du point de vue d'un fournisseur d'énergie ou d'un opérateur de réseau, la réponse d'un gros client peut avoir des répercussions importantes sur le réseau et est beaucoup plus facile à coordonner que celle de nombreuses charges plus petites et fragmentées. Un signal d'investissement clair pour que l'industrie développe des opérations flexibles ou des capacités derrière le compteur (telles que le stockage) peuvent également générer un flux de revenus ou réduire les coûts pour l'industrie, et améliorer la compétitivité globale (Power Advisory 2020).

À terme, ces outils peuvent créer une situation avantageuse pour tous, et pas seulement pour les grands consommateurs industriels. L'objectif n'est pas de proposer une électricité moins chère aux industriels en répercutant les coûts sur les consommateurs résidentiels ou les contribuables. Il s'agit plutôt d'utiliser une tarification plus intelligente pour inciter les industriels à consommer de l'énergie lorsqu'elle est abondante et bon marché, et à réduire leur consommation lorsque la demande sur le réseau est élevée. Cela rend le réseau global plus efficace et peut réduire les coûts pour tous les utilisateurs (Hledik et coll. 2026). Sans cela, les gouvernements sont contraints d'intervenir, soit par le biais de dispositifs d'allégement tarifaire spécifiques qui répercutent les coûts sur d'autres utilisateurs, soit par des subventions directes financées par des fonds publics (voir **encadré 2**).

---

## ENCADRÉ 2 • SUBVENTIONS

Les investisseurs interrogés ont également soulevé des préoccupations quant au maintien de pratiques d'interfinancement — où un groupe d'utilisateurs assume une partie des coûts d'un autre. Traditionnellement, les coûts du réseau sont répartis entre les groupes d'utilisateurs en fonction de leur contribution et du principe du bénéficiaire-payeur. Cependant, certains gouvernements répartissent les coûts du réseau électrique de manière inégale, un groupe de clients payant une part disproportionnée (Becker et coll. 2025). Dans ces cas, ce sont souvent les clients industriels qui paient plus. Parmi les juridictions étudiées, le Québec affiche le plus fort taux d'interfinancement entre les clients industriels et non industriels.

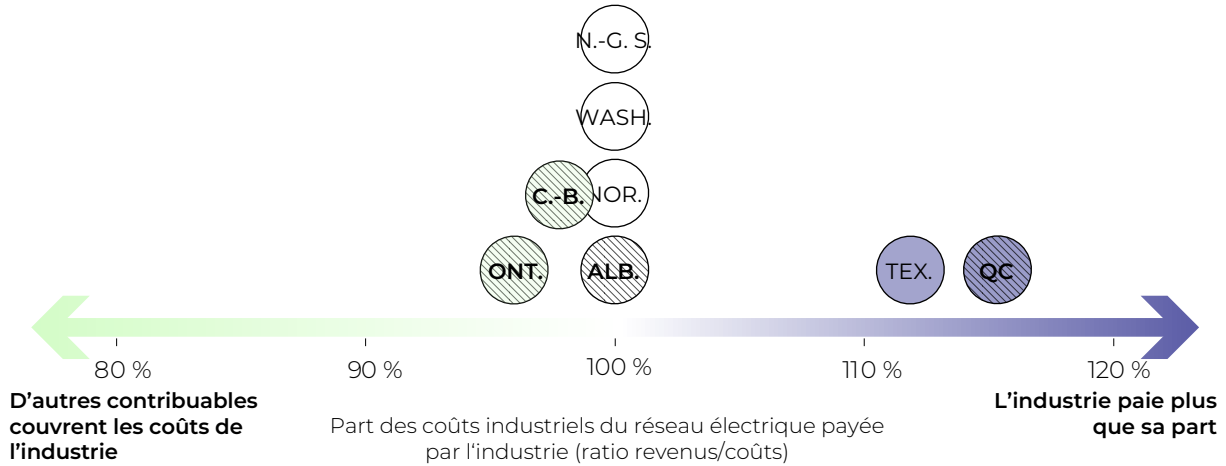
Certains gouvernements nationaux utilisent également des subventions financées par les contribuables pour maintenir des tarifs d'électricité concurrentiels pour l'industrie.

L'Allemagne a récemment mis en œuvre un ensemble de subventions fédérales réduisant les prix de l'électricité, les frais de transport et la taxe sur l'électricité pour les entreprises énergivores et le secteur de la construction (Bundesregierung 2026).

Bien que de telles subventions puissent se justifier lorsque les avantages économiques, de fiabilité, de résilience et de réduction des émissions sont importants au niveau national, le recours aux fonds publics sans modernisation concomitante du réseau électrique et amélioration de sa flexibilité risque d'alourdir la charge fiscale publique.

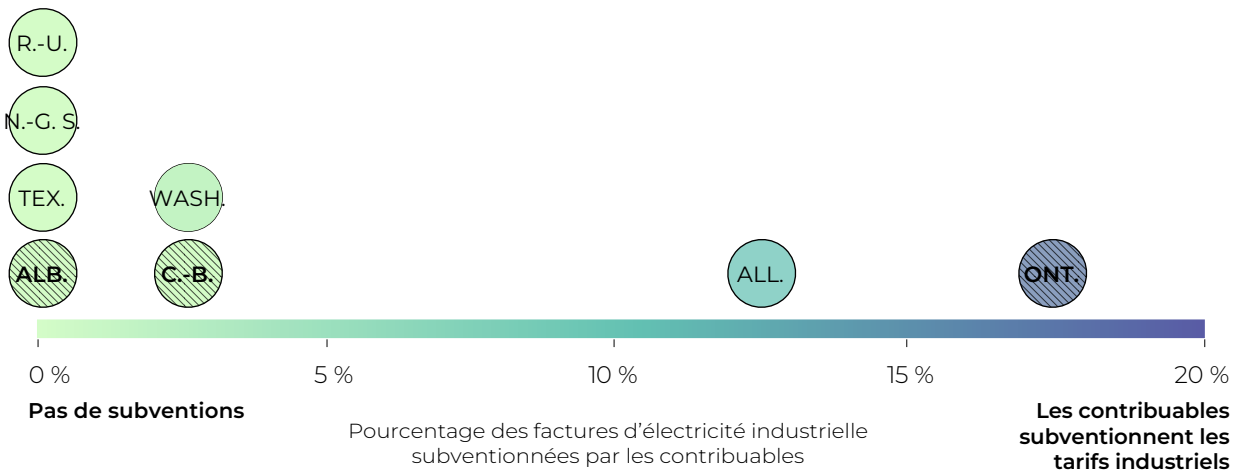
**« Le recours aux fonds publics sans modernisation du réseau électrique ni amélioration de sa flexibilité risque d'alourdir la charge fiscale publique. »**

**Figure 12a • Certaines juridictions facturent collectivement aux clients industriels plus que leur part des coûts liés au réseau.**



Dans le cadre de la tarification standard, les tarifs sont fixés de manière à ce que les utilisateurs industriels, pris dans leur ensemble, ne paient ni plus ni moins que leur juste part des coûts liés au réseau qu'ils supportent. Toutefois, de nombreuses juridictions s'écartent partiellement de ce principe. Ce graphique s'appuie sur les ratios revenus/coûts déclarés. Voir le [Rapport technique](#) pour plus de détails.

**Figure 12b • Certains gouvernements utilisent les fonds publics pour réduire le coût de l'électricité pour les utilisateurs industriels**



Les subventions peuvent s'appliquer à différentes parties de la facture (par exemple, énergie, transport et distribution, facture totale) et sont donc difficiles à comparer d'une juridiction à l'autre. Ce graphique s'appuie sur les effets sur les factures rapportés lorsqu'ils sont disponibles. Voir le [Rapport technique](#) pour plus de détails.

## 8.2 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

L'indicateur 5 évalue comment les juridictions utilisent les structures tarifaires, les remises ou les paiements pour inciter les clients industriels à réduire leur demande sur le réseau pendant les périodes de pointe. Il évalue à la fois la valeur pour le client (par le biais d'économies de facture ou équivalent) et l'avantage plus large pour le réseau (mesuré en termes de réduction des pics de demande sur le réseau grâce au programme).

Cette recherche porte sur la manière dont les consommateurs industriels sont indemnisés pour la réduction de leur demande pendant les heures de pointe du réseau, ce qui influence sur les coûts de ce dernier. Alors que la plupart des juridictions récompensent la réduction de la demande pendant ces périodes de pointe, l'Allemagne a opté pour une approche différente. Elle accorde des tarifs de transport réduits aux consommateurs industriels qui maintiennent leur demande stable et dans une fourchette étroite par rapport à leur demande de pointe (Hirth, Eicke, 2024). Avec cette approche, l'Allemagne privilégie la prévisibilité de la charge plutôt que la flexibilité de la demande de pointe à court terme.

Certaines juridictions, comme l'Alberta et le Texas, incitent les consommateurs industriels à réduire leur demande de pointe en liant leurs frais de transport à leur utilisation du réseau pendant les heures de pointe annuelles (AESO, 2021; Lara, 2025). Une contribution moindre à la demande de pointe entraîne des frais de transport relativement plus faibles. L'Alberta et le Texas offrent des incitatifs similaires aux consommateurs industriels, mais la réduction observée de la demande de pointe diffère en raison de l'interaction de ces incitatifs avec d'autres politiques et conditions de marché dans chaque juridiction.

D'autres juridictions, comme le Québec, donnent aux consommateurs industriels une plus grande marge de manœuvre quant à la façon dont ils sont indemnisés pour leur contribution à la réduction des pics de consommation (Hydro-Québec, s.d.b.). Dans ces juridictions, les consommateurs industriels ont la possibilité de signer des contrats de charge interruptible avec l'opérateur du réseau en échange d'un crédit sur leurs factures d'électricité. Le niveau d'incitatif est basé sur la capacité du consommateur à réduire sa demande d'une ampleur et pour une période déterminées. La Norvège adopte une approche très similaire (bien que les données sur l'adoption de ces contrats et leur impact sur les factures n'étaient pas disponibles) (Conseil nordique des ministres, 2017).

L'Ontario présente à la fois une forte incitation pour l'industrie à gérer la demande de pointe, offrant des rabais de plus de 10% sur les factures d'électricité, et une réduction importante de la demande de pointe du réseau (1 500 MW) (IESO, 2023). L'Initiative de conservation industrielle (ICI) de l'Ontario crée de fortes incitations pour les consommateurs industriels à réduire sensiblement leur demande pendant les cinq heures de pointe de consommation d'énergie et, en réponse, les compense considérablement par une réduction des frais d'ajustement global (AG).<sup>2</sup> Étant donné que seuls les consommateurs industriels et autres grands consommateurs bénéficient de la réduction des frais d'AG, le fardeau du recouvrement des coûts se reporte de plus en plus sur les autres abonnés à court et moyen terme (**Figure 12a**) (Sergici et coll. 2025). Toutefois, à plus long terme, la gestion de la demande de pointe par l'entremise de l'ICI pourrait entraîner une baisse des coûts du système et une répartition plus large des avantages entre les consommateurs (Gouvernement de l'Ontario, 2025b). L'Ontario participe également à un effort de collaboration nord-américain entre les opérateurs de réseaux, les organismes de réglementation et l'industrie, afin d'établir un cadre de flexibilité commun pour les centres de données et les nouvelles charges importantes (EPRI s.d.).

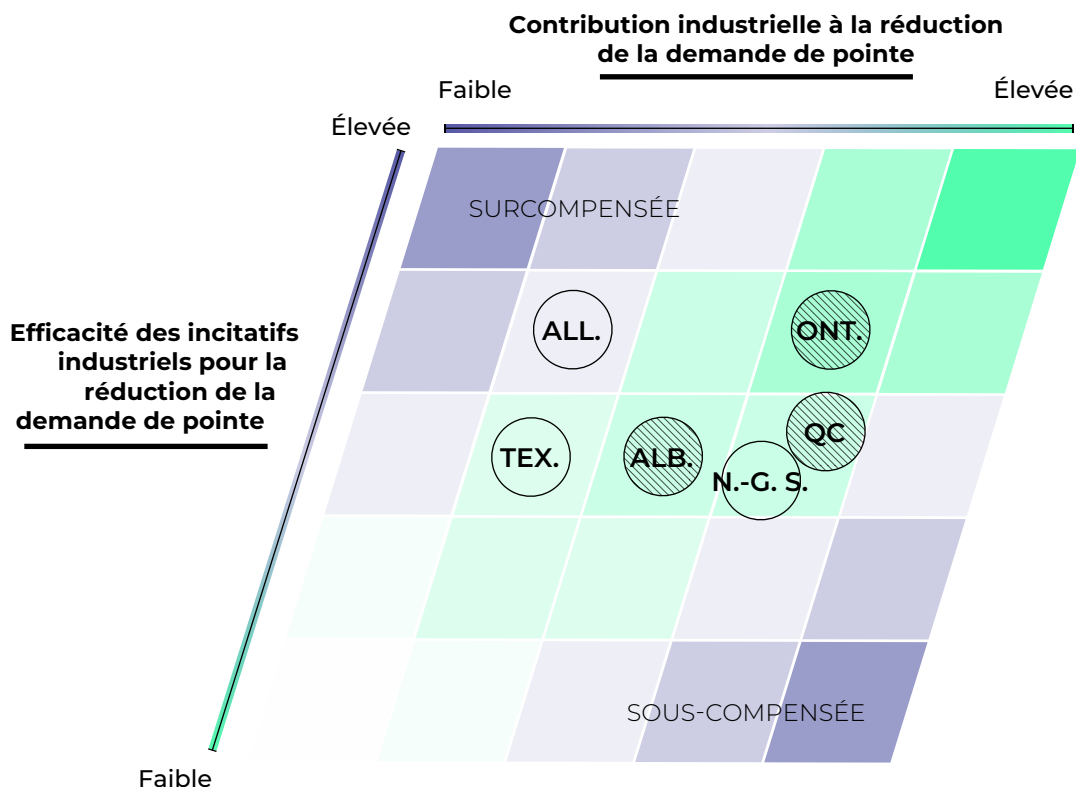
Plutôt que de miser sur des mesures incitatives de réduction des factures, la Colombie-Britannique a toujours privilégié les incitatifs au développement de ressources derrière le compteur comme le stockage de l'énergie. Ces incitatifs comprennent le programme d'incitation au stockage d'énergie de BC Hydro, le Programme de réponse à la demande pour les entreprises et les programmes de remise pour l'énergie solaire et le stockage par batteries (BC Hydro 2026a). Plus récemment, BC Hydro a introduit des exigences de réduction pour certaines charges importantes, comme les centres de données (EPRI, 2025), sans incitatifs financiers ou compensation (BC Hydro 2026b).

---

<sup>2</sup> . Les frais d'ajustement global (IESO s.d.) constituent l'une des principales sources de financement utilisées en Ontario pour recouvrer l'écart entre le prix du marché de l'électricité et son coût réel de production. Ils financent des contrats de production, des programmes de conservation et d'autres coûts du réseau.

**Figure 13 • Des incitatifs tarifaires industriels bien conçus peuvent réduire la demande de pointe et améliorer la compétitivité industrielle**

Les provinces canadiennes devancent leurs homologues dans l'utilisation de ces outils, mais elles ne les optimisent pas



Ce graphique illustre la forme dominante d'incitatif tarifaire pour les entreprises industrielles dans une juridiction donnée. Les options comprennent les frais ou les remises sur la consommation de pointe, les contrats de charge interruptible, la tarification en fonction des heures d'utilisation et l'échange de certificats de réduction de la demande. La zone en haut à droite représente le résultat le plus avantageux, où les incitatifs offerts aux consommateurs industriels sont à la fois financièrement importants et permettent une réduction notable de la pointe de consommation du réseau. Voir le [Rapport technique](#) pour plus de détails.

**Tableau 5 • Rendement des juridictions en matière d'incitatifs tarifaires pour la flexibilité industrielle**

JURIDICTION	COMMENTAIRE	NOTE (1 À 5)
<b>Réseaux pilotés par le marché</b>		0 1 2 3 4 5
ALBERTA	L'industrie réduit sensiblement la demande pendant les 12 heures de pointe.	
TEXAS	L'industrie est surcompensée pour une réduction minimale des quatre heures de pointe.	
<b>Réseaux de marché coordonnés</b>		
ROYAUME-UNI	S.O.	S.O.
ALLEMAGNE	L'industrie est la plus surcompensée (par rapport aux autres juridictions comparables) pour le maintien d'une demande stable (l'outil ne réduit pas la consommation de pointe).	
ONTARIO	Compensation industrielle élevée. Réduction substantielle (1 500 MW) de la demande de pointe.	
NOUVELLE-GALLES DU SUD	L'industrie est sous-compensée pour avoir réduit considérablement la demande pendant les heures de pointe.	
<b>Réseaux axés sur l'hydroélectricité</b>		
ÉTAT DE WASHINGTON	S.O.	S.O.
COLOMBIE-BRITANNIQUE	S.O.	S.O.
QUÉBEC	L'industrie opte pour des contrats de charge interruptible établis qui réduisent considérablement les pics de consommation.	
NORVÈGE	La Norvège ne publie pas publiquement de données sur l'impact de ses incitatifs. Le score est basé sur la théorie et la similitude avec le Québec.	

### 8.3 Constats

Cette comparaison de la tarification du carbone industriel a des incidences sur les politiques :

- ◇ **Compenser l'industrie pour rendre la demande flexible pendant les périodes de pointe est une approche bien établie, y compris au Canada.** À l'échelle mondiale, les utilisateurs industriels représentent la plus grande part de la réponse à la demande, une tendance similaire étant observée en Ontario et au Québec (Çam et coll. 2026). Cependant, malgré leur part prépondérante, un potentiel important de participation industrielle reste inexploité (Nippard, Gaede 2025). Les juridictions adoptent des modalités différentes pour la gestion de la demande industrielle, allant de la participation volontaire à obligatoire. Ces programmes s'appliquent à tous les types de marchés.

- ◇ **Inciter les utilisateurs industriels à éviter les plus grands pics annuels est généralement plus rentable que de se concentrer sur les heures de pointe quotidiennes.** Les outils encourageant la réduction de la charge industrielle pendant les heures de pointe annuelles du réseau (programmes de gestion des pics simultanés) optimisent l'utilisation du réseau existant et limitent le besoin d'ajouter de nouvelles capacités ou d'investissements prématurés (Shen 2025). En revanche, les outils qui déplacent la charge quotidiennement (par exemple, la tarification en fonction des heures d'utilisation) exigent des changements de comportement plus fréquents de la part de l'industrie, sans pour autant apporter un bénéfice équivalent au réseau. Les outils spécifiques à chaque site industriel (par exemple, le prix marginal local) sont moins prévisibles dans le temps que les outils systémiques basés sur le temps.
- ◇ **La flexibilité de la demande industrielle va au-delà de la réduction de la consommation et nécessite des investissements derrière le compteur.** Les investissements derrière le compteur, comme l'installation de panneaux solaires et de batteries sur site, permettent aux consommateurs industriels de produire et de stocker de l'électricité pendant les heures creuses, lorsque les prix sont plus bas, et de l'utiliser pendant les heures de pointe, lorsque les prix sont plus élevés (Power Advisory 2021). Cependant, la production, le stockage, les systèmes de contrôle et la modernisation des processus derrière le compteur requièrent souvent un investissement initial. L'industrie a besoin d'incitatifs suffisants ou d'un soutien adéquat pour innover et investir dans les technologies derrière le compteur (Anisie et Boshell 2019). Certains incitatifs fédéraux existent. Par exemple, les batteries installées derrière le compteur sont admissibles à un crédit d'impôt de 30 % pour investissement dans l'énergie propre (Ressources naturelles Canada, s.d.). La capacité actuelle varie d'une province canadienne à l'autre, l'Ontario étant en tête pour l'énergie solaire derrière le compteur (Dunsky Energy + Climate 2023). La flexibilité industrielle prend d'autant plus d'importance à mesure que la demande industrielle augmente.
- ◇ **La fixation de tarifs concurrentiels pour les utilisateurs industriels commence généralement par la répartition des coûts du réseau selon le principe de causalité des coûts.** Dans certaines juridictions, où les cadres de répartition des coûts ne sont pas conformes à ce principe, l'industrie subventionne indirectement le tarif de l'électricité des autres consommateurs. Ces désalignements peuvent s'aggraver lors de périodes de croissance rapide du réseau, lorsque les méthodes traditionnelles de répartition des coûts ne permettent plus de suivre l'évolution des responsabilités. Cela peut nuire à la compétitivité des tarifs d'électricité pour les nouveaux clients industriels comme pour les clients existants (Hakim et coll. 2025). Remédier à ces désalignements représente un levier pour améliorer la compétitivité industrielle.

# 9

## La prévisibilité des politiques climatiques

---

L'incertitude entourant les politiques climatiques nuit aux investissements dans l'électricité propre et l'électrification. Les provinces et territoires qui ne peuvent pas offrir aux investisseurs dans les projets éoliens, solaires et de stockage par batteries une prévisibilité et une clarté quant à leurs objectifs et à leurs actions en matière de lutte contre les changements climatiques (aujourd'hui et à l'avenir) passeront à côté d'investissements importants (Baker et coll. 2016; Gavriilidis et coll. 2026).

Bien que les technologies éoliennes, solaires et de stockage par batteries soient de plus en plus compétitives sur le plan des coûts dans de nombreux marchés sans soutien direct des politiques publiques (voir la [section 2](#)), les politiques, notamment leur prévisibilité, demeurent importantes pour attirer des capitaux, notamment leur prévisibilité.

À ce jour, l'atténuation des changements climatiques a constitué la principale motivation des gouvernements du monde entier pour prendre ces mesures, bien que les avantages économiques et ceux liés à la sécurité énergétique de l'électricité propre aient gagné en importance récemment. Or, à mesure que les marchés stimulent davantage les investissements dans les énergies renouvelables, des changements de politique imprévisibles risquent de miner la confiance des investisseurs et de compromettre la compétitivité mondiale d'une juridiction lorsqu'il s'agit d'attirer des capitaux (Fulghum et coll. 2026).

## 9.1

### Pourquoi la prévisibilité des politiques climatiques est (toujours) importante pour les investissements dans l'électricité propre

Les investisseurs dans des projets à long terme, tels que les actifs de production ou les lignes de transport d'électricité, ont besoin de l'assurance que les gouvernements ne supprimeront pas soudainement le soutien existant ni ne prendront de mesures qui augmentent les risques ou les coûts liés au développement de nouveaux projets. Une incertitude élevée quant à l'engagement présent et futur d'un juridiction envers l'électricité propre et l'électrification augmentera directement les coûts de financement de ces projets et rendra le marché moins attrayant pour les investisseurs (Basaglia et coll. 2025).

La prévisibilité des politiques a également des effets positifs sur le réseau électrique d'une juridiction dans son ensemble. Elle contribue à attirer des soumissions de projets plus compétitives et, en fin de compte, à contenir les coûts d'électricité à long terme. À l'inverse, les changements de politique qui rendent soudainement non rentables des projets et des installations électriques ont des répercussions négatives sur l'emploi et le développement économique régional.

**« L'adoption de cibles à long terme pour la décarbonation et la mise en œuvre d'instruments de politiques de soutien constituent deux éléments essentiels d'une politique climatique "favorable à l'investissement", c'est-à-dire une politique qui renforce la confiance des investisseurs et réduit les risques financiers (Banque mondiale 2020; Hamilton 2009). »**

Plusieurs experts interrogés dans le cadre de nos entretiens de recherche (voir l'[Annexe A](#)) ont souligné comment les cibles de décarbonation inscrites dans la loi peuvent servir à orienter la transformation des réseaux énergétiques vers l'électricité propre et ainsi réduire les risques liés aux investissements dans ce domaine. Les cibles à l'échelle de l'économie peuvent stimuler l'électrification et la demande d'électricité propre, tandis que les cibles sectorielles favorisent le changement au sein des institutions et des marchés de l'électricité caractérisés par une forte inertie, notamment par la planification des services publics d'électricité et la surveillance réglementaire (Rémont 2025). L'incertitude quant à la pérennité et à la mise en œuvre des cibles climatiques dissuade les planificateurs du réseau, les services publics d'électricité et les organismes de réglementation de modifier leurs processus décisionnels.

Un exemple concret : les critères d'évaluation des effets des projets illustrent comment les cibles climatiques peuvent réduire les risques pour les investisseurs dans l'électricité propre. Ces évaluations déterminent si les projets sont dans l'intérêt public. En l'absence de cibles d'émissions contraignantes, les évaluations de projets ont un mandat très limité, voire inexistant, pour tenir compte des répercussions climatiques d'un projet dans leur détermination de l'intérêt public. En revanche, la prise en compte des répercussions climatiques négatives d'une centrale au gaz, par exemple, peut accroître le risque relatif de rejet du projet par rapport à un projet d'énergie éolienne.<sup>3</sup>

Les instruments de politique tels que les mécanismes de tarification du carbone, les marchés du carbone, les tarifs de rachat, les normes technologiques et les incitatifs fiscaux soutiennent le déploiement de l'électricité propre et corrigent les lacunes des politiques publiques et du marché qui ralentissent les investissements. Par exemple, les instruments de tarification du carbone internalisent le coût des changements climatiques et rendent les investissements dans l'électricité propre plus compétitifs par rapport aux solutions conventionnelles.

Dans les réseaux électriques à planification centralisée, cela signifie qu'une tarification du carbone prévisible crée soit une incitation, soit une obligation pour un service public d'électricité réglementé de privilégier l'électricité non émettrice, puisque c'est l'option la moins coûteuse une fois la tarification du carbone prise en compte. Dans les réseaux pilotés par le marché, une tarification du carbone claire et prévisible crée un signal de marché à l'intention des producteurs d'électricité indépendants en faveur de la production d'électricité non émettrice.

L'incertitude quant aux changements de politique peut ralentir les investissements dans l'électricité propre, mais tout changement de politique n'est pas intrinsèquement négatif. À mesure que le monde évolue, les gouvernements devraient adapter les politiques climatiques aux nouvelles circonstances ou aux chocs externes. Par exemple, les incitatifs à l'investissement dans les technologies éoliennes, solaires et de stockage par batteries devraient être revus à mesure que les coûts de ces technologies diminuent afin d'éviter des subventions excessives. Néanmoins, des changements de politique fréquents et substantiels qui modifient considérablement le profil risque-rendement des projets d'électricité propre peuvent nuire à la confiance des investisseurs dans la prévisibilité des politiques publiques d'une juridiction et compromettre la crédibilité des engagements futurs.

---

<sup>3</sup> . À titre d'exemple, la Commission de l'énergie de l'Ontario a rejeté en 2023 la proposition d'Enbridge de construire le gazoduc Saint-Laurent à Ottawa, en citant explicitement les cibles de carboneutralité comme facteur déterminant dans sa prise de décision (Beer 2023).

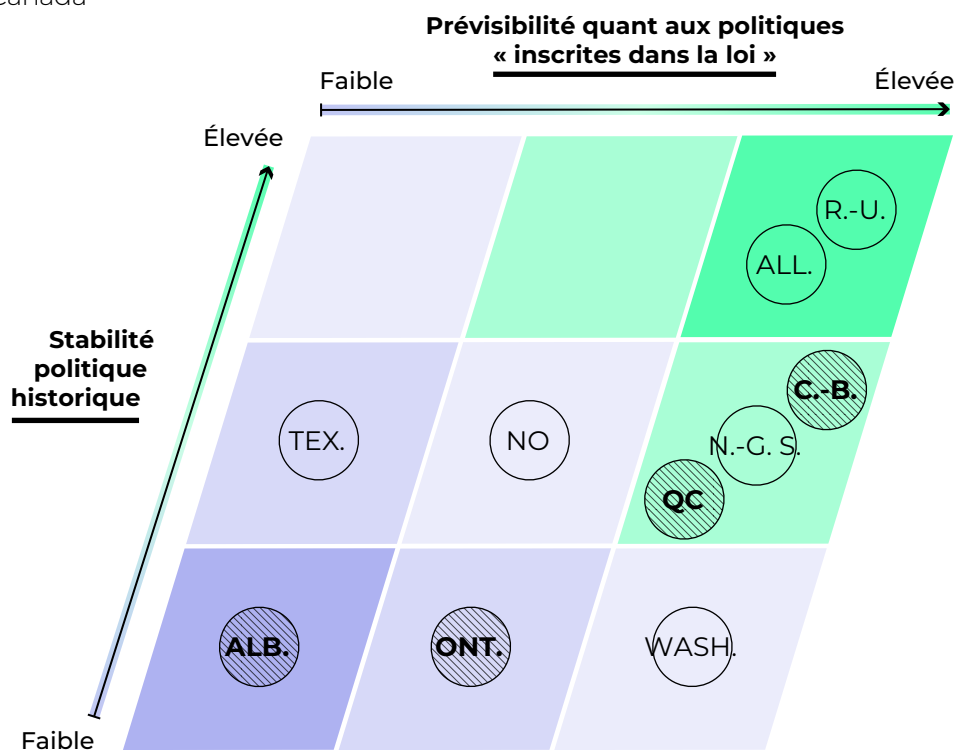
## 9.2 Comparaison du rendement entre différentes juridictions

Cet indicateur mesure le degré de prévisibilité des politiques climatiques d'une juridiction pour les investisseurs dans l'électricité propre. L'évaluation repose sur deux indicateurs :

1. La prévisibilité des politiques climatiques « sur papier », fondée sur l'existence de cibles de décarbonation à long terme (2040 ou 2050) inscrites dans la loi et d'instruments de politique mis en œuvre pour les atteindre ;
2. La stabilité des politiques climatiques de la juridiction au cours des dix dernières années. La prévisibilité des politiques climatiques varie d'une province à l'autre (voir la **Figure 14** et le **Tableau 6**). La moitié des juridictions (l'Allemagne, le Royaume-Uni, la C.-B., le Québec et la Nouvelle-Galles du Sud) offrent des niveaux de prévisibilité relativement élevés, comparativement à l'Alberta, à l'Ontario et au Texas, dont les niveaux sont relativement faibles. La Norvège et l'État de Washington se situent entre les deux.

**Figure 14 • Les cibles et les incitatifs peuvent signaler la prévisibilité, mais l'instabilité historique des politiques peut en réduire la crédibilité. La prévisibilité des politiques climatiques varie considérablement d'une province à l'autre au Canada**

La prévisibilité des politiques climatiques varie considérablement d'une province à l'autre au Canada



Pour les sources et la méthodologie, voir le [Rapport technique](#).

Quelques observations se dégagent concernant les différences et similitudes entre les provinces affichant des niveaux élevés ou faibles de prévisibilité des politiques climatiques.

Les juridictions où la prévisibilité des politiques est relativement élevée harmonisent leurs cibles et leurs instruments de politique avec ceux des gouvernements de niveau supérieur. L'Allemagne, le Royaume-Uni et la Norvège alignent leurs cibles sur celles de l'Union européenne (partiellement dans le cas de la Norvège) et coordonnent la conception de leurs instruments de politique avec le système européen d'échange de quotas d'émissions. La C.-B. et le Québec ont élaboré leurs propres cibles et régimes de tarification du carbone industriel, en harmonie avec le Règlement sur l'électricité propre (REP) fédéral et le système de tarification fondé sur le rendement (STFR) dans leurs formes actuelles. Ces règlements pourraient être modifiés en raison de la nouvelle stratégie fédérale sur l'électricité et du protocole d'entente entre l'Alberta et le gouvernement fédéral (voir ci-dessous).

Les juridictions affichant des niveaux de prévisibilité relativement faibles ne bénéficient pas d'une politique climatique multiniveau coordonnée. Au Texas et dans l'État de Washington, les reculs des grandes politiques d'énergie propre par le gouvernement fédéral américain en 2025 (notamment des éléments clés de la *Loi sur la réduction de l'inflation*) ont engendré une instabilité des politiques à l'échelle des États, malgré la stabilité de leurs propres cibles et politiques. Au Canada, l'Alberta et l'Ontario ont récemment manifesté un manque de coordination avec la politique fédérale. Par exemple, les deux gouvernements se sont opposés au REP et ont contesté sa constitutionnalité devant les tribunaux (Gouvernement de l'Ontario 2025a).

L'accord de mise en œuvre signé en mai 2026 entre l'Alberta et le gouvernement fédéral témoigne d'une collaboration accrue entre ces gouvernements pour l'avenir et crée une occasion de plus grande stabilité dans les marchés canadiens du carbone industriel, bien qu'à un niveau de rigueur moins élevé (soit des prix du carbone nominaux) que ce qui avait été indiqué précédemment. Le protocole d'entente fixe les prix nominaux et les prix planchers du filet de sécurité fédéral jusqu'en 2040 et introduit également des mécanismes financiers, tels que les contrats de couverture des fluctuations du prix du carbone, afin de renforcer la confiance des investisseurs dans ces prix. Bien que cet accord de mise en œuvre contribue dans un premier temps à l'instabilité des marchés du carbone en Alberta, il peut accroître la prévisibilité du système de tarification industrielle de la province «sur papier». Il n'est pas encore établi comment la C.-B., l'Ontario et le Québec adapteront leurs cibles et leurs politiques «sur papier» en réponse aux changements apportés au filet de sécurité fédéral par le protocole d'entente. En particulier, le couplage du marché du carbone québécois avec le système californien (c'est-à-dire la coordination transfrontalière des politiques) pourrait s'avérer plus stabilisateur à long terme que l'harmonisation avec le filet de sécurité fédéral abaissé.

Une similitude entre toutes les juridictions est le recours à la tarification du carbone comme principal instrument pour mobiliser les investissements dans les technologies d'électricité propre et l'électrification industrielle (un facteur clé de la demande d'électricité propre). Toutes les juridictions, à l'exception du Texas, ont mis en œuvre un régime de tarification des émissions ou y participent, certains plus récemment (p. ex., la Nouvelle-Galles du Sud et l'État de Washington) que d'autres (p. ex., la Norvège et l'Alberta). Ce constat reflète une tendance mondiale vers les mécanismes de tarification (Banque mondiale 2025).

Notre analyse révèle que le Texas fait figure d'exception en ce qui concerne la relation entre l'imprévisibilité des politiques climatiques et les investissements dans l'électricité propre. Aujourd'hui, le Texas attire des investissements importants dans des projets éoliens, solaires et de stockage par batteries malgré de faibles niveaux de prévisibilité des politiques climatiques (Wagner, Arango 2025). Ces investissements ont été portés par l'excellence des ressources de l'État, les économies d'échelle (réalisées en grande partie grâce aux politiques passées en matière d'électricité propre), les marchés déréglementés et la simplification des processus d'autorisation, et ce, en l'absence de cibles ou d'instruments de politique officiels au cours des dix dernières années. Une norme de portefeuille d'énergie renouvelable était en vigueur de 1999 à 2015 et a contribué à mobiliser des investissements importants dans les énergies renouvelables et à réaliser des économies d'échelle. Depuis, le Texas s'est caractérisé par une absence constante de politique climatique : les investisseurs savaient à quoi s'attendre. Cependant, le retrait du gouvernement américain en 2025 a récemment créé une certaine instabilité, sans toutefois affecter les solides facteurs fondamentaux de l'État.

Toutes les juridictions, mêmes celles qui présentent de bons résultats sur l'indicateur de prévisibilité, sont touchés par la hausse généralisée de l'incertitude économique mondiale et les turbulences dans la politique climatique mondiale, largement attribuables aux changements de politique de l'administration Trump aux États-Unis, ou y réagissent. Les gouvernements de tous les territoires de notre échantillon accordent la priorité à la croissance économique, à l'emploi, à la compétitivité et à la sécurité dans leurs programmes politiques. Bon nombre d'entre eux ont soit mis en œuvre (le Canada, la C.-B., le Québec) soit envisagé publiquement (l'Allemagne, la Nouvelle-Galles du Sud) des reculs en matière de politiques climatiques. Mais tandis que certains gouvernements font marche arrière, la transition vers l'énergie propre avance et les marchés mondiaux de l'énergie propre sont en plein essor, ayant attiré plus de 2 000 milliards de dollars américains en 2025 (Beck 2025; AIE 2025).

**Tableau 6 • Rendement des juridictions en matière de prévisibilité des politiques climatiques**

JURIDICTION	COMMENTAIRE	NOTE (1 À 5)
<b>Réseaux pilotés par le marché</b>		0 1 2 3 4 5
<b>ALBERTA</b>	Avec le REP suspendu, il n'existe aucune cible à long terme inscrite dans la loi pour l'électricité propre; le TIER est la seule source de prévisibilité des politiques, mais il a été fragilisé par les récents changements.	
<b>TEXAS</b>	La solidité économique des projets compense l'absence de cibles et d'instruments; mais le retrait drastique de la politique fédérale crée de l'incertitude.	
<b>Réseaux de marché coordonnés</b>		
<b>ROYAUME-UNI</b>	Prévisibilité élevée «sur papier» et bilan de stabilité des politiques.	
<b>ALLEMAGNE</b>	Prévisibilité élevée «sur papier» et bilan de stabilité des politiques.	
<b>ONTARIO</b>	L'absence de cible à l'échelle de l'économie inscrite dans la loi réduit la prévisibilité «sur papier»; le REP constitue la seule cible à long terme pour l'électricité; historique d'instabilité des politiques.	
<b>NOUVELLE-GALLES DU SUD</b>	Prévisibilité élevée des politiques «sur papier», mais les principales dispositions législatives sont encore récentes.	
<b>Réseaux à dominante hydroélectrique</b>		
<b>ÉTAT DE WASHINGTON</b>	Des cibles inscrites dans la loi et des politiques mises en œuvre existent. L'instabilité de la politique fédérale crée de l'incertitude.	
<b>COLOMBIE-BRITANNIQUE</b>	Prévisibilité élevée des politiques «sur papier», mais les récents reculs d'instruments ont entraîné une certaine instabilité.	
<b>QUÉBEC</b>	Prévisibilité élevée des politiques «sur papier», mais les récents reculs d'instruments ont entraîné une certaine instabilité.	
<b>NORVÈGE</b>	Une certaine instabilité passée des politiques due à l'opposition publique à l'éolien terrestre; l'absence de cible inscrite dans la loi pour l'électricité propre réduit la prévisibilité des politiques «sur papier».	

## 9.3 Constats

Des implications pour les politiques publiques se dégagent de cette comparaison de la prévisibilité des politiques climatiques :

- ◇ **En cette période de forte incertitude économique et de turbulences politiques mondiales, la prévisibilité des politiques climatiques est la clé pour attirer les investisseurs dans l'électricité propre et participer au marché en plein essor de l'énergie propre.** Des engagements stables et prévisibles ainsi que des actions crédibles sont essentiels. Sans eux, les capitaux se dirigeront vers des marchés offrant de moindres risques. À mesure que les coûts des technologies d'électricité propre diminuent, la prévisibilité des politiques demeure cruciale pour l'investissement. Offrir aux investisseurs une stabilité des politiques alors que les États-Unis s'éloignent de leurs engagements climatiques et de leurs investissements dans l'énergie propre constitue un avantage concurrentiel. Dans ce monde incertain, la crédibilité est la monnaie d'échange, et la récompense est une part des milliers de milliards de dollars d'investissements qui affluent dans les marchés de l'énergie propre (Victor 2026).
- ◇ **La collaboration en matière de politique climatique entre les ordres de gouvernement peut renforcer la prévisibilité lorsque les cibles sont harmonisées et les instruments coordonnés (Gibson et coll. 2025).** À l'inverse, un manque de coordination et de collaboration entre les ordres de gouvernement peut engendrer davantage d'instabilité et d'incertitude. Par exemple, la Norvège et le Royaume-Uni ont délibérément harmonisé leurs systèmes de tarification du carbone avec le régime d'échange européen, ce qui peut contribuer à accroître la confiance des investisseurs. À l'inverse, la stabilité des politiques au Texas et dans l'État de Washington a été fragilisée par les changements rapides de la politique fédérale américaine en 2025. Élaboré de façon concertée, le protocole d'entente entre le gouvernement fédéral et l'Alberta offre une occasion de renforcer la prévisibilité des politiques pour l'avenir, en Alberta et possiblement dans d'autres provinces canadiennes. Toutefois, l'accroissement de la prévisibilité des politiques se fait au prix d'incitatifs plus faibles à investir dans l'électrification et l'électricité à faible teneur en carbone.
- ◇ **Les systèmes de tarification du carbone sont des moteurs d'investissement clés au Canada et dans les juridictions comparables, et la stabilité de ces systèmes dans le temps contribue à la confiance des investisseurs.** Toutes les juridictions, à l'exception du Texas, ont mis en œuvre une tarification des émissions, ce qui reflète une tendance mondiale (Banque mondiale 2025). L'efficacité des systèmes de tarification à stimuler l'investissement dépend de leur prévisibilité et de leur stabilité dans le temps. Par exemple, le système TIER de l'Alberta a contribué à accroître la capacité de production d'énergie renouvelable de la province de 221% entre 2010 et 2023, mais les modifications apportées à la politique en 2025 ont accru l'incertitude pour les investisseurs (Brown et coll. 2025; CER 2025).

# 10

## Résumé comparatif

---

Les résultats varient d'une juridiction à l'autre selon les six conditions, et l'importance de chacune varie selon le contexte du système. Il est donc important de ne pas examiner une condition de façon isolée, mais de considérer le portrait des résultats d'une juridiction pour l'ensemble des conditions pertinentes (**Figure 15**).

En particulier, l'accès à des infrastructures hydroélectriques modifie considérablement les conditions les plus importantes ainsi que l'interprétation des résultats. Ces différences ont des répercussions importantes sur les constats en matière de politique publique dans un contexte canadien.

De prochaines publications de cette série analyseront en détail les conditions les plus importantes pour des provinces canadiennes spécifiques et examineront les répercussions sur leurs politiques.

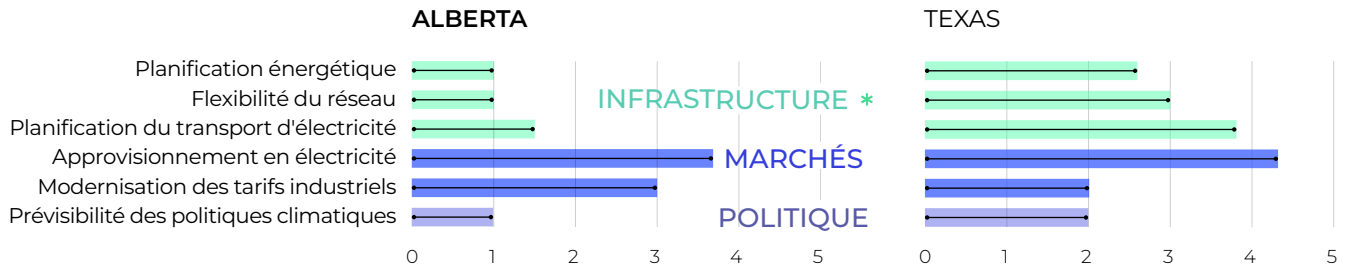
Les juridictions à dominante hydroélectrique (p. ex., la C.-B., le Québec) partent d'une position avantageuse, avec une électricité propre ainsi que flexible et de grandes lignes de transport d'électricité reliant ces grandes capacités de production, souvent éloignées, aux centres urbains. Ces réseaux flexibles disposent déjà d'une capacité intégrée pour équilibrer l'énergie éolienne et solaire variable sur des périodes allant de quelques heures à plusieurs jours, voire plusieurs saisons. Les signaux politiques en matière de flexibilité et d'électricité propre ont une importance légèrement moindre que dans les juridictions qui ne bénéficient pas de ces avantages concurrentiels de départ.

Toutefois, ces juridictions varient considérablement en ce qui concerne l'ouverture des marchés à la concurrence et aux investissements privés dans la production d'électricité (Sudhakar 2025). Ce n'est qu'au cours de la dernière décennie que les coûts de l'énergie éolienne, solaire et de stockage par batteries ont suffisamment diminué pour que ces technologies soient plus compétitives que les investissements dans les barrages hydroélectriques sur la base des coûts sur la durée de vie. Ces juridictions en sont généralement à un stade plus précoce de leur déploiement de l'énergie éolienne et solaire que les autres du groupe. L'avantage que représente l'hydroélectricité à faible coût crée également des défis supplémentaires, la nouvelle production exerçant une pression à la hausse sur les tarifs et créant une incitation plus forte à une planification énergétique prudente. Compte tenu de cette position de départ, la planification énergétique, l'approvisionnement et les tarifs revêtent une importance particulière dans les juridictions à dominante hydroélectrique.

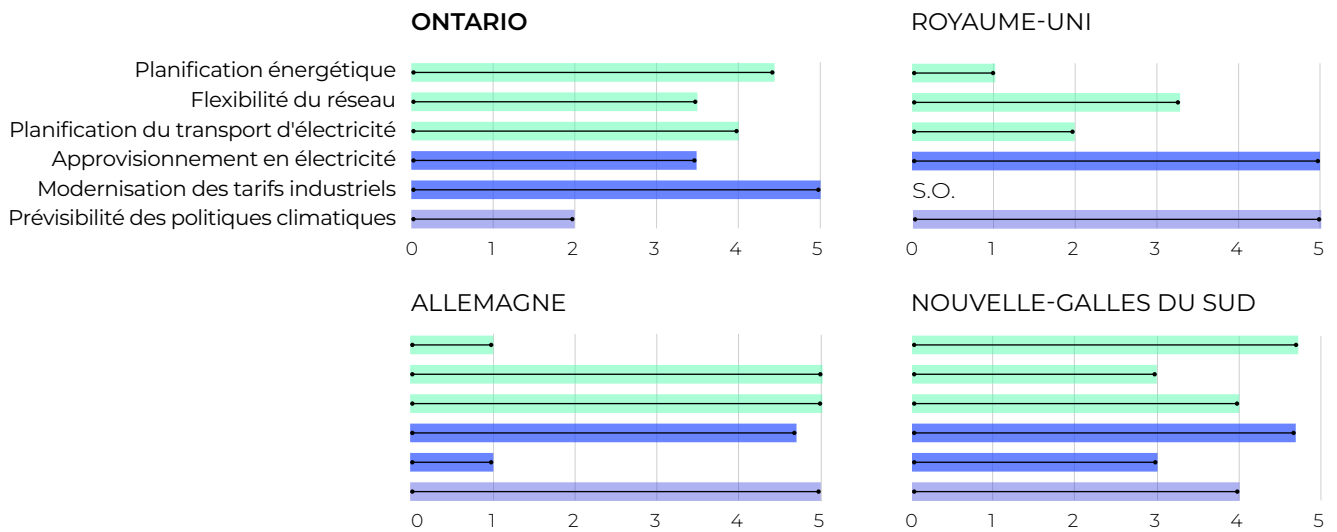
À l'inverse, les juridictions disposant de moins de ressources hydroélectriques (p. ex., l'Alberta, l'Ontario) doivent généralement développer la flexibilité de leur réseau plutôt que de s'appuyer uniquement sur la flexibilité existante. Le déploiement de l'énergie éolienne et solaire est généralement plus avancé dans ces juridictions au sein de notre groupe, de sorte que les contraintes liées au transport d'électricité et au réseau associées à l'intégration de ces nouvelles sources de production sont plus visibles. Ces problèmes, s'ils ne sont pas résolus, constituent un obstacle à de nouveaux investissements. Les tarifs demeurent importants, comme partout ailleurs, d'autant plus que les prix de l'électricité sont généralement plus élevés que dans les juridictions à dominante hydroélectrique (**Figure 1**). Enfin, ayant davantage à accomplir que leurs homologues à dominante hydroélectrique, on observe une plus grande diversité dans les engagements politiques envers l'électricité propre dans les juridictions à faible capacité hydroélectrique.

**Figure 15 • Les juridictions doivent s'employer à améliorer différentes conditions pour être prêts pour le réseau de demain**

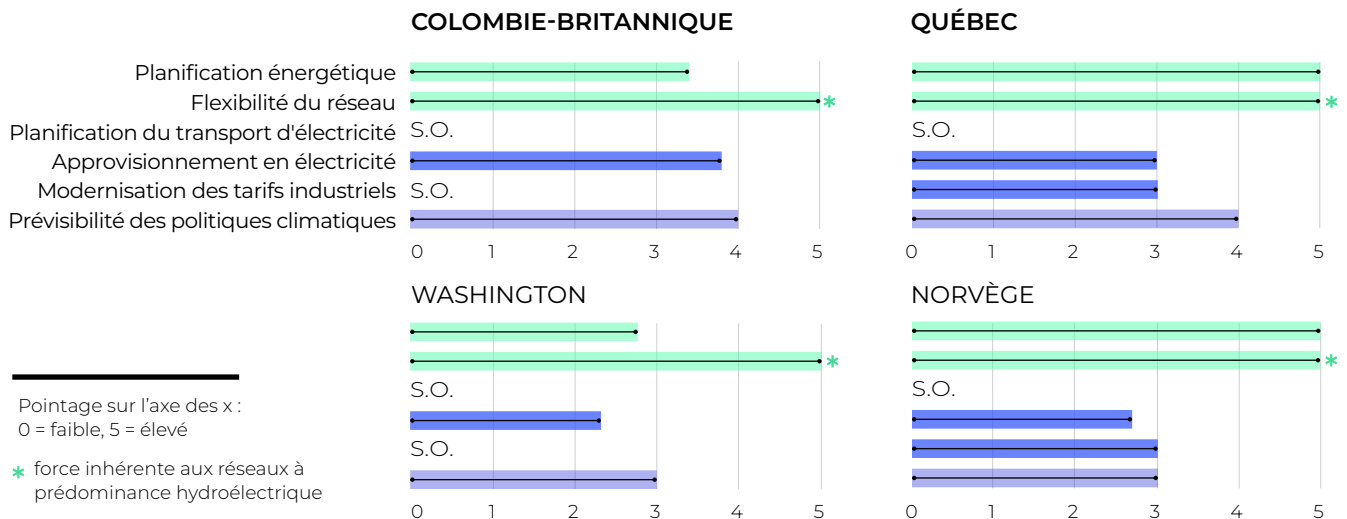
*Réseaux axés sur le marché*



*Réseaux de marché coordonnés*



*Réseaux axés sur l'hydroélectricité*



Pointage sur l'axe des x :  
0 = faible, 5 = élevé  
\* force inhérente aux réseaux à prédominance hydroélectrique

# 11

## Recommandations

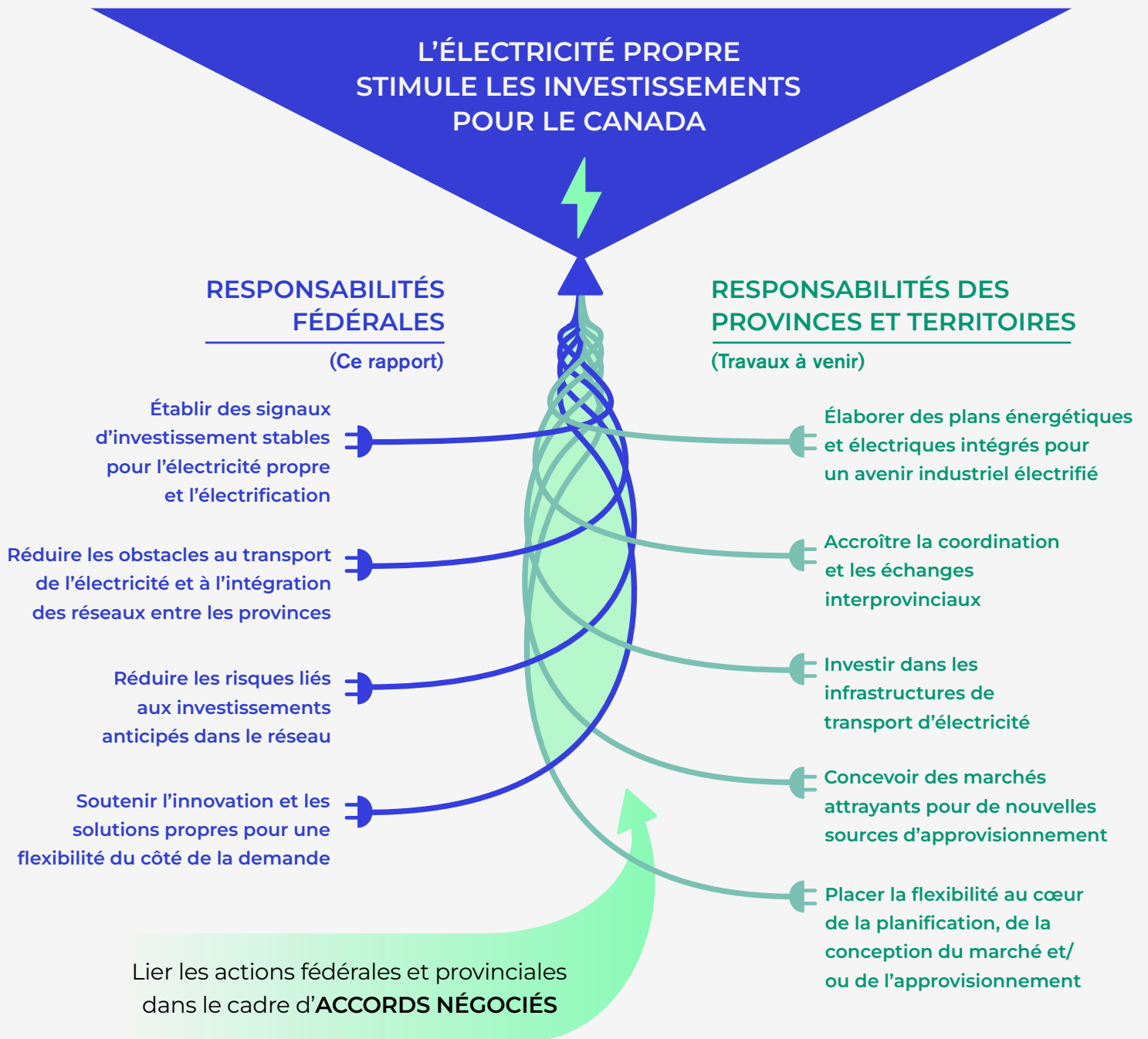
---

Notre comparaison des réseaux électriques dans les provinces et territoires canadiens a mis en évidence des risques et des possibilités pour la politique énergétique.

Les provinces ont clairement l'occasion de moderniser davantage leurs marchés et politiques énergétiques afin de renforcer leur avantage comparatif dans la concurrence pour attirer les investissements. Nous reviendrons sur des recommandations stratégiques propres aux provinces dans de prochaines publications plus tard cette année.

Parallèlement, le fédéralisme est un facteur déterminant dans le contexte des réseaux électriques du Canada. Les avantages économiques et plus généraux de la modernisation des réseaux électriques régionaux s'étendent au-delà des frontières provinciales. Tout en respectant les champs de compétences provinciales, le gouvernement fédéral peut créer des conditions favorables à la réussite des provinces dans leur démarche de mise en place de réseaux électriques plus compétitifs, qui transforment les investissements dans le secteur en investissements industriels plus larges et en croissance économique. Ces recommandations complètent l'action provinciale.

**Figure 16 • Des politiques fédérales peuvent aider les provinces à construire des réseaux d'électricité favorisant la croissance économique**



---

## Recommandation 1

### **Le gouvernement fédéral devrait appuyer de nouveaux processus de coopération pour la planification énergétique interprovinciale, axés sur le partage d'information et l'établissement d'objectifs à court terme, ainsi que sur la création de nouvelles institutions intergouvernementales à plus long terme.**

Bien que l'électricité relève principalement, et à juste titre, de la compétence provinciale, l'expansion des réseaux électriques du Canada est également de plus en plus une question économique nationale aux répercussions nationales, qui appelle à la coopération. La croissance économique et l'électricité sont indissociables : sans infrastructures suffisantes et sans tarifs concurrentiels, le Canada passera à côté d'occasions réelles, aujourd'hui et à l'avenir. Une meilleure coordination interprovinciale des réseaux électriques du Canada pourrait permettre une utilisation plus efficace des infrastructures et contribuer à des tarifs concurrentiels, mais ces efforts sont freinés par des incitatifs fragmentés et une prise de décision éclatée entre les juridictions.

Les incitatifs actuels encouragent les provinces à adopter des stratégies régionales non coordonnées. Chaque province ne tire qu'une partie des avantages de la coopération transfrontalière, tout en assumant potentiellement une grande partie des coûts politiques, financiers et de planification. Les infrastructures interprovinciales cana-

diennes existantes ne sont pas pleinement utilisées, en partie en raison de ces frictions (Harland 2025b). Les efforts de coordination fédérale ont évalué et constaté les avantages nets d'un accroissement du transport d'électricité interprovincial par le passé (RECSI 2018), mais se sont arrêtés avant d'aborder les aspects pratiques, notamment la répartition de ces coûts et avantages.

La coordination régionale doit être ancrée dans les provinces pour que des progrès concrets puissent être réalisés, car elles détiennent les principaux leviers opérationnels, de planification et réglementaires en matière d'électricité (et sont responsables devant les consommateurs provinciaux). Toutefois, l'initiative provinciale peut être soutenue par un cadre fédéral-provincial concret qui crée une base de données probantes commune et favorise une répartition équitable des coûts et des avantages. Les Nations autochtones dépassent également les frontières provinciales et ont un rôle unique à jouer dans la planification régionale de l'électricité, ce qui nécessite une reconnaissance formelle (von der Porten et coll. 2024). Toute approche crédible de coordination régionale doit également inclure les dirigeants autochtones (Leslie, White 2026).

L'établissement d'un cadre commun ne devrait pas être interprété comme un empiètement fédéral sur les compétences provinciales, car une telle interprétation constituerait un obstacle à une plus grande coordination. Le rôle fédéral devrait être ciblé dans sa portée, visant à appuyer les provinces et axé sur le comblement rapide des lacunes liées à la réalisation des idées décrites ci-dessus.

Compte tenu de l'urgence, il devra probablement s'appuyer en premier lieu sur les institutions existantes. Par exemple :

- ◇ Le gouvernement fédéral peut créer un processus pour établir des liens entre les stratégies économiques et de sécurité nationale fédérales, notamment en matière d'intelligence artificielle, de minéraux critiques, de défense et de grands projets, et leurs répercussions pour le secteur de l'électricité (ISDE s.d.). D'autres juridictions (comme le Royaume-Uni) établissent de façon proactive des liens entre les exigences en matière d'infrastructure électrique et leurs stratégies industrielles (Department of Business and Trade, 2025). Le Canada dispose déjà d'un organisme de réglementation de l'énergie dont le mandat comprend le partage d'information, et pourrait formaliser la circulation de l'information, du moins à court terme, afin de fournir des renseignements cohérents aux responsables provinciaux de la planification du réseau.
- ◇ Le gouvernement fédéral peut soutenir l'élaboration de lignes directrices pour l'évaluation des avantages et la répartition des coûts des infrastructures de transport d'électricité interprovinciales (tant entre les provinces qu'avec le gouvernement fédéral, conformément au test national décrit dans la recommandation 2). Ces travaux peuvent s'inspirer des approches fondées sur le principe du bénéficiaire-payeur utilisées dans des juridictions comme l'Australie et l'Union européenne (TasNetworks 2019, ACER s.d.). Cela ne remplacerait pas les négociations bilatérales provinciales.

Cela donnerait aux provinces un cadre plus clair sur lequel s'appuyer, réduirait l'incertitude et faciliterait la coopération. Ces travaux pourraient être confiés à la Régie de l'énergie du Canada, à l'association canadienne des organismes de réglementation de l'énergie (CAMPUT) ou à un groupe de travail de la Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines.

Avec le temps, le Canada aura probablement besoin d'un cadre plus solide et plus durable pour la planification et la coordination intergouvernementales en matière d'électricité. Cela pourrait nécessiter un nouvel organisme de coordination doté d'une responsabilité claire pour la coordination des plans provinciaux, le maintien d'une base de données probantes commune et le soutien à la planification régionale, à l'instar des modèles européen et australien (McPherson 2025). Une telle démarche devra probablement être construite selon une approche ascendante. Une option pragmatique commence par la coopération régionale, en utilisant des initiatives bilatérales ou régionales réussies pour tester des méthodes de planification communes, des règles communes en matière de fiabilité et d'accès, ainsi que des processus de règlement des différends (Morton 2026).

---

## Recommandation 2

### **Le gouvernement fédéral devrait mobiliser de façon ciblée son bilan national pour soutenir l'expansion anticipée des réseaux électriques lorsqu'elle présente un avantage d'intérêt national.**

Les travaux de planification réalisés pour ce rapport ont mis en évidence une tension récurrente : les provinces font face à de véritables arbitrages qui les incitent à la prudence dans le développement du réseau, même si la croissance industrielle et l'électrification exigent le contraire. Les investissements dans le transport d'électricité et dans les infrastructures favorisant le développement du réseau impliquent de longs délais, d'importants bilans financiers et des avantages partagés entre les régions. Ces avantages s'accumulent également sur des décennies, ce qui rend injuste le fait de faire peser l'intégralité de leurs coûts sur les seuls consommateurs provinciaux d'aujourd'hui. Lorsqu'un projet génère des avantages nets pour le Canada dans son ensemble, il est raisonnablement justifié de faire appel au bilan du gouvernement fédéral pour partager les risques et apporter un soutien.

Sur cette base, nous recommandons que le gouvernement fédéral élabore et déploie d'abord un test national pour déterminer quand le soutien fédéral est justifié pour les infrastructures de transport d'électricité (tant à l'intérieur des provinces qu'entre elles) (Harland, Sudhakar 2026).

Ce test devrait uniformiser les principes de partage des coûts entre le gouvernement fédéral et les provinces, et distinguer les projets à faible risque qui nécessitent principalement un financement des projets qui justifient un soutien fiscal plus important. Le Canada n'est pas seul dans sa situation. Aux États-Unis et en Australie, où l'électricité relève également des États, le retard des investissements dans le transport d'électricité a incité les gouvernements nationaux à développer des outils de financement pour partager les risques et permettre un développement plus rapide.

Ensuite, le gouvernement fédéral devrait accroître son soutien fiscal aux infrastructures électriques proportionnellement aux avantages identifiés. Cela comprend, sans s'y limiter, l'élargissement des outils existants qui ont fait leurs preuves, comme le financement de l'électricité propre par la Banque de l'infrastructure du Canada (à titre d'exemple, l'institution australienne équivalente, la Clean Energy Finance Corporation, a engagé deux fois le budget du Canada dans le cadre de son fonds Rewiring the Nation pour un système qui produit un tiers de l'électricité; voir AEMC 2023). Par ailleurs, certains projets d'électricité propre pourraient relever des mandats de véhicules d'investissement public tels que le Fonds de croissance du Canada ou le Fonds du Canada pour la prospérité.

Enfin, le soutien fiscal devrait s'accompagner d'attentes visant à garantir une utilisation efficace et équitable des fonds fédéraux supplémentaires destinés au transport d'électricité prévu par cette recommandation.

- ◇ À mesure que le gouvernement fédéral accroît son soutien aux infrastructures de transport d'électricité, il peut également s'attendre à ce que les provinces garantissent une utilisation efficace de ces fonds. Cela peut comprendre (i) l'évaluation des solutions les moins coûteuses aux nouvelles lignes de transport d'électricité (c'est-à-dire le stockage par batteries, la flexibilité de la demande et les technologies d'amélioration du réseau), et (ii) les efforts visant à maximiser l'utilisation des actifs existants à court terme grâce à une plus grande transparence concernant la capacité disponible pour se connecter au réseau existant. Plusieurs juridictions rendent publiquement disponibles des informations spatiales sur les endroits où le réseau dispose de capacités excédentaires pour les producteurs et les utilisateurs potentiels d'énergie. L'Ontario a récemment publié une carte de la capacité du réseau à la suite d'une carte similaire tenue à jour par le réseau national du Royaume-Uni (OEB s.d.; National Grid s.d.)<sup>4</sup> (voir la [section 6.3](#)).
- ◇ Le gouvernement fédéral devrait également fournir des ressources de renforcement des capacités qui aident les communautés autochtones à déterminer comment elles souhaitent se structurer et participer économiquement au développement du réseau, notamment, par la participation au capital (voir la [section 2.3](#)) (von der Porten et coll. 2026).

Cette recommandation permet aux provinces d'investir de façon proactive dans le réseau et donne aux investisseurs une plus grande confiance dans la concrétisation des améliorations structurelles du réseau, ce qui renforce les conditions à moyen terme. Une meilleure transparence pour les producteurs et l'industrie permettra des raccordements plus rapides dans l'intervalle.

---

### Recommandation 3

**Pour garantir la prévisibilité des politiques à long terme aux investisseurs dans l'électricité propre, le gouvernement fédéral devrait aller de l'avant avec un Règlement sur l'électricité propre souple qui ancre les attentes quant aux nouveaux approvisionnements majoritairement propres.**

En cette période d'incertitude économique mondiale et de turbulences politiques, la crédibilité et la stabilité sont essentielles pour attirer les investissements dans l'électricité propre. Une plus grande prévisibilité des politiques réduit les risques financiers pour les investisseurs, ce qui aide les marchés canadiens à attirer des capitaux à long terme, à obtenir des soumissions de projets plus compétitives et à contenir les coûts d'électricité à long terme.

---

<sup>4</sup> . L'Alberta, le Texas et le Québec rendent également l'information spatiale accessible, bien que de différentes façons.

Cela importe d'autant plus maintenant que la nouvelle stratégie nationale sur l'électricité du Canada vise à doubler la capacité du réseau d'ici 2050 et lie explicitement l'accessibilité tarifaire et la compétitivité à une expansion à grande échelle de l'électricité.

Le Règlement sur l'électricité propre peut envoyer un signal clair selon lequel les nouveaux approvisionnements en électricité devront être majoritairement propres, notamment grâce à la production d'électricité propre, au stockage par batteries et à d'autres ressources flexibles. Le Règlement devrait également préserver un rôle limité pour la production existante à partir de gaz naturel afin de répondre aux besoins de pointe et de fiabilité, là où cela est nécessaire. Ces caractéristiques doivent être maintenues pour garantir la prévisibilité des politiques à long terme aux investisseurs dans l'électricité propre. Le gouvernement fédéral devrait rapidement résoudre les modifications à apporter à la politique, afin de réduire l'ambiguïté et l'incertitude quant au traitement de la production au gaz naturel créées par le protocole d'entente entre l'Alberta et le Canada.

Les négociations bilatérales récentes entre l'Alberta et le gouvernement fédéral ont abouti à un accord de mise en œuvre du protocole d'entente qui offre un potentiel de plus grande prévisibilité pour les marchés du carbone industriel au Canada, au prix d'incitatifs plus faibles. D'une part, l'accord a établi une trajectoire de prix du carbone industriel jusqu'en 2040 et introduit des instruments financiers afin de rendre ces prix finançables pour les investisseurs.

D'autre part, l'élaboration concertée de l'accord laisse présager une plus grande durabilité des politiques publiques, puisqu'il a été élaboré entre différents ordres de gouvernement. Cependant, le protocole d'entente a également affaibli le signal de prix global et introduit une instabilité des politiques, tant à court terme en Alberta, à mesure que ces changements entrent en vigueur, qu'à l'échelle nationale, si d'autres provinces modifient également leurs systèmes de tarification fondés sur le rendement en conséquence.

Par conséquent, le Règlement sur l'électricité propre devient un point d'ancrage encore plus important qui envoie des signaux clairs indiquant que le Canada demeure attrayant pour les investissements dans l'électricité propre, et une occasion immédiate pour le gouvernement fédéral de renforcer la prévisibilité des politiques pour les investisseurs. Ce n'est pas le seul signal, mais c'est un signal de plus en plus important qui offre une prévisibilité à long terme sur toute la durée de vie d'un projet, qui s'étend sur plus de trente ans. Il offre également un signal cohérent à l'échelle du pays.

Le gouvernement fédéral devrait clarifier le rôle de la production au gaz naturel dans le cadre du Règlement. La nouvelle stratégie fédérale sur l'électricité confirme l'importance de l'expansion de l'électricité propre, mais ouvre également la porte à des modifications réglementaires au Règlement sur l'électricité propre et ajoute de l'ambiguïté quant au rôle de la production au gaz naturel au-delà du soutien aux périodes de pointe.

Un règlement clair assorti de cibles explicites d'électricité propre envoie des signaux forts aux services publics d'électricité, aux opérateurs de réseau, aux promoteurs de projets et aux chaînes d'approvisionnement et leur donne le temps de planifier. Il aide les investisseurs à décider où construire, donne aux provinces un cadre prévisible pour la planification de l'approvisionnement et du transport d'électricité, et réduit le risque d'actifs échoués qui pourraient augmenter les coûts pour les consommateurs par la suite. Un Règlement sur l'électricité propre solide envoie également des signaux clairs aux organismes de réglementation, établissant clairement les attentes autour des objectifs de carboneutralité à long terme.

Bien que le Règlement doive permettre la production au gaz naturel comme complément aux sources propres et flexibles pour répondre à la demande de pointe, il devrait éviter d'évincer les investissements dans des solutions à croissance rapide et de plus en plus compétitives sur le plan des coûts, soit le stockage par batteries, les interconnexions et la réponse à la demande, que requiert un réseau modernisé.

## Recommandation 4

### **Le gouvernement fédéral devrait faire de la flexibilité du réseau une priorité stratégique dans l'ensemble de ses programmes et utiliser les outils d'investissement fédéraux pour accroître la flexibilité industrielle derrière le compteur.**

Comme nous l'avons vu à la [section 5](#), la flexibilité est l'un des leviers les plus importants pour améliorer l'efficacité du réseau et, par conséquent, pour maintenir des tarifs d'électricité concurrentiels à moyen et à long terme. La flexibilité est unique en ce sens qu'elle peut contribuer à maintenir des tarifs concurrentiels et à soutenir la fiabilité tout en augmentant la disponibilité à court terme de l'approvisionnement (Norris et coll. 2025; Çam et coll. 2026).

Toute stratégie fédérale en matière d'électricité visant à soutenir la compétitivité tarifaire à long terme devrait donc faire de la flexibilité du réseau une priorité stratégique. Cela permettra une plus grande intégration des énergies renouvelables à faible coût et des investissements, tout en réduisant la nécessité d'un développement excessif à mesure que la demande d'électricité augmente. Une partie de cette flexibilité est couverte par les recommandations précédentes qui appuient les interconnexions entre les provinces et, en particulier, avec les voisins disposant d'importantes ressources hydroélectriques.

Mais les politiques fédérales devraient également continuer à soutenir d'autres formes de flexibilité propre, comme le stockage par batteries et d'autres formes de stockage d'énergie à plus long terme qui permettent une adéquation plus active de l'offre et de la demande. À l'heure actuelle, le stockage et la modernisation du réseau sont admissibles dans le Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification, les crédits d'impôt à l'investissement fédéraux et le financement de la Banque de l'infrastructure du Canada, mais ils sont généralement traités dans le cadre du déploiement plus large de l'électricité propre. Une position fédérale plus affirmée consisterait à préciser explicitement que les projets qui accroissent la flexibilité du réseau devraient être priorités.

À la **section 8**, nous avons montré que les consommateurs industriels au Canada (en particulier en Ontario et au Québec) sont disposés à contribuer à la flexibilité du réseau en réduisant leur consommation d'électricité aux heures de pointe en échange de réductions sur leurs factures. Le rendement est déjà relativement fort par rapport aux normes internationales, mais il reste une occasion évidente de faire passer ces efforts à plus grande échelle et de positionner le Canada comme chef de file.

Le gouvernement fédéral devrait appuyer plus délibérément les programmes qui incitent les utilisateurs industriels à contribuer à la flexibilité globale du réseau de manière rentable.

La politique fiscale fédérale est un levier important, car la participation de l'industrie à ces programmes dépend souvent d'investissements initiaux dans des équipements industriels et des systèmes de contrôle. Des outils tels que les crédits d'impôt pour les technologies propres et les déductions pour amortissement peuvent inciter les grands consommateurs d'électricité à investir dans des équipements de flexibilité, comme le stockage par batteries, les systèmes de contrôle et les mises à niveau de procédés, qui leur permettent de réduire ou de décaler leur demande aux périodes de pointe.

La politique fédérale devrait compléter les efforts des provinces pour soutenir la flexibilité industrielle au moyen de tarifs et d'autres incitatifs pour les projets prêts à moduler leur demande aux périodes de pointe les plus importantes de l'année. L'importance et le potentiel de la flexibilité industrielle ne cessent de croître à mesure que la demande d'électricité industrielle augmente en volume et que de nouvelles technologies émergent. Bien menée, la combinaison de politiques publiques peut améliorer la compétitivité tarifaire pour les investisseurs industriels, offrir aux utilisateurs un plus grand choix et une plus grande maîtrise dans la gestion de leur consommation d'énergie, et réduire la pression sur le réseau et les coûts du réseau au fil du temps.

# Glossaire

---

## **Derrière le compteur**

Systèmes de production et de stockage d'électricité installés dans les locaux d'un consommateur qui lui fournissent de l'électricité directement, sans passer par le réseau de transport et de distribution. Ces systèmes peuvent réduire la consommation du réseau et, dans certains cas, générer des revenus en exportant l'électricité excédentaire.

## **Capacité**

Quantité maximale d'électricité qu'un producteur peut produire à un moment donné, mesurée en watts, kilowatts ou mégawatts.

## **Électricité propre**

Électricité produite à partir de sources à faibles émissions ou sans émissions, comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité et l'énergie nucléaire.

## **Réseaux de marché coordonnés**

Réseaux électriques où le gouvernement, les opérateurs de réseau ou les services publics d'électricité participent à la planification centralisée et à l'approvisionnement en nouvelles capacités. La concurrence en gros peut exister, mais les investissements à long terme sont en grande partie orientés par cette planification et cet approvisionnement centralisés.

## **Demande (ou charge)**

Consommation d'électricité à un moment donné.

## **Flexibilité de la demande**

Capacité des utilisateurs d'électricité à réduire, décaler ou augmenter leur consommation en réponse aux besoins du réseau, aux prix ou à d'autres signaux.

## **Réseaux électriques dérégulés/Réseaux pilotés par le marché**

Réseaux électriques où la production est assurée par la concurrence entre les producteurs, les prix étant souvent fixés sur les marchés de gros. Les réseaux de transport et de distribution restent généralement réglementés.

## **Planification énergétique**

Processus d'identification de la production, du transport et des autres infrastructures nécessaires pour répondre à la demande d'électricité projetée d'une juridiction de manière fiable et rentable.

## **Tarifs d'électricité**

Montant total payé par les consommateurs pour chaque kilowattheure consommé (généralement mesuré en cents par kilowattheure), incluant les frais d'énergie, les frais de livraison (transport et distribution) et d'autres frais liés aux politiques publiques (redevances environnementales et taxes).

## **Électrification**

Remplacement des procédés qui utilisaient traditionnellement d'autres formes d'énergie par des procédés utilisant l'électricité.

## **Flexibilité**

Capacité d'un réseau électrique à gérer les variations de l'offre et de la demande en ajustant la production, la consommation, le stockage par batteries ou les importations afin de fournir un service fiable qui utilise efficacement les ressources du réseau.

## **Production**

Quantité d'électricité produite sur une période donnée, mesurée en wattheures (p. ex., kWh, MWh).

## **Demande de pointe**

Taux de consommation d'électricité le plus élevé au cours d'une période donnée, comme une journée, un mois, une saison ou une année.

## **Approvisionnement**

Processus par lequel les services publics d'électricité, les gouvernements, les opérateurs de réseau ou les grands clients acquièrent de l'électricité, de la capacité, du stockage par batteries, de la réponse à la demande ou d'autres services réseau par le biais de marchés concurrentiels, de contrats ou de mécanismes réglementés.

### **Incitatif tarifaire**

Mécanisme de tarification, crédit de facture, rabais ou paiement qui encourage les consommateurs d'électricité à réduire, décaler ou modifier autrement leur consommation d'électricité.

### **Consommateur assujetti à un tarif**

Personne ou entité qui paie un service public pour un service énergétique. Les consommateurs assujettis à un tarif sont généralement classés en catégories résidentielle, commerciale et industrielle, chacune ayant des structures de facturation et des structures tarifaires distinctes.

### **Réseaux électriques réglementés**

Réseaux électriques où des services publics en situation de monopole sont responsables de desservir les clients, et où les organismes de réglementation approuvent les coûts récupérés par les tarifs des clients. Ces réseaux peuvent avoir recours à des appels d'offres concurrentiels pour la nouvelle production ou les services, mais les tarifs des clients et les rendements des services publics d'électricité demeurent réglementés.

### **Production variable**

Sources d'électricité, notamment l'énergie éolienne et solaire, dont la production fluctue dans le temps, par exemple au cours d'une journée ou d'une saison.

# Annexe A : Consultation d'experts

---

L'objectif de ce rapport est de comprendre comment les conditions relatives aux infrastructures, aux marchés et aux politiques permettent aux provinces et territoires canadiens de développer rapidement leurs réseaux électriques à faible coût pour accélérer la croissance économique propre. La recherche menée pour l'élaboration de ce rapport a inclus la consultation d'experts pour aider à identifier les indicateurs à inclure dans l'analyse comparative et à évaluer le rendement des juridictions par rapport à ces indicateurs.

Nous avons d'abord affiné un large ensemble d'indicateurs potentiels au moyen d'**un sondage en ligne préliminaire** auprès de chercheurs universitaires et de responsables des politiques publiques dans les provinces et territoires canadiens (n=10). Ce sondage a permis d'identifier les indicateurs qui influencent le plus fortement la capacité d'une juridiction à développer des réseaux électriques abondants, fiables et compétitifs sur le plan tarifaire, et a guidé la sélection finale des indicateurs utilisés dans cette analyse comparative.

Nous avons ensuite recueilli des renseignements détaillés pour affiner et préciser davantage ces indicateurs au moyen d'**entretiens semi-dirigés** avec 36 experts. Le tableau ci-dessous présente les participants à la recherche selon leur profil.

TYPE D'EXPERT	NOMBRE DE PARTICIPANTS
Association industrielle	9
Établissement de recherche	7
Organisation non gouvernementale environnementale	5
Association d'affaires	5
Investisseur en énergie renouvelable	5
Services-conseils	4
Gouvernement	1

# Remerciements

---

## AUTEURS DU PERSONNEL

---

### Kate Harland

Directrice de recherche,  
Croissance propre

### Eyab Al-Aini

Chercheur principal associé,  
Croissance propre

### Nayantara Sudhakar

Chercheuse principale associée,  
Croissance propre

### Marisa Beck

Responsable de la recherche,  
Atténuation

## COLLABORATEURS DU PERSONNEL

---

### Dale Beugin

Vice-président exécutif

### Andrew Patrick

Directeur adjoint des  
communications

## MEMBRES DU COMITÉ D'EXPERTS

---

### Peter WB Phillips

Professeur émérite distingué,  
École de politiques publiques  
Johnson Shoyama, Université  
de la Saskatchewan

### Catherine Beaudry

Professeure, Chaire de recherche du  
Canada en gestion et économie de  
l'innovation, Polytechnique Montréal

### Yves Bourgeois

Doyen des sciences sociales et des  
affaires, Université Mount Allison

### Don Drummond

Professeur auxiliaire, École  
d'études de politique publique,  
Université Queen's

### Sara Hastings-Simon

Professeure agrégée, Département  
de physique et d'astronomie  
et École de politique publique,  
Université de Calgary

### Tamara Krawchenko

Professeure agrégée à l'École  
d'administration publique et  
directrice associée de l'Institut  
des systèmes énergétiques intégrés,  
Université de Victoria

### Anne-Josée Laquerre

Directrice générale et cofondatrice,  
Québec Net Positif

### Jordan Peterson

Président-directeur général,  
Affinity North

### Jacquelyn Pless

Professeure adjointe en gestion  
stratégique, Rotman School of  
Management, Université de Toronto,  
et professeure adjointe en innovation  
technologique, entrepreneuriat  
et gestion stratégique, MIT  
Sloan School of Management

### Mark Rowlinson

Associé, Goldblatt Partners LLP,  
ancien président, BlueGreen  
Canada, et ancien adjoint au  
directeur national canadien, Métallos

### Stephen Tapp

PDG et économiste en chef,  
Centre d'étude des niveaux de vie

### Saga Williams

Directrice, AS Williams Consulting,  
conseillère principale, Coalition  
des grands projets des Premières  
Nations, et professeure auxiliaire,  
Osgoode Hall Law School

## RÉVISEURS EXTERNES

---

### Blake Shaffer

Professeur agrégé, Département  
d'économie, Université de Calgary

### Benjamin Thibault

Conseiller principal en stratégie,  
Prairie Sky Strategy

### Jennifer Winter

Professeure, Département  
d'économie et École de politique  
publique, Université de Calgary

### Dan Woyillowicz

Directeur principal, Polaris Strategy  
and Insight, et conseiller,  
Clean Economy Fund

## **COLLABORATEURS EXTERNES**

---

*Nous remercions Brandon Ott, Kiran Waterhouse et Sadia Gondal d'Utilis Consulting pour leur soutien à la recherche qui a permis l'étalonnage de l'indicateur de modernisation des tarifs industriels, ainsi que Kris Chapman de Dunsky Energy + Climate Advisors pour la collecte de données et les analyses qui ont permis l'étalonnage de l'indicateur de planification énergétique.*

*Conception et visualisations par **Voilà**: [chezVoila.com](http://chezVoila.com)*

*Traduction par Urbon Translations.  
Révision additionnelle par Richard Dal Monte et révision en français par COPTICOM.*

## **CREATIVE COMMONS**

---

Publié sous licence Creative Commons BY-NC-ND 4.0 par l'Institut climatique du Canada. Le texte de ce document peut être reproduit en tout ou en partie à des fins non commerciales, avec une citation appropriée de la source, conformément aux conditions de la licence.

## **RÉFÉRENCE RECOMMANDÉE**

---

Harland, Kate, Marisa Beck, Eyab Al-Aini et Nayantara Sudhakar. 2026. Coup de circuit : Comment électrifier la croissance du Canada. Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/>

# Références

---

---

## **ACER (EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS).**

S. d. "Cross-Border Cost Allocation (CBCA)." *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*. <https://www.acer.europa.eu/electricity/infrastructure/projects-common-interest/cross-border-cost-allocation>

---

## **AEMC (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION).**

2023. *Concessional Finance for Transmission Network Service Providers Information Sheet*. AEMC. <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2023-06/Information%20Sheet%20%282%29.pdf>

---

## **AEMO (AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR).**

2025. "AEMO's Updated Forecasting Methodology Targets Rapidly Growing Electricity Loads, Following Industry Consultation." *Communiqué de presse*. July 2025. <https://www.aemo.com.au/newsroom/news-updates/aemos-updated-forecasting-methodology-targets-rapidly-growing-electricity-loads>

---

## **AESO (ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR).**

2021. *AESO Bulk and Regional Rate Design and Modernized DOS Rate Design Application*. AESO. <https://www.aeso.ca/assets/Tariff-2021-BR-Application/AESO-Bulk-and-Regional-Rate-Design-Application.pdf>

---

## **AESO (ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR).**

2025. "AESO Announces Interim Approach to Large Load Connections." *AESO*. <https://www.aeso.ca/aeso/newsroom/aeso-announces-interim-approach-to-large-load-connections/>

---

## **AESO (ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR).**

S. d. "About the Program." *AESO*. <https://www.aeso.ca/market/market-related-initiatives/renewable-electricity-program/about-the-program/>

---

## **AESO (ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR).**

S. d. "Transmission Capability Map." *AESO*. <https://www.aeso.ca/grid/connecting-to-the-grid/transmission-capability-map/>

---

## **AESO (ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR).**

S. d. "Connection Project List." *Connection Project List Dashboard*. <https://aeso-portal.powerappsportals.com/connection-project-dashboard/>

---

## **AGNIESZKA, ASON, ET JULIO DAL POZ.**

2024. *Contracts for Difference: The Instrument of Choice for the Energy Transition*. Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/04/ET34-Contracts-for-Difference.pdf>

---

## **AL-AINI, EYAB.**

2025. "Grid-Scale Batteries Improve Reliability and Cut Costs, but Canada Has Been Slow to Respond." *Canadian Climate Institute*. December 12. <https://climateinstitute.ca/grid-scale-batteries-improve-reliability-and-cut-costs-canada-slow-to-respond/>

---

## **ANISIE, ARINA, ET FRANCISCO BOSHELL.**

2019. *Behind-the-Meter Batteries*. IRENA. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_BTM\\_Batteries\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_BTM_Batteries_2019.pdf)

---

## **AUSSANT, NOÉ, FLORIS VAN DEDEM, JACK GREGORY, GRACE HENRY, PABLO HEVIK-KOCH, ET AUGUSTIN LORNE.**

2025. *Electricity Market Design: Building on Strengths, Addressing Gaps*. IEA. <https://www.iea.org/reports/electricity-market-design>

---

## **BAKER MCKENZIE.**

2015. *The Rise of Corporate PPAs: A New Driver for Renewables*. Baker McKenzie. <https://www.baker-mckenzie.com/-/media/files/insight/publications/2015/12/the-rise-of-corporate-ppas/rise-corporate-ppas.pdf>

---

**BAKER, MICHELLE.**

2025. "Carney Supercharges BC's Northern Grid with Nation-Building Label." *National Observer*. November 14. <https://www.nationalobserver.com/2025/11/14/news/north-coast-transmission-line-major-project>

---

**BAKER, SCOTT R., NICHOLAS BLOOM, ET STEVEN J. DAVIS.**

2016. *Measuring Economic Policy Uncertainty*. Economic Policy Uncertainty. [https://www.policyuncertainty.com/media/EPU\\_BBD\\_Mar2016.pdf](https://www.policyuncertainty.com/media/EPU_BBD_Mar2016.pdf)

---

**BASAGLIA, PIERO, CLARA BERESTYCKI, STEFANO CARATTINI, ANTOINE DECHEZLEPRÊTRE, ET TOBIAS KRUSE.**

2025. *Climate Policy Uncertainty and Firms' and Investors' Behavior*. CESifo. [https://www.ifo.de/DocDL/cesifo1\\_wp11782.pdf](https://www.ifo.de/DocDL/cesifo1_wp11782.pdf)

---

**BC HYDRO.**

2025. "2025 Call for Power: First Nations Information Session." <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/independent-power-producers-calls-for-power/call-for-power/2025-cfp-info-session-first-nations-2025-may09-and-jun05.pdf>

---

**BC HYDRO.**

2026a. *Customer Manual: Energy Storage Incentives for Business*. BC Hydro. <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/power-smart/business/programs/esi-customer-program-manual.pdf#page=2.07>

---

**BC HYDRO.**

2026b. *Request for Applications: BC Hydro 2026 Call for Demand for Emerging Industries*. BC Hydro. <https://app.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/accounts-billing/electrical-connections/2026-cfd-request-for-applications.pdf>

---

**BECK, MARISA.**

2025. "Clean Electricity Is Transforming the Global Economy: It's Time for Canada to Swim with the Current." *Canadian Climate Institute*. October 8. <https://climateinstitute.ca/clean-electricity-is-transforming-the-global-economy/>

---

**BECKER, JACOB, JOSEPH DANIEL, BECKY LI, ET ROBERTO ZANCHI.**

2025. *How to Leverage Cost Allocation to Enable Rapid, Affordable, and Equitable Electrification*. RMI. <https://rmi.org/insight/how-to-leverage-cost-allocation-to-enable-rapid-affordable-and-equitable-electrification-emerging-case-studies-from-distribution-planning-practices/>

---

**BEER, MITCHELL.**

2023. *St. Laurent North Denied*. Canadian Climate Institute. <https://climateinstitute.ca/publications/st-laurent-north-denied/>

---

**BELLISSIMO, VITTORIA, ET FERNANDO MELO.**

2025. "Steel Tariff Missteps Threaten Canada's Energy Future." *CanREA*. <https://renewablesassociation.ca/steel-tariff-missteps-threaten-canadas-energy-future-2/>

---

**BEUGIN, DALE, DAVE SAWYER, ET NICHOLAS RIVERS.**

2025. "One Simple Fix for Canada's Industrial Carbon Pricing Systems." *Canadian Climate Institute*. November 20. <https://climateinstitute.ca/one-simple-fix-canada-industrial-carbon-pricing-systems/>

---

**BLASI, ALESSANDRO, ET ALBERTO TORIL.**

2019. "First Steps in a Reshaping of the Energy Industry Landscape." *IEA*. <https://www.iea.org/commentaries/first-steps-in-a-reshaping-of-the-energy-industry-landscape>

---

**BLOOMBERGNEF.**

2026. "BloombergNEF Finds Global Energy Transition Investment Reached Record \$2.3 Trillion in 2025, up 8% from 2024." *BloombergNEF*. January 26. <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/bloombergnef-finds-global-energy-transition-investment-reached-record-2-3-trillion-in-2025-up-8-from-2024/>

---

**BRIJS, TOM, BAS SUDMEIJER, KHUSHBOO GOEL, OXANA DANKOVA, ET MAURICE BEMS.**

2025. *Mind the Queue: Connection Reform for the Electricity Grid*. BCG. <https://web-assets.bcg.com/e1b9/9e57a115499785a8902f77636824/mind-the-queue-connection-reform-for-the-electricity-grid-r.pdf>

---

**BROWN, DAVID P., DEREK E. H. OLMSTEAD, ET BLAKE SHAFFER.**

2025. *Electricity Market Design with Increasing Renewable Generation: Lessons From Alberta*. University of Alberta. <https://sites.ualberta.ca/~econwps/2024/wp2024-03.pdf>

---

**BUNDESNETZAGENTUR.**

2026. "Energy Transition Clears Crucial Hurdle – Significant Progress in Electricity Grid Expansion in 2025." *Bundesnetzagentur*. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2026/20260102\\_Netzausbau.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2026/20260102_Netzausbau.html)

---

**BUNDESREGIERUNG.**

2017. *Bundesministerium Für Wirtschaft Und Energie*. [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

---

**BUNDESREGIERUNG.**

2026. "Energy Price Relief Measures Take Effect." *Bundesregierung*. <https://www.bundesregierung.de/breg-en/federal-government/reduction-in-energy-prices-2358994>

---

**BUSCH, FRANK, JOEL KRUPA, ET KEVIN HANNA.**

2025. "Unlocking Canada's Stranded Renewable Energies." *Canadian Climate Institute*. June 5. <https://climateinstitute.ca/publications/unlocking-canadas-stranded-renewable-energies/>

---

**BUSINESS RENEWABLES CENTRE CANADA.**

2026. "Deal Tracker." *Business Renewables Centre*. <https://business-renewables.ca/deal-tracker>

---

**BUTTS, GERALD, PETER NICHOLSON, ET RICK SMITH.**

2025. "Clean Electricity Is Canada's Natural Advantage." *Canadian Climate Institute*. <https://climateinstitute.ca/clean-electricity-is-canadas-natural-advantage/>

---

**ÇAM, EREN, MARC CASANOVAS, ET JOHN MOLONEY.**

2025. *Electricity 2025: Analysis and Forecast to 2027*. IEA. <https://www.iea.org/reports/electricity-2025/supply>

---

**ÇAM, EREN, MARC CASANOVAS, JOHN MOLONEY, ET MATTHEW DAVIS.**

2026. *Electricity 2026: Analysis and Forecast to 2030*. <https://www.iea.org/reports/electricity-2026/grids>

---

**CANADA INFRASTRUCTURE BANK.**

S. d. "Indigenous Equity Initiative (IEI)." *Canada Infrastructure Bank*. <https://cib-bic.ca/en/indigenous-equity-initiative/>

---

**CANADIAN CLIMATE INSTITUTE.**

S. d. "Indigenous Perspectives Program." *Canadian Climate Institute*. <https://climateinstitute.ca/reports/indigenous-perspectives/>

---

**CANADIAN PRESS.**

2023. "BC Hydro Set to Start First Hunt in 15 Years for New Electricity Sources." *CTV News*. June 15. <https://www.ctvnews.ca/vancouver/article/bc-hydro-set-to-start-first-hunt-in-15-years-for-new-electricity-sources/>

---

**CANADIAN PRESS.**

2024. "Hydro-Quebec Has Planned Poorly for Industrial Demand, Says Energy Minister." *CTV News*. May 28. <https://www.ctvnews.ca/montreal/article/hydro-quebec-has-planned-poorly-for-industrial-demand-says-energy-minister/>

---

**CANREA (CANADIAN RENEWABLE ENERGY ASSOCIATION).**

2025. "Statement: CanREA Welcomes BC Hydro's 2025 Integrated Resources Plan But Seeks Greater Clarity on Market Outlook." *CANREA*. <https://renewablesassociation.ca/statement-canrea-welcomes-bc-hydros-2025-integrated-resources-plan-but-seeks-greater-clarity-on-market-outlook/>

---

**CANREA (THE CANADIAN RENEWABLE ENERGY ASSOCIATION).**

2026. *The Canadian Renewable Energy Association: 2025 Annual Data Release*. <https://renewablesassociation.ca/wp-content/uploads/2026/02/2025-Data-Release-report-V2.pdf>

---

**CER (CANADA ENERGY REGULATOR).**

2023. "Market Snapshot: Indigenous Ownership of Canadian Renewable Energy Projects Is Growing." *Canada Energy Regulator*. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2023/market-snapshot-indigenous-ownership-canadian-renewable-energy-projects-growing.html>

---

**CER (CANADA ENERGY REGULATOR).**

2025. "Renewable Energy in Canada." *CER*. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/renewable-energy-canada/provinces/renewable-power-canada-alberta.html>

---

**CER (CANADA ENERGY REGULATOR).**

2026. "Canada's Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2050." <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/2026/canada-energy-futures-2026.pdf>

---

**CLARK, KEVIN.**

2025. "Long Lead Times Are Dooming Some Proposed Gas Plant Projects." *Power Engineering*. <https://www.power-eng.com/gas/turbines/long-lead-times-are-dooming-some-proposed-gas-plant-projects/>

---

**CLEAN ENERGY INVESTOR GROUP.**

2025. *Transmission Bottleneck Analysis: The Impact of Transmission Buildout Delays*. Clean Energy Investor Group. [https://www.ceig.org.au/wp-content/uploads/2025/11/Transmission-Bottleneck-Analysis-Report\\_Final.pdf](https://www.ceig.org.au/wp-content/uploads/2025/11/Transmission-Bottleneck-Analysis-Report_Final.pdf)

---

**COULTON, MARISA.**

2023. "Hydro-Québec's Looming Power Shortage Seen Threatening Climate Goals." *Financial Post*. July 13. <https://financialpost.com/commodities/energy/renewables/hydro-quebec-looming-power-shortage-threatens-climate-goals>

---

**DCCEEW (DEPARTMENT OF CLIMATE CHANGE, ENERGY, THE ENVIRONMENT AND WATER).**

S. d. "Capacity Investment Scheme." *Australian Government Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water*. <https://www.dcceew.gov.au/energy/renewable/capacity-investment-scheme>

---

**DE CALUWE, ERIC.**

2025. *Filling Receipt: Texas Energy Fund (TEF) Projects by ENGIE Flexible Generation NA LLC (ENGIE)*. Public Utility Commission of Texas. [https://interchange.puc.texas.gov/Documents/56896\\_66\\_1469520.PDF](https://interchange.puc.texas.gov/Documents/56896_66_1469520.PDF)

---

**DEHAAN, MATTHEW, BLAKE BILLINGS, JULIE SIEVING, ET KODY M. POWELL.**

2026. "Intelligent Industrial Demand Response to Increase Grid Flexibility and Reliability: A Review." *Energy Reports*. <https://www.science-direct.com/science/article/pii/S2352484725008388?via%3Dihub>

---

**DEPARTMENT FOR BUSINESS AND TRADE.**

2025. "The UK's Modern Industrial Strategy 2025." *Government of UK*. <https://www.gov.uk/government/collections/the-uks-modern-industrial-strategy-2025>

---

**DIX, ADRIAN.**

2025. *BC Hydro Mandate Letter*. Government of British Columbia. <https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/accountability-reports/openness-accountability/bch-mandate-letter-2025-2026.pdf>

---

**DUNSKY ENERGY + CLIMATE.**

2023. *BTM Solar: Canadian Market Outlook*. CanREA. <https://renewablesassociation.ca/onsite-solar-canadian-market-outlook/>

---

**DUNSKY ENERGY + CLIMATE ADVISORS.**

2026. *Power at Risk: The Investment Case for a Clean, Competitive Canada*. SHARE. <https://share.ca/wp-content/uploads/2026/02/SHARE-PoweratRisk-EN.pdf>

---

**ENERGY ABUNDANCE DEVELOPMENT CORPORATION.**

2025. "Energy Abundance Announces Data City, Texas - The World's Largest Behind-the-Meter Data Center Hub Powered by 100% 24/7 Green Energy." *PR Newswire*. March 21. <https://www.prnewswire.com/news-releases/energy-abundance-announces-data-city-texas--the-worlds-largest-behind-the-meter-data-center-hub-powered-by-100-247-green-energy-302407052.html>

---

**ENTSO-E.**

S. d. "A European-Wide Vision for the Future of Our Power Network." *ENTSO-E*. <https://tyndp.entsoe.eu/explore>

---

**ENTSO-E.**

S. d. "The Reference for the Future European Electricity System." *ENTSO-E*. <https://tyndp.entsoe.eu/>

---

**EPRI.**

S. d. "Accelerating Time-to-Power for Data Centers and Large Loads Through a Flexibility Framework." *EPRI*. <https://dcflex.epri.com/flex-mosaic>

---

**EPRI (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE).**

2025. *Integrating Data Centers into the Grid: Benefits of Flexibility and Strategic Siting*. EPRI. <https://www.epri.com/research/products/3002033797>

---

**ERCOT (ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL OF TEXAS).**

2026. "Price Adders." *Real-Time LMPs for Latest SCED Run Display*. [https://www.ercot.com/content/cdr/html/current\\_np6788.html](https://www.ercot.com/content/cdr/html/current_np6788.html)

---

**ERCOT (ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL OF TEXAS).**

S. d. "Long-Term Load Forecast." *Load Forecast*. <https://www.ercot.com/gridinfo/load/forecast>

---

**EUROPEAN COMMISSION.**

S. d. "Electricity Interconnection Targets." *European Commission Energy, Climate Change, Environment*. [https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en)

---

**EUROPEAN COMMISSION.**

S. d. "Funding for PCIs and PMIs." *European Commission Energy, Climate Change, Environment*. [https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest-and-projects-mutual-interest/funding-pcis-and-pmis\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest-and-projects-mutual-interest/funding-pcis-and-pmis_en)

---

**FANTAUZZO, SHAUN, NILO EDWARDS, ET MARK PODLASSLY.**

2023. *Government Loan Guarantees for First Nation Equity Participation: A Primer*. [https://fnmpc.ca/wp-content/uploads/FNMPCLoanGuarantee\\_Primer\\_01172023\\_v3.pdf](https://fnmpc.ca/wp-content/uploads/FNMPCLoanGuarantee_Primer_01172023_v3.pdf)

---

**FERROUKHI, RABIA, DIALA HAWILA, SALVATORE VINCI, ET DIVYAM NAGPAL.**

2015. "Renewable Energy Auctions: A Guide to Design." *IRENA*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/Jun/IRENA\\_Renewable\\_Energy\\_Auctions\\_A\\_Guide\\_to\\_Design\\_2015.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design_2015.pdf)

---

**FRANK, BRENDAN.**

2025. *Nuclear Nation Building: Policies and Pathways for Scaling New Reactors Across Canada*. <https://cleanprosperity.ca/wp-content/uploads/2025/09/Nuclear-Nation-Building-September-2025.pdf>

---

**FULGHUM, NICOLAS, WILMAR SUAREZ, KATYÉ ALTIÉRI, ET KOSTANTSA RANGELOVA.**

2026. *Global Electricity Review 2026: Solar Surge Halts Fossil Generation Rise as Clean Power Meets All Demand Growth and Renewables Overtake Coal*. Ember. <https://ember-energy.org/app/uploads/2026/04/Global-Electricity-Review-2026.pdf>

---

**GAFARO, FRANCISCO, DANIAL SALEEM, ET GAYATHRI NAIR.**

2026. *Flexibility for a Secure and Affordable Power Sector Transformation*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Jan/IRENA\\_TEC\\_Flexibility\\_power\\_sector\\_2026.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Jan/IRENA_TEC_Flexibility_power_sector_2026.pdf)

---

**GAVRIILIDIS, KONSTANTINOS, DIEGO R. KÄNZIG, RAMYA RAGHAVAN, ET JAMES H. STOCK.**

2026. *The Macroeconomic Effects of Climate Policy Uncertainty*. National Bureau of Economic Research. [https://www.nber.org/system/files/working\\_papers/w34762/w34762.pdf](https://www.nber.org/system/files/working_papers/w34762/w34762.pdf)

---

**GIBSON, SACHI, DAVE SAWYER, ET ALISON BAILIE.**

2025. "The Biggest Emission Cuts Come From Policy That's Shared Between Federal and Provincial Governments." *440 Megatonnes*. September 25. <https://440megatonnes.ca/insight/biggest-emission-cuts-policy-shared-between-federal-and-provincial-governments/>

---

**GILMAN, PORTIA.**

2025. "Why Batteries Win in ERCOT's New Market Design." *Yes Energy*. November 7. <https://www.yesenergy.com/blog/why-batteries-win-in-ercot-new-market-design>

---

**GOLSHAN, ARASH.**

2026. "Canada's Electricity Infrastructure: The Possibility of Far Greater Progress Still." *Canada's Urban Infrastructure Deficit: Toward Democracy and Equity Prosperity*. <https://schoolofcities.utoronto.ca/wp-content/uploads/2026/02/Canadas-Electricity-Infrastructure-The-possibility-of-far-greater-progress-still.pdf>

---

**GOVERNEMENT DE L'ALBERTA.**

S. d. "Powering New Pathways for Data Centres." *Gouvernement de l'Alberta*. <https://www.alberta.ca/powering-new-pathways-for-data-centres>

---

**GOVERNEMENT DU CANADA.**

2025. "Government of Canada Celebrates Launch of the \$5-Billion Indigenous Loan Guarantee Program." *Communiqué de presse*. *Gouvernement du Canada*. <https://www.canada.ca/en/natural-resources-canada/news/2025/02/government-of-canada-celebrates-launch-of-the-5-billion-indigenous-loan-guarantee-program.html>

---

**GOVERNEMENT DU CANADA.**

2026. "Consultation on the Possibility of Introducing a Domestic Content Requirement as Part of the Clean Electricity Investment Tax Credit and the Clean Technology Investment Tax Credit." *Gouvernement du Canada*. <https://www.canada.ca/en/department-finance/programs/consultations/2026/consultation-on-possibility-introducing-domestic-content-requirement-part-clean-electricity-investment-tax-credit-clean-technology-investment-tax-credit.html>

---

**GOVERNMENT OF NEW SOUTH WALES.**

S. d. "Central-West Orana Renewable Energy Zone." *Government of New South Wales*. <https://www.energyco.nsw.gov.au/our-projects/central-west-orana-renewable-energy-zone>

---

**GOVERNEMENT DE L'ONTARIO.**

2019. *Consultation on Industrial Electricity Prices*. Gouvernement de l'Ontario. <https://files.ontario.ca/endm-industrial-consultations-what-we-heard-en-2019-11.pdf>

---

**GOVERNEMENT DE L'ONTARIO.**

2022. "Ontario Building More Electricity Generation and Storage to Meet Growing Demand." <https://news.ontario.ca/en/release/1002373/ontario-building-more-electricity-generation-and-storage-to-meet-growing-demand>

---

**GOVERNEMENT DE L'ONTARIO.**

2023. *The Governments of Ontario and Quebec Support New Electricity Trade Agreement*. Gouvernement de l'Ontario. <https://news.ontario.ca/en/release/1003444/the-governments-of-ontario-and-quebec-support-new-electricity-trade-agreement>

---

**GOVERNEMENT DE L'ONTARIO.**

2024. "Ontario Expands Largest Competitive Energy Procurement in Province's History." *Gouvernement de l'Ontario*. <https://news.ontario.ca/en/release/1005479/ontario-expands-largest-competitive-energy-procurement-in-provinces-history>

---

**GOVERNEMENT DE L'ONTARIO.**

2025a. "Economic Cooperation Memorandum of Understanding: Ontario and Alberta." *Gouvernement de l'Ontario*. <https://www.ontario.ca/page/economic-cooperation-memorandum-understanding-ontario-and-alberta>

---

**GOVERNEMENT DE L'ONTARIO.**

2025b. "Energy for Generations." *Gouvernement de l'Ontario*. <https://www.ontario.ca/page/energy-generations>

---

**GOVERNEMENT DE L'ONTARIO.**

2026. "Ontario Adds New Power 73 Per Cent Lower Than Former Government." *Communiqué de presse. Gouvernement de l'Ontario*. <https://news.ontario.ca/en/release/1007276/ontario-adds-new-power-73-per-cent-lower-than-former-government>

---

**GOVERNEMENT DU QUÉBEC.**

2024. "Connection of a Power of 5 MW and More - Eleven Promising Projects Selected for the Energy Transition and Economic Development of Quebec." *Communiqué de presse. Gouvernement du Québec*. <https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/raccordement-dune-puissance-de-5-mw-et-plus-onze-projets-porteurs-selectionnes-pour-la-transition-energetique-et-le-developpement-economique-du-quebec-56469>

---

**HAKIM, DIEGO ANGEL, JACOB BECKER, ET JOE DANIEL.**

2025. "Smart Cost Allocation: The Secret Ingredient to Affordable Electricity in a New Era of Load Growth." *RMI*. <https://rmi.org/smart-cost-allocation-the-secret-ingredient-to-affordable-electricity-in-a-new-era-of-load-growth/>

---

**HAMILTON, KIRSTY.**

2009. "Unlocking Finance for Clean Energy: The Need for 'Investment Grade' Policy." *Chatham House*. [https://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/1209pp\\_hamilton.pdf](https://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/1209pp_hamilton.pdf)

---

**HARLAND, KATE.**

2025a. "Is There a Smart Way to Integrate Artificial Intelligence Data Centres into Canada's Electricity Grids?" *Canadian Climate Institute. March 31*. <https://climateinstitute.ca/smart-way-integrate-artificial-intelligence-data-centres-canada-electricity-grids/>

---

**HARLAND, KATE.**

2025b. "Making Western Grids Work Better Together Will Mean More Affordable, Reliable, Abundant Electricity." *Canadian Climate Institute. August 11*. <https://climateinstitute.ca/making-western-grids-work-better-together-electricity/>

---

**HARLAND, KATE, ET NAYANTARA SUDHAKAR.**

2026. "How Canada Can Build Electricity Transmission to Unlock Nation-Building Projects." *Canadian Climate Institute. February 18*. <https://climateinstitute.ca/how-canada-can-build-electricity-transmission-to-unlock-nation-building-projects/>

---

**HASTINGS-SIMON, SARA, ANDREW LEACH, BLAKE SHAFFER, ET TIM WEIS.**

2022. "Alberta's Renewable Electricity Program: Design, Results, and Lessons Learned." *Energy Policy*. <https://www.science-direct.com/science/article/abs/pii/S0301421522004852>

---

**HIRTH, LION, ET ANSELM EICKE.**

2024. *Advancement of the Individual Network Charges: Objectives, Trade-Offs, and Design Choices for the Reform of the Network Charge Rebates According to §19(2) StromNEV*. Neon Energy. <https://neon.energy/Neon-Individuelle-Netzentgelte-EN.pdf>

---

**HLEDIK, RYAN, LONG LAM, ET KATE PETERS.**

2026. *The Untapped Grid*. Brattle Group. <https://www.brattle.com/the-untapped-grid/>

---

**HOCHBERG, MICHAEL, ET RAHMATALLAH POUDINEH.**

2018. *Renewable Auction Design in Theory and Practice: Lessons from the Experiences of Brazil and Mexico*. Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/04/Renewable-Auction-Design-in-Theory-and-Practice-Lessons-from-the-Experiences-of-Brazil-and-Mexico-EL-28.pdf>

---

**HOICKA, CHRISTINA E., KATARINA SAVIC, ET ALICIA CAMPNEY.**

2021. "Reconciliation through Renewable Energy? A Survey of Indigenous Communities, Involvement, and Peoples in Canada." *Energy Research & Social Science*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629620304722>

---

**HOLMLUND, JOHAN.**

2025. "Germany Accelerates Large-Scale Upgrades Across Its Energy System (as of 11 December 2025)." *Business Sweden*. December 19. <https://www.business-sweden.com/insights/blogs/germany-a-new-era-for-investment/germany-accelerates-large-scale-upgrades-across-its-energy-system-as-of-11-december-2025/>

---

**HYDRO-QUÉBEC.**

2026. "Hydro Québec Launches New Wind Power Call for Tenders Based on Québec Content and Social Acceptability." *Communiqué de presse*. Hydro-Québec. <https://news.hydroquebec.com/news/press-releases/all-quebec/hydro-quebec-launches-new-wind-power-call-tenders-based-quebec-content-social-acceptability.html>

---

**HYDRO-QUÉBEC.**

S. d.-a. "Connecting to Hydro-Québec's System." *Hydro-Québec*. <https://www.hydroquebec.com/transenergie/en/connecting-to-hydroquebec-system.html>

---

**HYDRO-QUÉBEC.**

S. d.-b. "Demand Response – Commitment Option." *Hydro-Québec*. <https://www.hydroquebec.com/business/customer-space/rates/demand-response-option-power-commitment.html>

---

**HYDRO-QUÉBEC.**

S. d.-c. "Hertel-New York Interconnection Line." *Hydro Québec*. <https://www.hydroquebec.com/projects/hertel-new-york-interconnection/>

---

**IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY).**

2025a. *Energy Policy Review: Germany*. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7fea0ad0-1cc1-45e9-810b-2d602e64642f/Germany2025.pdf>

---

**IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY).**

2025b. *World Energy Investment 2025*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025>

---

**IEA WIND.**

2025. *Task 25: Design and Operation of Energy Systems with Large Amounts of Variable Generation*. IEA. <https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2025/02/Task25-FactS-Flexibility-February2025.pdf>

---

**IEM (INDIGENOUS ENERGY MONITOR).**

S. d.a. "Indigenous Energy Ownership Tracker." *Indigenous Energy Monitor*. <https://www.indigenousenergymonitor.ca/>

---

**IEM (INDIGENOUS ENERGY MONITOR).**

S. d.b. "Indigenous Loan Guarantee Programs by the Numbers." *Indigenous Energy Monitor*. <https://www.indigenousenergymonitor.ca/post/indigenous-loan-guarantee-programs-by-the-numbers>

---

**IESO (INDEPENDENT ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR).**

2024a. "Connection Approach for Ontario's First Small Modular Nuclear Reactors." *IESO*. <https://ieso.ca/Sector-Participants/IESO-News/2024/02/Connection-Approach-for-Ontarios-First-Small-Modular-Nuclear-Reactors>

---

**IESO (INDEPENDENT ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR).**

2024b. "Resource Adequacy Update: Adding 2,195 MW of Capacity to the Grid." *IESO*. <https://www.ieso.ca/Sector-Participants/IESO-News/2024/05/Resource-Adequacy-Update-Adding-2195-MW-of-Capacity-to-the-Grid>

---

**IESO (INDEPENDENT ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR).**

2025. "Oneida Energy Storage Project Begins Commercial Operations." *IESO*. <https://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/IESO-News/2025/05/Oneida-Energy-Storage-Project-Begins-Commercial-Operations>

---

**IESO (INDEPENDENT ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR).**

2026a. *Long-Term 2 Energy Supply (Window 1) Request for Proposals – Final Results*. <https://ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document/Library/long-term-rfp/energy/LT2e-1-20260409-Public-Result-Table.pdf>

---

**IESO (INDEPENDENT ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR).**

2026b. "Market Data." *Data Hub*. <https://www.ieso.ca/Market-Data>

---

**IESO (INDEPENDENT ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR).**

S. d. "Global Adjustment (GA)." *IESO*. <https://www.ieso.ca/power-data/price-overview/global-adjustment>

---

**INDIGENOUS CLEAN ENERGY.**

2020. *Accelerating Transition: Economic Impacts of Indigenous Leadership in Catalyzing the Transition to a Clean Energy Future Across Canada*. Indigenous Clean Energy. <https://indigenoucleanenergy.com/wp-content/uploads/2022/06/ICE-Accelerating-Transition-Data-Report-web.pdf>

---

**INDIGENOUS POWER COALITION.**

S. d. "Home." *Indigenous Power Coalition*. <https://www.indigenoupowercoalition.com/>

---

**ISED (INNOVATION, SCIENCE AND ECONOMIC DEVELOPMENT CANADA).**

S. d. "Canadian Sovereign AI Compute Strategy." *Government of Canada*. <https://ised-isde.canada.ca/site/ised/en/canadian-sovereign-ai-compute-strategy>

---

**JACCARD, MARK.**

2026. *Challenges and Opportunities of BC's Hydropower System*. BCUC. <https://docs.bcuc.com/documents/Blog/2026-04-15-Challenges-and-Opportunities-of-BCs-Hydropower-System.pdf>

---

**JANG, HEESUN.**

2020. "Market Impacts of a Transmission Investment: Evidence from the ERCOT Competitive Renewable Energy Zones Project." *Energies*. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3199>

---

**JOHNSON, ANNA, ARCHIBALD FRASER, ET DAN YORK.**

2024. *Enabling Industrial Demand Flexibility: Aligning Industrial Consumer and Grid Benefits*. ACEEE. [https://www.aceee.org/sites/default/files/pdfs/enabling\\_industrial\\_demand\\_flexibility\\_-\\_aligning\\_industrial\\_consumer\\_and\\_grid\\_benefits.pdf](https://www.aceee.org/sites/default/files/pdfs/enabling_industrial_demand_flexibility_-_aligning_industrial_consumer_and_grid_benefits.pdf)

---

**KRÖGER, MATS, PEDRO LINARES, KARSTEN NEUHOFF, ET JÖRN RICHSTEIN.**

2023. *Designing Contracts for Differences, Workshop Background Document*. DIW Berlin. [https://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/diw\\_01.c.955798.de/background\\_document\\_contracts\\_for\\_differences\\_workshop\\_23092023.pdf](https://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/diw_01.c.955798.de/background_document_contracts_for_differences_workshop_23092023.pdf)

---

**LARA, JOE.**

2025. "4CP Calculation Overview." [https://www.ercot.com/files/docs/2025/06/25/ERCOT-TWG-2025-06-26-4CP\\_Calculation\\_Overview.pptx](https://www.ercot.com/files/docs/2025/06/25/ERCOT-TWG-2025-06-26-4CP_Calculation_Overview.pptx)

---

**LAZARD.**

2025. *Levelized Cost of Energy*. Lazard. [https://www.lazard.com/media/5tlbhyla/lazards-lcoe-plus-june-2025-\\_vf.pdf](https://www.lazard.com/media/5tlbhyla/lazards-lcoe-plus-june-2025-_vf.pdf)

---

**LESLIE, HEIDI, ET JANICE WHITE.**

2026. *An Atlantic Canadian Energy Future*. Atlantic Energy Collective. <https://www.atlanticaenergy.org/wp-content/uploads/2026/03/An-Atlantic-Canadian-Energy-Future-Mar2026.pdf>

---

**LIEBENSTEINER, MARIO, FABIAN OCKER, ET ANAS ABUZAYED.**

2025. "High Electricity Price Despite Expansion in Renewables: How Market Trends Shape Germany's Power Market in the Coming Years." *Energy Policy*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524004683>

---

**MCPHERSON, MADELEINE.**

2025. *Powering the Federation: A Blueprint for National Electricity Integration in Canada*. C.D. Howe Institute. <https://cdhowe.org/publication/powering-the-federation-a-blueprint-for-national-electricity-integration-in-canada/>

---

**MODO ENERGY.**

2026. "ERCOT Annual Buildout Report: Battery Capacity Reaches 14 GW Entering 2026." *Modo Energy*. <https://modoenergy.com/research/en/ercot-battery-buildout-2025-annual-report>

---

**MORTON, DAVID.**

2026. "Interprovincial Cooperation and Energy Reliability." *Energy Regulation Quarterly*. <https://energyregulationquarterly.ca/articles/interprovincial-cooperation-and-energy-reliability>

---

**MULDER, MACHIEL, ET EDWIN WOERDMAN.**

2021. "Chapter IX.47: Energy Networks, Natural Monopolies and Tariff Regulation." *Dans Elgar Encyclopedia of Environmental Law*, Edward Elgar Publishing.

---

**NATIONAL GRID.**

S. d. "Network Opportunity Map." <https://commercial.nationalgrid.co.uk/network-opportunity-map/>

---

**NATURAL RESOURCES CANADA.**

S. d. "Clean Technology (CT) Investment Tax Credit (ITC) Technical Guide." *Government of Canada*. <https://natural-resources.canada.ca/taxes/income-tax/corporations/federal-tax-credits/clean-economy-itc/clean-technology-itc/electrical-energy-storage-equipment>

---

**NESO (NATIONAL ENERGY SYSTEM OPERATOR).**

2025. *2025 Annual Balancing Costs Report*. NESO. <https://www.neso.energy/document/362561/download>

---

**NIPPARD, ALYSSA, ET JAMES GAEDE.**

2025. "A Preliminary Look at Demand Flexibility and Peak Demand Reductions in Canada." *Efficiency Canada*. <https://www.encycanada.org/a-preliminary-look-at-demand-flexibility-and-peak-demand-reductions-in-canada/>

---

**NOBLE, BOBBY.**

2026. "5-Year Waits and Rising Costs: How Demand Is Redefining the Gas Turbine Market." *Utility Dive*. March 23. <https://www.utilitydive.com/news/5-year-waits-and-rising-costs-how-demand-is-redefining-the-gas-turbine-mar/813385/>

---

**NORRIS, TYLER H., TIM PROFETA, DALIA PATINO-ECHEVERRI, ET ADAM COWIE-HASKELL.**

2025. *Rethinking Load Growth: Assessing the Potential for Integration of Large Flexible Loads in US Power Systems*. Nicholas Institute for Energy, Environment & Sustainability. <https://nicholasinstitute.duke.edu/sites/default/files/publications/rethinking-load-growth.pdf>

---

**OEB (ONTARIO ENERGY BOARD).**

S. d. "Available Load Capacity." *Ontario Energy Board's Centralized Capacity Information Map (CCIM)*. <https://oeb.planview.ca/Ontario-capacity-map/>

---

**OFGEM (THE OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS).**

2025a. *Demand Connections Update*. Ofgem. <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-11/Demand%20connections%20update.pdf>

---

**OFGEM (THE OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS).**

2025b. *GC0159: Introducing Competitively Appointed Transmission Owners - Authority Decision*. Ofgem. <https://www.ofgem.gov.uk/publications/gc0159-introducing-competitively-appointed-transmission-owners-authority-decision>

---

**PFEIFENBERGER, JOHANNES, KASPARAS SPOKAS, MICHAEL J. HAGERTY, JOHN TSOUKALAS, ROB GRAMLICH, MICHAEL GOGGIN, JAY CASPARY, ET JESSE SCHNEIDER.**

2021. *Transmission Planning for the 21st Century: Proven Practices That Increase Value and Reduce Costs*. Brattle Group and Grid Strategies LLC. [https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-10-12-Brattle-GridStrategies-Transmission-Planning-Report\\_v2.pdf](https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-10-12-Brattle-GridStrategies-Transmission-Planning-Report_v2.pdf)

---

**PICKUP, DAVID, GURPRASAD GURUMURTHY, ET SCOTT MACDOUGALL.**

2025. *Powering ON: Examining Ontario's Integrated Energy Plan*. The Pembina Institute. [https://www.pembina.org/sites/default/files/2025-11/Powering\\_ON\\_0.pdf](https://www.pembina.org/sites/default/files/2025-11/Powering_ON_0.pdf)

---

**PINEAU, PIERRE-OLIVIER.**

2019. *Improving Integration and Coordination of Provincially-Managed Electricity Systems in Canada*. Canadian Climate Institute. <https://climateinstitute.ca/wp-content/uploads/2021/09/CICC-Improving-integration-and-coordination-of-provincially-managed-electricity-systems-in-Canada-by-Pierre-Olivier-Pineau-FINAL.pdf>

---

**PLAUTZ, JASON.**

2025. "Want to Build a Gas Plant? Get in Line." *E&E by Politico*. April 22. <https://www.eenews.net/articles/want-to-build-a-gas-plant-get-in-line/>

---

**VON DER PORTEN, SUZANNE, LUTICIA MILLER, JESSE MCCORMICK, SHAUN FANTAUZZO, ET BARRY VICKERS.**

2025. *First Nations Participation and Ownership in the Growing Calls for New Electricity Generation Across Canada*. First Nations Major Project Coalition. [https://fnm-  
pc.ca/wp-content/uploads/FNM-  
PC\\_FL\\_IPP\\_07212025\\_web.pdf](https://fnm-<br/>pc.ca/wp-content/uploads/FNM-<br/>PC_FL_IPP_07212025_web.pdf)

---

**VON DER PORTEN, SUZANNE, EMILY NILSEN, LUTICIA MILLER, BLAINE COLLETT, ET KWATUUMA COLE SAYER.**

2026. *It Is Our Time: Indigenous-Led Transmission Lines*. First Nations Major Project Coalition. [https://static1.squarespace.  
com/static/69ab2187639a1072e-  
dba3efe/t/69b9908d-1d569632-  
8aa9d8e2/1773768845660/IPC\\_  
FNMPC\\_transmission.pdf](https://static1.squarespace.com/static/69ab2187639a1072e-<br/>dba3efe/t/69b9908d-1d569632-<br/>8aa9d8e2/1773768845660/IPC_<br/>FNMPC_transmission.pdf)

---

**VON DER PORTEN, SUZANNE, KATARINA SAVIC, NILO EDWARDS, JESSE MCCORMICK, KWATUUMA COLE SAYERS, ET CHERIE BRANT.**

2024. *National Indigenous Electrification Strategy: Strategy to Accelerate Indigenous Ownership of Net Zero Infrastructure in Canada*. First Nations Major Project Coalition. [https://fnmpc.ca/wp-content/  
uploads/FNMPC\\_National\\_Electri-  
fication\\_web\\_final\\_05072025.pdf](https://fnmpc.ca/wp-content/<br/>uploads/FNMPC_National_Electri-<br/>fication_web_final_05072025.pdf)

---

**POWER ADVISORY.**

2020. *Unlocking Potential: An Economic Valuation of Energy Storage in Ontario*. Energy Storage Canada. <https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/704101/File/document>

---

**POWER ADVISORY.**

2021. "Impact of Behind-the-Meter Solar in Ontario." <https://renewablesassociation.ca/wp-content/uploads/2021/08/CanREA-study-Impact-of-BTM-Solar-in-Ontario-2021.pdf>

---

**POWER UP TEXAS.**

2020. *Transmission Lines Provide Real and Measurable Benefits To Consumers, Businesses, and Utilities*. Power Up Texas. <https://www.poweruptexas.org/wp-content/uploads/2018/12/Transmission-and-CREZ-Fact-Sheet.pdf>

---

**PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS.**

S. d. *Chapter 25: Substantive Rules Applicable to Electric Service Providers*. <https://ftp.puc.texas.gov/public/puct-info/agency/ruleslaws/subrules/electric/25.192/25.192.pdf>

---

**RÉMONT, LUKE.**

2025. "Why Electrification Is so Important to the Energy Transition." *World Economic Forum*. <https://www.weforum.org/stories/2025/01/why-electrification-important-energy-transition/>

---

**RESURETY.**

2025. "ERCOT's RTC+B: A Multi-Billion Dollar Upgrade for Texas Energy Buyers." *REsurety*. <https://resurety.com/ercots-rtcb-a-multi-billion-dollar-upgrade-for-texas-energy-buyers/>

---

**RITCHIE, HANNAH.**

2023. "How Long Does It Take to Build a Nuclear Reactor?" *Hannah Ritchie*. <https://hannahritchie.substack.com/p/nuclear-construction-time#foot-note-anchor-1-111356564>

---

**ROBERTSON, MOLLY, OMID MIRZAPOUR, ET KAREN PALMER.**

2025. *Charging Up: The State of Utility-Scale Electricity Storage in the United States*. Resources for the Future. [https://media.rff.org/documents/Report\\_25-09.pdf](https://media.rff.org/documents/Report_25-09.pdf)

---

**ROMACK, EMMA, RODICA DONALDSON, ET TODD PERRY.**

2022. *Congestion-Driven Basis Risk: A Challenge for the Development of Clean Energy Projects*. [https://www.edf-re.com/wp-content/uploads/2022.10.Basis-Risk-Article\\_Uilities-Outlook\\_IRA.pdf](https://www.edf-re.com/wp-content/uploads/2022.10.Basis-Risk-Article_Uilities-Outlook_IRA.pdf)

---

**SANDVE, CHRIS.**

2026. *British Columbia Utilities Commission (BCUC or Commission) British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) 2025 Integrated Resource Plan Application Responses to BCUC and Inter-veners Information Request No. 1*. [https://docs.bcuc.com/documents/proceedings/2026/doc\\_86326\\_b-5-bch-resp-bcuc-irl-public.pdf](https://docs.bcuc.com/documents/proceedings/2026/doc_86326_b-5-bch-resp-bcuc-irl-public.pdf)

---

**SAWYER, DAVE, ET DALE BEUGIN.**

2026. "Canada Aims to Fix Industrial Carbon Pricing. Here's How to Make It Work." *Canadian Climate Institute*. <https://climateinstitute.ca/canada-aims-to-fix-industrial-carbon-pricing-how-to-make-it-work/>

---

**SERGICI, SANEM, LONG LAM, RAUSCHKOLB, ET NOAH.**

2025. *Assessment of Ontario's DER Compensation Mechanisms and Recommendations*. Brattle Group. <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2025/09/Assessment-of-Ontarios-DER-Compensation-Mechanisms-and-Recommendations-Report.pdf>

---

**SHAH, JIGAR, ET ARNAB PAL.**

2026. *Grid Growth, Utilization, and Affordability: A Playbook for States*. Deploy Action. [https://30baa6e7-9f12-4140-ac25-9fcf7038ee64.usrfiles.com/ugd/30baa6\\_b9da6f4927d746d-393ca79f977241c5b.pdf](https://30baa6e7-9f12-4140-ac25-9fcf7038ee64.usrfiles.com/ugd/30baa6_b9da6f4927d746d-393ca79f977241c5b.pdf)

---

**SHEN, HAO.**

2025. "Navigating ERCOT's 4CP Program: Key Updates and Strategic Preparation for 2025." *Amperon*. May 21. <https://www.amperon.co/blog/navigating-ercots-4cp-program-key-updates-and-strategic-preparation-for-2025>

---

**SIMON, DANIEL NAVIA, ET LAURA DIAZ ANADON.**

2025. "Power Price Stability and the Insurance Value of Renewable Technologies." *Nature Energy*. <https://www.nature.com/articles/s41560-025-01704-0.pdf>

---

**STATNETT.**

2025. "Results First Half-Year of 2025: Statnett Increases Investments." *Statnett*. <https://www.statnett.no/en/about-statnett/news-and-press-releases/news-archive-20252/statnett-sf--results-first-half-year-of-2025--statnett-increases-investments/>

---

**STRÁSKÝ, JAN, MARTIN BOROWIECKI, FEDERICO GIOVANNELLI, ET CHRISTIAN GRÉUS.**

2025. *OECD Economic Surveys: "European Union and Euro Area 2025."* [https://www.oecd.org/en/publications/oecd-economic-surveys-european-union-and-euro-area-2025\\_5ec8dcc2-en/full-report.html](https://www.oecd.org/en/publications/oecd-economic-surveys-european-union-and-euro-area-2025_5ec8dcc2-en/full-report.html)

---

**SUDHAKAR, NAYANTARA.**

2025. "Utilities in Canada Are Getting Much More Low-Cost, Clean Power Than They Asked For." *440 Megatonnes*. August 28. <https://440megatonnes.ca/insight/utilities-canada-are-getting-much-more-low-cost-clean-power-than-they-asked-for/>

---

**SWINHOE, DAN.**

2026. "1GW Data Center Campus Proposed in Alberta, Canada." *Data Centre Dynamics*. <https://www.datacenterdynamics.com/en/news/1gw-data-center-campus-proposed-in-alberta-canada/>

---

**TASNETWORKS.**

2019. Discussion Paper: *Beneficiaries Pay Pricing Arrangements for New Interconnectors*. TasNetworks. <https://www.marinuslink.com.au/wp-content/uploads/2019/12/attachment-3-cost-allocation-discussion-paper.pdf>

---

**THE NORDIC COUNCIL OF MINISTERS.**

2017. *Demand Side Flexibility in the Nordic Electricity Market: From a Distribution System Operator Perspective*. The Nordic Council of Ministers. [https://www.nordicenergy.org/app/uploads/2017/12/Demand-side-flexibility\\_-DSO-perspective.pdf](https://www.nordicenergy.org/app/uploads/2017/12/Demand-side-flexibility_-DSO-perspective.pdf)

---

**THE WAH-ILA-TOOS INDIGENOUS COUNCIL.**

2024. *Kinship & Prosperity: Proven Solutions for a Clean Energy Landscape*. Government of Canada. <https://www.canada.ca/content/dam/nrcan-rn-can/site/pdf/Wah-ila-Toos-Report-EN-accessible-nov15.pdf>

---

**TRABISH, HERMAN K.**

2025. "In an Era of Rising Rates, Policies to Strengthen Power System Flexibility Can Lower Costs." *Utility Dive*. <https://www.utilitydive.com/news/in-an-era-of-rising-rates-policies-to-strengthen-power-system-flexibility/803935/>

---

**TSUCHIDA, T. BRUCE, LINQUAN BAI, ET JADON M. GROVE.**

2023. *Building a Better Grid: How Grid-Enhancing Technologies Complement Transmission Buildouts*. Brattle Group. <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2023/04/Building-a-Better-Grid-How-Grid-Enhancing-Technologies-Complement-Transmission-Buildouts.pdf#page=3.08>

---

**U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.**

2025. "After More than a Decade of Little Change, U.S. Electricity Consumption Is Rising Again." *Energy Information Administration*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65264>

---

**VICTOR, DAVID G.**

2026. "How Industry Is Keeping Clean Energy Alive in an Era of Policy Chaos." *Brookings*. <https://www.brookings.edu/articles/how-industry-is-keeping-clean-energy-alive-in-an-era-of-policy-chaos/>

---

**WAGNER, GERNOT, ET ISABEL HOYOS ARANGO.**

2025. "How States Like Texas Are Driving the Clean Energy Boom in the Trump Era." *Columbia Business School*. <https://business.columbia.edu/insights/climate/texas-clean-energy-boom-trump-era>

---

**WATAYNIKANEYAP POWER.**

S. d. "Background." *Wataynikaneyap Power*. <https://www.wataypower.ca/>

---

**WATSON, NICOLE, ET PAUL BOLTON.**

2024. "Contracts for Difference. House of Commons Library." <https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9871/CBP-9871.pdf>

---

**WOODS, KEVIN, TRACY  
PRIMEAU, ET CLAIRE HARRIS.**

2025. "Exploring Indigenous-Led Distributed Energy Systems in New Brunswick." *Canadian Climate Institute*. <https://climateinstitute.ca/publications/exploring-indigenous-led-distributed-energy-systems-in-new-brunswick/>

---

**WORLD BANK.**

2020. *World Bank Reference Guide to Climate Change Framework Legislation*. World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/267111608646003221/pdf/World-Bank-Reference-Guide-to-Climate-Change-Framework-Legislation.pdf>

---


**WORLD BANK.**

2025. *State and Trends of Carbon Pricing 2025*. World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/e5f6e755-e6a6-4d2c-927a-23b5cc8a9b03>

---

**WREN, GWENYTH,  
GORDON M. NETTLETON,  
ET LJUBA DJURDJEVIC.**

2025. "Protect Ontario by Securing Affordable Energy for Generations Act, 2025: Key Takeaways." *McCarthy Tetrault*. October 7. <https://www.mccarthy.ca/en/insights/blogs/canadian-energy-perspectives/protect-ontario-by-securing-affordable-energy-for-generations-act-2025-key-takeaways>



# COUP DE CIRCUIT

---

COMMENT ÉLECTRIFIER LA  
CROISSANCE DU CANADA

Juin 2026