



INSTITUT **C.D. HOWE**

COMMENTAIRE

N° 696

Alimenter la fédération : un plan directeur pour l'intégration nationale de l'électricité au Canada

Les réseaux électriques du Canada sont cloisonnés le long des frontières provinciales – un obstacle coûteux à l'ère de l'électrification et de la transition climatique. Ce rapport présente un plan d'action pour le développement national visant à interconnecter les réseaux électriques provinciaux, à améliorer la fiabilité et à réduire les coûts. En harmonisant les priorités provinciales par le biais d'institutions communes, le Canada peut construire le réseau moderne et intégré dont une économie propre a besoin.

Madeleine McPherson

L'ENGAGEMENT DE L'INSTITUT C.D. HOWE ENVERS LA QUALITÉ, L'INDÉPENDANCE ET L'IMPARTIALITÉ

À PROPOS DE L'AUTEURE

MADELEINE MCPHERSON
est professeure agrégée au
département de génie civil de
l'Université de Victoria.

La réputation de l'Institut C.D. Howe en matière de qualité, d'intégrité et d'impartialité est son principal atout.

Ses ouvrages, commentaires et notes d'information électroniques font l'objet d'un examen rigoureux en deux étapes, mené par le personnel interne, puis par des universitaires externes et des experts indépendants. L'Institut ne publie que des études qui répondent à ses normes en matière de rigueur analytique, d'exactitude factuelle et de pertinence politique. Il soumet son processus d'examen et de publication à un audit annuel réalisé par des experts externes.

Aucune publication ou déclaration de l'Institut C.D. Howe ne soutiendra un parti politique, un élu ou un candidat à une fonction électorale. L'Institut ne prend pas de position officielle sur les questions politiques.

En tant qu'organisme de bienfaisance canadien enregistré, l'Institut C.D. Howe accepte des dons de particuliers, d'organisations privées et publiques et de fondations caritatives afin de poursuivre sa mission. Il sollicite le soutien de divers donateurs afin de garantir qu'aucun individu, aucune organisation, aucune région ni aucun secteur d'activité n'ait ou ne semble avoir d'influence sur ses publications et ses activités. Il n'accepte aucun don qui impose un résultat prédéterminé ou qui compromet de quelque manière que ce soit ses processus d'examen ou entrave l'indépendance de son personnel et de ses auteurs. Une politique exhaustive en matière de conflits d'intérêts, incluant la divulgation dans tout travail écrit, s'applique à son personnel et à ses auteurs.

COMMENTAIRE n° 696
Octobre 2025



Alexandre Laurin
Vice-président et directeur de la recherche

ISBN 978-1-77881-062-6
ISSN 0824-8001 (version
imprimée) ;
ISSN 1703-0765 (en ligne)

ALIMENTER LA FÉDÉRATION : un PLAN DIRECTEUR POUR L'INTÉGRATION NATIONALE DE L'ÉLECTRICITÉ AU CANADA

par Madeleine McPherson

- Les réseaux électriques du Canada restent divisés par les frontières provinciales, ce qui limite leur efficacité et leur fiabilité. Alors que les biens, les services et les capitaux circulent d'une province à l'autre, des obstacles continuent de freiner la coopération – et l'électricité ne fait pas exception. Cette fragmentation fait grimper les coûts, affaiblit la fiabilité et fait passer à côté d'occasions de développer une énergie propre.
- Un réseau national mieux interconnecté permettrait de réduire les coûts, de renforcer la fiabilité et de diminuer les émissions. Des modélisations montrent que l'extension des liaisons de transport – par exemple entre la Colombie-Britannique et l'Alberta ou entre le Manitoba et la Saskatchewan – pourrait générer des milliards de dollars de bénéfices nets, renforcer la résilience face aux événements extrêmes et permettre une meilleure utilisation des énergies renouvelables à faible coût.
- Ce plan d'action présente une stratégie d'intégration ascendante et progressive. Il s'appuie sur les plans et les priorités provinciaux et se déroule en quatre étapes : la création d'un groupe de travail fédéral-provincial, la mise en place d'organismes pilotes de coordination et d'échange, leur pérennisation, et l'établissement d'un cadre de gouvernance durable.
- Les progrès dépendent de la coopération et de l'inclusion. L'Agence canadienne de planification du réseau, la Bourse d'électricité et le Forum de coordination du réseau proposés combleraient les lacunes en matière de gouvernance, renforceraient la participation des Autochtones et garantiraient un partage équitable des avantages de l'intégration.

INTRODUCTION

Le réseau électrique canadien est très cloisonné : l'électricité reste en grande partie confinée à l'intérieur des frontières provinciales, et la planification se concentre sur les périmètres provinciaux. Cela a un coût : les réseaux plus vastes et interconnectés sont généralement plus fiables, résilients et rentables que les petits systèmes isolés. Pourtant, le Canada reste une exception : les réseaux provinciaux sont cloisonnés, gérés indépendamment et souvent plus connectés aux États-Unis qu'entre eux. L'absence de connexions est-ouest significatives est de plus en plus coûteuse, vulnérable et en décalage avec les objectifs climatiques et économiques nationaux. Le Canada n'est pas le seul à faire face à ces pressions.

À l'échelle mondiale, l'intégration des réseaux est devenue une priorité pour préparer les réseaux à un climat changeant (événements extrêmes), à une électrification rapide et à la croissance des énergies renouvelables. Les réseaux isolés sont plus coûteux et moins fiables, comme l'illustrent la panne de courant de 2016 en Australie-Méridionale et la crise énergétique de 2021 au Texas. La crise énergétique de 2022 en Europe, quant à elle, a accéléré l'intégration transfrontalière afin d'améliorer la résilience et l'accessibilité financière. Alors que les coûts des énergies renouvelables s'effondrent et que les sites de haute qualité s'éloignent, une expansion limitée du réseau fera grimper les coûts. La modélisation du réseau montre que les réseaux provinciaux isolés du Canada sont plus

L'auteur tient à remercier Tasnim Fariha, AJ Goulding, Kate Koplovich, Alexandre Laurin, Daniel Schwanen, Grant Sprague, George Vegh et plusieurs évaluateurs anonymes pour leurs précieux commentaires et suggestions. L'auteur assume l'entière responsabilité des erreurs éventuelles et des opinions exprimées.

Domaines politiques : Énergie et ressources naturelles.

Thèmes connexes : Électricité ; Sécurité et infrastructures essentielles.

Pour citer ce document : McPherson, Madeleine. 2025. *Alimenter la fédération : un plan directeur pour l'intégration nationale de l'électricité au Canada*. Commentaire 696. Toronto : Institut C.D. Howe.

C.D. Howe Institute Commentary© est une analyse et un commentaire périodiques sur les questions d'actualité en matière de politique publique. Percy Sherwood et James Fleming ont édité le manuscrit ; Yang Zhao l'a préparé pour publication. Comme pour toutes les publications de l'Institut, les opinions exprimées ici sont celles de l'auteur et ne reflètent pas nécessairement celles des membres ou du conseil d'administration de l'Institut. La citation avec mention de la source est autorisée.

Pour commander cette publication, veuillez contacter : l'Institut C.D. Howe, 110 Yonge Street, Suite 800, Toronto, ON, M5C 1T4. Le texte intégral de cette publication est également disponible sur le site web de l'Institut à l'adresse www.cdhowe.org.

vulnérables, coûteuses et génératrices d'émissions. Les économies prospères dépendent de l'accès à des ressources énergétiques abondantes et peu coûteuses. Le Canada doit moderniser la planification de son réseau électrique, en mettant l'accent sur l'intégration, afin de rester compétitif à mesure que le monde se décarbonise et s'électrifie.

Jusqu'à récemment, le climat politique entourant l'intégration des réseaux au Canada était tiède. Le Canada a évité les crises qui ont poussé les États-Unis, l'Australie et l'Europe à agir – jusqu'à récemment. Les droits de douane imposés par le président Trump ont créé un sentiment d'urgence autour de la construction nationale et de la souveraineté, et ont redéfini la dynamique commerciale. Un accroissement des échanges interprovinciaux est essentiel si le commerce avec les États-Unis

est perturbé, mais même si ce n'est pas le cas, les échanges nord-sud et est-ouest sont complémentaires. Alors qu'une volonté politique en faveur de projets de renforcement de la nation émerge, le moment est venu de faire progresser un cadre pour l'intégration du réseau. Espérons qu'il ne faudra pas attendre une panne majeure ou une crise pour déclencher l'action. La question qui se pose alors est la suivante : comment aller de l'avant ?

Ce document propose un plan visant à établir des structures et des processus de gouvernance afin de tirer parti de cette occasion historique pour créer un réseau électrique canadien plus intégré. Le présent document ne propose pas que l'électricité devienne une compétence fédérale, mais plutôt qu'une planification coordonnée du réseau électrique du pays profiterait à toutes les provinces. L'approche ascendante proposée en matière de gouvernance et de planification préserve l'autonomie provinciale, tout en soutenant que des institutions coordonnées peuvent remédier à la fragmentation actuelle.

L'intégration doit reposer sur l'intérêt mutuel : aucune province ne devrait supporter des coûts ou des risques disproportionnés, et les services publics déjà sous pression doivent être soutenus. Le partenariat avec les Autochtones et la participation au capital sont essentiels pour obtenir un consentement social durable et favoriser la réconciliation.

Ce plan d'action s'articule autour de cinq piliers :

1. **Des structures de gouvernance** pour combler les lacunes en matière de planification et de réglementation.
2. **Des cadres de planification** visant à intégrer les plans provinciaux dans une vision nationale cohérente.

3. **Des cadres d'échange** pour relier les différentes structures de marché et permettre des flux transfrontaliers d'électricité efficaces.
4. **Des modèles de financement** qui appliquent une répartition équitable des coûts et tirent parti de la diversité des bénéficiaires.
5. **L'engagement communautaire**, avec l'appropriation par les Autochtones au cœur d'une acceptabilité sociale durable.

Ces piliers s'articulent en quatre phases :

- **Phase 1** : Jeter les bases – Lancer un groupe de travail fédéral-provincial, analyser les lacunes politiques et réglementaires, et réaliser des modélisations de faisabilité afin de créer une base de données factuelles commune.
- **Phase 2** : Institutions pilotes – Tester trois projets pilotes : un Conseil canadien de planification du réseau pour la modélisation nationale, une Chambre de compensation des contrats bilatéraux en vue d'une Bourse canadienne de l'électricité, et un Forum de coordination du réseau pour l'harmonisation réglementaire.
- **Phase 3** : Institutionnalisation – Transformer les projets pilotes en institutions permanentes dotées de mandats clairs, d'un financement stable et de capacités croissantes.
- **Phase 4** : Gouvernance à long terme – Faire mûrir ces institutions, ancrer l'amélioration continue et maintenir la coordination tout en respectant l'autonomie provinciale et la souveraineté autochtone.

Ce plan d'action trace la voie à suivre pour que le Canada tire parti de ces avantages, en s'appuyant sur une récente analyse des meilleures pratiques en matière d'intégration du réseau (McPherson 2025). En partant des plans provinciaux pour construire progressivement un cadre national, le Canada peut moderniser son réseau tout en respectant les compétences, en renforçant la souveraineté, en faisant progresser la réconciliation et en générant des avantages économiques et environnementaux durables. Il met l'accent sur la mise en place de cadres de gouvernance, de planification, d'échange, de financement et l'adhésion sociale qui permettent l'intégration du réseau. Un plan canadien véritablement intégré pour le réseau n'est pas une imposition fédérale, mais un projet coopératif de construction nationale – un projet qui façonnera la prospérité et la résilience pour les générations à venir. L'objectif est de lever un obstacle à l'intégration – l'incertitude quant à la marche à suivre – en traçant une voie claire pour l'avenir.

Le document n'aborde pas des sujets tels que l'engagement et le soutien des municipalités, les impacts environnementaux ou les consultations communautaires,

.....

autres. Ces sujets relèveraient de la compétence des institutions évoquées dans le présent document. La section suivante aborde les avantages et les défis de l'intégration ainsi que les principes fondateurs de l'intégration du réseau, en s'appuyant sur les leçons tirées des précédentes tentatives d'intégration menées aux niveaux provincial et fédéral.

excédents compensent les pénuries ailleurs. Cette diversité atténue la

MOTIVATION EN FAVEUR D'UNE PLUS GRANDE INTÉGRATION

Une plus grande intégration entre les réseaux électriques provinciaux est essentielle pour maintenir la fiabilité et l'accessibilité financière face aux impacts du changement climatique, à l'électrification et la décarbonisation. L'intensification des échanges entre les provinces apporterait plusieurs avantages :

Optimisation des ressources provinciales

L'intégration permet à la production hydroélectrique flexible de la Colombie-Britannique, du Manitoba et du Québec de contrebalancer l'énergie éolienne de classe mondiale mais intermittente de l'Alberta, de la Saskatchewan et des provinces de l'Atlantique. Les ressources éoliennes du Canada comptent parmi les options de production les moins chères – à partir de 3,7 cents/kWh lors de l'enchère de 2017 en Alberta. Grâce à l'intégration, le développement peut se concentrer sur les zones de ressources de la plus haute qualité, au lieu de construire des parcs éoliens locaux présentant des facteurs de capacité plus faibles et des coûts plus élevés. L'exploitation de cette énergie dépend d'une production dispatchable pour équilibrer l'éolien. L'hydroélectricité flexible, présente dans les provinces voisines, est le partenaire idéal. En reliant les réseaux provinciaux, on optimise les ressources disponibles, fournissant ainsi une électricité plus fiable, moins chère et plus propre aux consommateurs des deux côtés.

Fiabilité et résilience

L'intégration améliore la fiabilité en permettant aux régions de partager leurs ressources et leurs services de réseau, en particulier lors de conditions météorologiques extrêmes. Des réseaux plus vastes et interconnectés permettent aux opérateurs de mettre en commun leurs ressources, d'équilibrer la variabilité et de partager des capacités de secours. Un réseau couvrant plusieurs provinces peut puiser dans des sources diverses – hydroélectrique, éolienne, nucléaire – de sorte que les

et réduit le risque qu'un événement isolé, comme une vague de froid ou un incendie de forêt, provoque des coupures généralisées. La diversité des fuseaux horaires permet aux opérateurs de lisser la demande entre les villes. Les réseaux intégrés permettent également de s'appuyer sur des portefeuilles de réserve plus importants, ce qui signifie que chaque juridiction a besoin de moins d'actifs de secours.

L'interconnexion transforme les vulnérabilités locales en atouts collectifs, créant un filet de sécurité plus solide que les systèmes isolés.

Réduction des coûts et opportunités économiques

L'extension des réseaux de transport permet d'accéder à des zones riches en énergies renouvelables, ce qui réduit les coûts d'investissement liés à la production. Les échanges interrégionaux réduisent les coûts de production grâce à la diversification de l'offre et de la demande, ainsi qu'à une concurrence accrue. En partageant leurs ressources, les provinces évitent de construire des capacités redondantes et optimisent plutôt leurs investissements

à l'échelle d'un réseau plus vaste. Cela réduit les coûts du réseau pour les consommateurs tout en créant des opportunités pour développer les énergies renouvelables locales, vendre l'électricité excédentaire sur des marchés plus vastes, générer des revenus, attirer les investissements privés et stimuler la création d'emplois. Il en résulte non seulement une électricité moins chère, mais aussi une économie énergétique plus forte et plus dynamique.

Plusieurs analyses ont démontré l'intérêt de l'intégration à l'échelle de l'Amérique du Nord (Brinkman et al. 2021), du Canada (GE Energy Consulting 2016), des régions sous-canadiennes (Ressources naturelles Canada 2018a, 2018b) et des paires de provinces (Pedder et al. 2021 ; English et al. 2017 ; Seattle et al. 2025). Chacune adopte des méthodes de modélisation et des ensembles de mesures différentes (tarification du carbone, élimination progressive du charbon, objectifs de zéro émission nette, Clean Electricity Regulation). De nombreuses études n'ont pris en compte que les avantages liés à la production et aux coûts d'investissement, négligeant d'autres avantages mis en évidence par les opérateurs de réseau américains (MISO 2012, 2022 ; NYISO 2017, 2019 ; Southwest Power Pool 2016). Jusqu'à récemment, aucune analyse similaire n'existait pour le Canada. Un article récent a quantifié les avantages de l'intégration à l'aide du cadre de planification à valeurs multiples proposé par l'Energy Systems Integration Group (ESIG 2022) avec trois modèles de réseau électrique couplés :

un modèle d'expansion de capacité, COPPER (Arjmand et McPherson 2022), un modèle de coûts de production, SILVER (McPherson et Karney 2017), et un modèle d'adéquation des ressources, PRAS (Stephen 2021). Ensemble, ceux-ci quantifient six catégories d'avantages : coûts de production, réduction des émissions, coûts d'investissement en production, atténuation des risques, adéquation des ressources et résilience. L'intégration s'est avérée particulièrement bénéfique pour la fiabilité de l', réduisant l'énergie non fournie prévue.

Les modèles suggèrent que l'extension de l'interconnexion entre la Colombie-Britannique et l'Alberta de 2,4 gigawatts – soit le double de sa capacité actuelle – générerait 1,7 milliard de dollars de bénéfices nets¹ sur la période d'investissement jusqu'en 2050 (Seattle et al. 2025). De même, l'ajout de 1,5 gigawatt entre le Manitoba et la Saskatchewan – soit le triple de la capacité actuelle – générerait 2,3 milliards de dollars de bénéfices nets sur la même période (Seattle et al. 2025). Ces ratios coûts-avantages de 5,9 et 4,5 représentent un retour sur investissement considérable (Seattle et al. 2025). Un autre rapport, utilisant une méthodologie différente, a constaté qu'un investissement fédéral de 1,7 milliard de dollars dans le transport interprovincial pourrait débloquer 6,6 milliards de dollars supplémentaires d'investissements privés pour le transport et 92,5 milliards de dollars supplémentaires sur 10 ans pour les centrales d'énergie renouvelable.² Bien sûr, ces modèles technico-économiques comportent des incertitudes et ne tiennent pas compte des réalités politiques. Cependant, ils soulignent systématiquement la valeur qu'apporterait une interconnexion accrue.

Les défis LIÉS À L'INTERCONNEXION des réseaux PROVINCIAUX

L'intégration des réseaux provinciaux du Canada est un véritable défi. Chaque province dispose de son propre service public ou gestionnaire de réseau. La planification, la propriété et exploitation relèvent de la compétence des provinces. De nombreuses provinces se sont opposées à l'intervention fédérale, notamment en matière de

la coordination en matière de planification et de réglementation, qui sont des conditions préalables à l'intégration. Chaque province a sa propre structure de marché, allant de marchés concurrentiels dissociés – où la production, le transport et la distribution sont gérés par des entités distinctes – à des sociétés d'État intégrées verticalement. La conception d'un cadre d'échange intégrant ces structures disparates est complexe.

Les services publics et les planificateurs sont déjà confrontés à l'électrification, à l'intégration des énergies renouvelables et aux impacts du changement climatique ; élargir la portée de la planification pourrait constituer une charge supplémentaire et nécessiter de nouvelles ressources. L'absence d'un processus national signifie que le Canada manque d'une vision crédible et cohérente sur la valeur de l'intégration ou sur la manière dont ses avantages seraient partagés. Les lacunes en matière de gouvernance ne laissent aucune voie claire pour résoudre les déséquilibres du marché ou d'élaborer un plan national coordonné. En conséquence, des incitations économiques plus fortes au sud ont souvent conduit les provinces à privilégier les échanges avec les États-Unis plutôt que les échanges entre elles.

Les tarifs de l'électricité résidentielle varient considérablement d'une province à l'autre, allant de 12 cents/kWh à Vancouver à 24 cents/kWh à Edmonton en 2024 (Hydro-Québec 2024). En effet, un prochain *commentaire* de l'Institut C.D. Howe actualise un rapport précédent de l'Institut analysant les différences de prix de l'électricité entre les provinces (Bishop, Ragab et Shaffer 2020). Ce *commentaire* à paraître constate également une variabilité des tarifs d'électricité résidentiels, avec des tarifs plus bas au Québec et en Ontario et des tarifs plus élevés en Alberta et en Saskatchewan. Certains craignent qu'une plus grande intégration et une stabilisation des prix ne leur fassent perdre leur avantage concurrentiel. Sans analyses tenant compte de la fiabilité, de la résilience et de la gestion des risques, il est difficile de voir au-delà d'une simple stabilisation des prix.

Pourtant, les provinces où les coûts de l'électricité sont les plus élevés, notamment l'Alberta et la Saskatchewan, disposent également de l'énergie éolienne de la meilleure qualité et la moins chère du pays.

1 Les avantages nets comprennent : les économies en termes de coûts d'investissement, de coûts de production et d'émissions, ainsi qu'une fiabilité, une résilience et une atténuation des risques accrues.

Si ce projet était développé (à l'aide d'interconnexions), leurs voisins bénéficiant actuellement de tarifs bas tireraient profit de l'importation de cette énergie éolienne bon marché. Étant donné que des parts élevées d'énergie éolienne sont rendues possibles par l'hydroélectricité flexible et dépendent de l'intégration, les provinces situées de part et d'autre de l'interconnexion bénéficieront de prix plus bas. Historiquement, la production d'électricité était une source majeure d'emploi, mais la production actuelle – à l'exception du nucléaire – soutient moins d'emplois à long terme. Désormais, l'économie créera plus d'emplois grâce à l'accès à une électricité à bas prix, qui renforce la compétitivité, qu'il n'y en a dans les installations de production locales. Pourtant, la crainte de « l'exportation » d'emplois lorsque l'électricité est produite juste à côté persiste.

Des initiatives fédérales telles que le Conseil consultatif de l'électricité du Canada (CCEC) ont inclus une plus grande intégration parmi leurs recommandations, mais la réticence des provinces persiste et les mesures sont au point mort. L'intégration du réseau nécessitera une action provinciale audacieuse et ambitieuse. Comme on l'a vu récemment avec les barrières commerciales interprovinciales, en période d'instabilité, les provinces sont capables d'agir sur des questions auparavant difficiles.

Principes FONDATEURS D'UN PLAN D'ACTION POUR UNE PLUS GRANDE INTÉGRATION

Le présent rapport propose un plan d'action pour surmonter les défis liés à l'intégration à l'échelle du Canada. Il n'ignore ni ne minimise ces défis, mais les aborde directement à l'aide de stratégies spécifiques. Ce plan d'action va au-delà des généralités pour proposer des stratégies qui s'appuient sur la situation actuelle, respectent les tensions et les priorités, et offrent des mesures concrètes. Les actions proposées ici reposent sur les principes suivants :

1. La planification nationale doit être ascendante, et non descendante : les plans et priorités provinciaux doivent rester fondamentaux. Le gouvernement fédéral a un rôle de coordination, mais ce plan d'action n'est pas une initiative fédérale.

2. Les infrastructures transfrontalières doivent répartir les avantages de manière équitable : la modernisation du réseau pose des défis disparates aux provinces. Toute infrastructure transfrontalière doit être mutuellement bénéfique, avec une répartition équitable des coûts basée sur la répartition des avantages.
3. Les stratégies proposées doivent faciliter la mise en œuvre des priorités plus larges des services publics : les services publics et les gestionnaires de réseau sont soumis à des pressions pour électrifier, atteindre les objectifs climatiques et planifier de nouvelles charges, y compris les centres de données. Les stratégies doivent aider les services publics à relever ces défis et à éviter des charges supplémentaires.

EXPÉRIENCE INTERNATIONALE EN MATIÈRE D'

L'intégration est devenue une priorité absolue à l'échelle mondiale : l'Europe, l'Australie et (dans une moindre mesure) les États-Unis ont élaboré des stratégies pour surmonter bon nombre des défis auxquels le Canada est confronté.

Ce plan d'action synthétise les enseignements tirés d'une vaste consultation d'experts visant à élaborer des stratégies canadiennes, en mettant l'accent sur la souveraineté, la répartition équitable des coûts et des avantages, et les lacunes en matière de gouvernance.³

En Europe, la modernisation du réseau a dépassé le stade du déploiement des énergies renouvelables, considéré comme étant en bonne voie : les énergies renouvelables sont compétitives en termes de coûts, les politiques sont efficaces et les mécanismes d'investissement fonctionnent bien. L'attention s'est déplacée vers l'intégration, avec un large consensus sur le fait que l'extension du réseau de transport est nécessaire mais lente. La valeur de l'intégration est largement reconnue : lissage de la production et des prix variables des énergies renouvelables, accès aux ressources, amélioration de la fiabilité et de la sécurité, et gestion exploitation du réseau de manière efficace. Les gestionnaires de réseau, les États membres et la Commission européenne mènent des initiatives d'intégration. Conscients qu'il faut faire plus et plus vite, l'UE adopte une approche mutuellement bénéfique et fondée sur des données factuelles pour optimiser la mise en œuvre.

À la suite de la panne générale de 2016 en Australie-Méridionale, le ministre australien de l'Énergie et de l'Environnement a commandé une étude indépendante sur

3 Pour plus de détails sur la consultation d'experts, voir McPherson (2025).

sécurité du réseau. L'étude Finkel a recommandé une planification intégrée « afin de faciliter le développement et le raccordement efficaces des zones d'énergie renouvelable à travers le Marché national de l'électricité » (Finkel 2017), marquant un tournant décisif pour le secteur. Elle a proposé des réformes visant à moderniser le système australien dans un contexte de décarbonisation et de décentralisation rapides.

Il préconisait notamment la mise en place de cadres de planification plus solides pour garantir la fiabilité du réseau, notamment par le biais du Plan intégré du réseau (ISP) élaboré par l'Australian Energy Market Operator (AEMO), qui est depuis devenu la pierre angulaire du développement du réseau sur l'ensemble du Marché national de l'électricité (qui n'inclut ni l'Australie-Occidentale ni le Territoire du Nord).

Au fil de ses itérations successives, l'ISP a orienté le secteur vers une planification guidée par des experts, s'éloignant ainsi d'une élaboration de politiques ad hoc. Il a permis de mettre en place des investissements coordonnés et au moindre coût dans le transport d'électricité, ainsi qu'un développement stratégique visant à exploiter les zones renouvelables et à connecter efficacement les ressources. Aujourd'hui, la planification et l'intégration coordonnées du réseau constituent des priorités absolues en matière de modernisation en Australie.

Les États-Unis pratiquent la planification régionale depuis des décennies, mais, à l'instar du Canada, ils ne disposent pas d'une planification à l'échelle nationale malgré les appels lancés par les chercheurs et des analystes. Actuellement, la Commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC) exige une « coordination » entre les organisations régionales de transport (RTO) et les opérateurs de réseau indépendants (ISO), mais ces exigences sont faibles. Une véritable coordination interrégionale n'existe pas encore. De nombreux experts plaident en faveur d'une collaboration régionale plus forte. Pour que la FERC puisse imposer de telles exigences, elle aurait besoin d'une autorité élargie de la part du Congrès, ce que certains jugent politiquement impossible.⁴

Bien sûr, il existe de nombreuses différences entre le Canada et toutes les autres juridictions, rendant impossible une adoption telle quelle. L'Europe présente une densité de population bien plus importante et plus uniformément répartie. L'histoire de la dissociation et de la libéralisation diffère. Néanmoins, des leçons peuvent être tirées et appliquées pour créer une approche « made in Canada ».

PLAN D'ACTION POUR LE CANADA : une APPROCHE PAR ÉTAPES

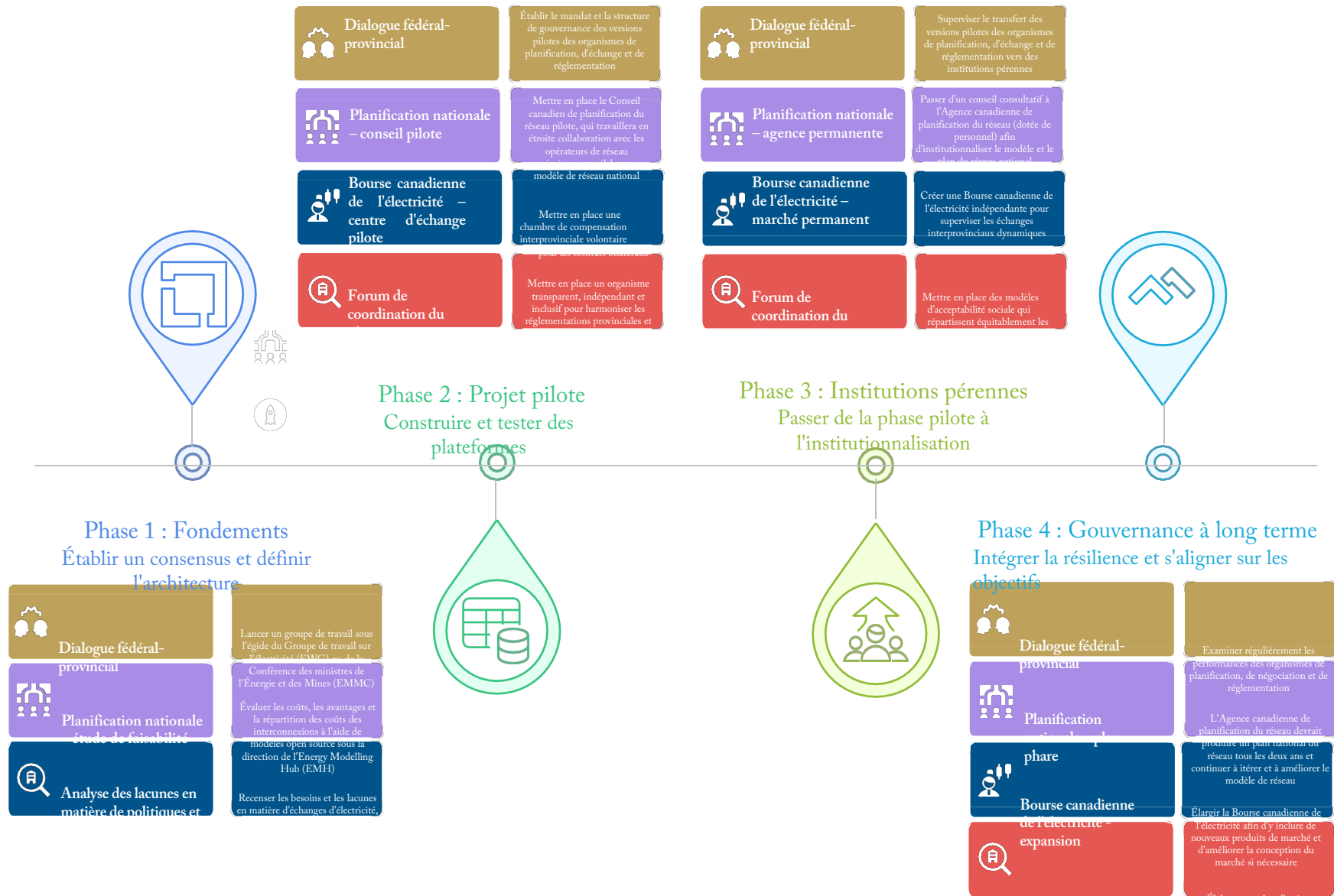
Ce plan d'action s'appuie sur les meilleures pratiques internationales et sur une modélisation détaillée du réseau électrique canadien. Il reconnaît que les changements sectoriels et institutionnels sont progressifs : la mise en place de la gouvernance prend du temps, la planification doit être inclusive, les structures de financement sont complexes et les parties prenantes sont nombreuses. Il définit une séquence d'activités s'articulant autour de cinq piliers – structures de gouvernance, cadres de planification, cadres d'échange, structures de financement et engagement communautaire – organisés en quatre phases. Si la planification du réseau doit être pancanadienne, les structures de gouvernance régionales et les lignes de transport bilatérales constituent probablement un point de départ pratique. La figure 1 donne un aperçu du plan directeur, qui sert de fil conducteur pour la suite du présent rapport.

PHASE 1 : JETER LES BASES

La première phase jette les bases d'une intégration durable du réseau et d'échanges d'électricité entre les provinces. Elle se concentre sur trois activités : la mise en place d'un groupe de travail fédéral-provincial, la réalisation d'une analyse des lacunes en matière de politiques et de réglementation, et la réalisation d'une étude de faisabilité par modélisation. Ces étapes préparent le terrain pour la phase 2, qui lancera trois projets pilotes

4 Un projet de loi bipartite sur les permis, présenté par les sénateurs Manchin et Barrasso, a récemment proposé des dispositions relatives au transport interrégional parmi de nombreux autres sujets liés aux permis (Commission sénatoriale de l'énergie et des ressources naturelles 2024). Les républicains soutiennent généralement les projets de transport d'électricité qui améliorent la fiabilité et soutiennent les centres de données, mais s'opposent à l'extension de l'autorité fédérale ou au subventionnement des énergies renouvelables. Les démocrates, en revanche, souhaitent élargir la supervision fédérale, ajouter des exigences en matière de planification et mettre l'accent sur les avantages d'une plus grande intégration du réseau en termes de fiabilité, d'accessibilité financière et de décarbonisation. La question de savoir si le large soutien de la coalition en faveur de l'expansion interrégionale et la dynamique politique en faveur du changement se maintiendront reste ouverte.

Figure 1 : Une approche par étapes de l'intégration au réseau au Canada



Institutions : un Conseil canadien de planification du réseau pour intégrer les plans provinciaux dans un plan national unifié, une Bourse canadienne de l'électricité servant de chambre de compensation centrale pour les échanges d'électricité, et un Forum de coordination du réseau pour promouvoir la cohérence réglementaire. Chacun de ces projets pilotes pourrait évoluer vers des institutions permanentes lors de la phase 3.

Dialogue fédéral-provincial : Lancer un groupe de travail

Il est essentiel de former rapidement une coalition entre les provinces et le gouvernement fédéral. Le Canada ne dispose pas d'un de forum dédié aux questions interprovinciales liées à l'électricité. Le Conseil consultatif canadien de l'électricité a identifié cette lacune dans la recommandation 19 de son rapport de mai 2024, qui préconisait de « mettre en place un cadre pour soutenir les projets interrégionaux de transport d'électricité ». Les gouvernements provinciaux, les services publics, les gouvernements autochtones et les détenteurs de droits, ainsi que les organismes de réglementation, ont besoin d'un lieu neutre pour discuter des opportunités commerciales, surmonter les obstacles et planifier les flux d'électricité transfrontaliers.

Les groupes existants, tels que le Groupe de travail sur l'électricité (EWG) et la Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines (EMMC), pourraient servir de une base pour la formation d'une coalition. Un nouveau groupe de travail au sein de l'un de ces organismes devrait se concentrer sur l'intégration des réseaux, l'identification des besoins en matière de politiques et de réglementation, et l'instauration d'un climat de confiance. Au cours de la phase 2, ce groupe de travail pourrait évoluer pour devenir le Forum de coordination des réseaux, chargé d'harmoniser les réglementations et d'assurer la transparence. D'ici la phase 3, il élaborerait un cadre de licence sociale et des modèles de financement. Au cours de la phase 4, il publierait un plan d'action biennal pour les réseaux mettant en évidence les lacunes et les opportunités d'innovation.

Analyse des lacunes en matière de politiques et de réglementation : définir les exigences et lancer des projets pilotes

Le groupe de travail devrait consolider l'expérience canadienne et internationale pour définir la gouvernance et les mandats de trois nouveaux organismes :

1. Le Conseil canadien de planification du réseau, composé de planificateurs et d'exploitants provinciaux, concevrait un processus de planification national et superviserait un exercice de modélisation, en s'inspirant des enseignements tirés du Plan décennal de développement du réseau (TYNDP) du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E) et de l'ISP de l'AEMO.
2. La Bourse canadienne de l'électricité rationaliserait les échanges interprovinciaux en documentant les accords actuels, en identifiant les lacunes telles que les limites des contrats bilatéraux, les décalages de programmation et les structures tarifaires, et en explorant des protocoles de programmation et de règlement.
3. Le Forum de coordination du réseau harmoniserait les réglementations, améliorerait la transparence, élaborerait des modèles de licence sociale et soutiendrait l'innovation, en s'appuyant sur le réseau des régulateurs canadiens de l'énergie et des services publics (CAMPUT).

Ces trois nouveaux organismes seraient des projets pilotes dans un premier temps ; la mise en œuvre initiale devrait être conçue pour tester, apprendre et affiner le système avant son déploiement complet. À mesure qu'ils évoluent et mûrissent, leur structure et leurs opérations devraient être revues et affinées avant qu'ils ne s'établissent en tant qu'organismes permanents.

Étude de faisabilité de modélisation : élaboration et analyse d'un modèle préliminaire

Si de nombreuses études ont démontré les avantages d'une intégration élargie, la plupart étaient des initiatives ponctuelles menées par des universitaires ou des consultants, utilisant souvent des modèles et des données propriétaires. Elles manquent de légitimité institutionnelle et de l'effort soutenu nécessaire à une planification à long terme.

L'Energy Modelling Hub (EMH), créé en 2019 grâce à un financement de Ressources naturelles Canada, est bien placé pour combler cette lacune. Il rassemble des modélisateurs et des décideurs politiques, gère des modèles et des données open source, et mobilise les parties prenantes. Sa suite de modélisation validée, sa base de données et ses outils de visualisation constituent le fondement d'

un plan national pour le réseau électrique. La plateforme M3 de l'EMH a été utilisée pour évaluer les avantages de l'extension des interconnexions,

notamment les coûts d'investissement et de production, les émissions, la fiabilité, la résilience et l'atténuation des risques.⁵

Au cours de la phase 1, l'EMH devrait s'appuyer sur sa suite de modélisation pour : (1) intégrer les plans de réseau provinciaux dans l'élaboration de scénarios ; (2) améliorer la méthodologie d'analyse coûts-avantages ; et (3) créer un cadre permettant de répartir équitablement les coûts transfrontaliers. Le plan national de réseau devrait s'appuyer sur les plans provinciaux existants, tels que le plan de ressources intégré de BC Hydro et le plan de transport à long terme de l'Alberta Electric System Operator (AESO), afin de garantir une approche ascendante qui reflète les priorités provinciales. Le plan devrait intégrer une méthodologie cohérente pour évaluer l'intégration, en utilisant une définition commune des avantages. La méthodologie proposée dans l'article universitaire ci-joint devrait être affinée par le biais de consultations avec les parties prenantes et s'appuyer des meilleures pratiques, notamment le cadre coûts-avantages de quatrième génération de l'ENTSO-E (2024) et la liste des avantages pour les analyses coûts-avantages de l'ordonnance 1920 de la FERC (2025). Les avantages énumérés dans ces méthodes comprennent la baisse des prix de gros, l'amélioration de la fiabilité, la réduction de la congestion, la réduction des émissions et une meilleure intégration des énergies renouvelables. Enfin, le couplage des modèles de réseau aux modèles macroéconomiques et de main-d'œuvre permettrait au Canada d'évaluer les impacts plus larges de l'intégration, notamment sur le PIB et la création d'emplois.

D'ici la fin de la phase 1, l'EMH devrait avoir intégré les données des réseaux provinciaux dans CODERS – la base de données canadienne open source pour la recherche énergétique et la modélisation des systèmes –, affiné ses méthodes d'analyse coûts-avantages et développé un outil pour calculer la répartition transfrontalière des coûts. Le groupe de travail pourra alors utiliser ces outils pour produire un premier plan national pour le réseau. La publication de cette première version contribuerait à renforcer la confiance, à améliorer la transparence et à jeter les bases de la phase 2, lorsque le Conseil canadien de planification du réseau prendra le relais.

PHASE 2 : PLANIFICATION, ÉCHANGES ET CADRES RÉGLEMENTAIRES PILOTES

CADRES D'HARMONISATION

La phase 2 se concentre sur la mise en place progressive de trois organismes pilotes : un Conseil canadien de planification du réseau pour coordonner les gestionnaires de réseau provinciaux en matière de modélisation et de planification transfrontalières ; une Bourse canadienne de l'électricité pour établir une chambre de compensation interprovinciale volontaire pour les contrats bilatéraux ; et un Forum de coordination du réseau pour harmoniser les réglementations provinciales. Ces projets pilotes pourraient être mis en œuvre sur au niveau régional et s'appuyer sur les initiatives déjà en cours, telles que l'interconnexion Nouveau-Brunswick-Nouvelle-Écosse (Wasoqonatl Reliability Intertie) et l'étude sur l'intégration et le transport de l'énergie éolienne offshore dans le Canada atlantique.

Chacune de ces organisations devrait combiner une gouvernance descendante et ascendante afin de s'inscrire dans le paysage institutionnel canadien actuel, où la planification, l'exploitation et la propriété du réseau relèvent de la responsabilité de chaque province, chacune disposant de son propre planificateur, exploitant et régulateur. La conviction profonde que l'intervention fédérale dans ce qui est considéré comme une question provinciale serait inacceptable a longtemps constitué un obstacle majeur à l'intégration des réseaux électriques provinciaux. Cependant, comme le montrent l'Europe et l'Australie, il est possible de préserver l'autonomie provinciale tout en permettant l'intégration grâce à une coordination fédérale. L'Europe et l'Australie ont été confrontées à des tensions similaires et ont mis en place des structures de gouvernance qui concilient la planification transfrontalière et l'harmonisation réglementaire sans empiéter sur l'autorité régionale. Le tableau ci-dessous illustre comment le Canada pourrait s'inspirer de ces modèles.

5 Une méthodologie détaillée est présentée dans Seatle et al. (2025), qui applique une évaluation à six critères aux interconnexions élargies entre la Colombie-Britannique et l'Alberta ainsi qu'entre le Manitoba et la Saskatchewan.

Tableau 1 : Cadres de planification et de réglementation descendants et ascendants pour l'Europe (existants), l'Australie (existants) et le Canada (recommandés)

	Rôle	Europe - Existant	Australie - Existant	Canada - Recommandation
	Planification			
Approche ascendante	Planification et exploitation régionales du réseau de transport.	Les gestionnaires de réseau de transport (GRT) planifient, possèdent et exploitent leur réseau régional ; il y a généralement un GRT par pays ; ils peuvent être publics ou privés et sont dissociés (de la production) ; les GRT sont des monopoles réglementés dont les revenus proviennent de tarifs réglementés ; les GRT participent au processus de planification de l'ENTSO-E.	Les prestataires de services de réseau de transport (PSRT) planifient, possèdent et exploitent les actifs de transport au sein de leur État ; les projets sont soumis à l'approbation des autorités de régulation ; il s'agit de monopoles réglementés ; les PSRT sont tenus de fournir des données pour le Plan de système intégré (PSI).	Les services publics et les gestionnaires de réseau verticalement intégrés existants dans chaque province devraient continuer à élaborer des plans provinciaux pour leurs zones de desserte respectives, mais devraient soumettre leurs plans (et les données associées) à un Conseil canadien de planification du réseau afin d'assurer la coordination, la modélisation et la planification du réseau national.
Approche descendante	Planification interrégionale, coordination des gestionnaires de réseau et promotion des infrastructures transfrontalières.	L'ENTSO-E élabore le Plan décennal de développement du réseau (TYNDP) qui intègre les plans nationaux dans un plan paneuropéen et sert de base à la sélection des projets d'intérêt commun (PIC) ; l'ENTSO-E n'est ni propriétaire d'actifs ni régulateur (ces fonctions incombent aux GRT et aux régulateurs nationaux).	L'AEMO élabore l'ISP, qui est un plan directeur pour les futurs investissements en transport d'électricité sur l'ensemble du marché national de l'électricité ; elle n'est pas propriétaire d'actifs et n'a pas le pouvoir de construire des lignes de transport ; elle recommande des projets réalisables.	Il n'existe actuellement aucune institution fédérale ou panprovinciale chargée de coordonner les plans provinciaux ; une nouvelle institution (le Conseil canadien de planification du réseau) devrait être créée avec pour mandat de coordonner les plans provinciaux, d'identifier les projets d'intérêt national et d'élaborer un cadre pour la répartition transfrontalière des coûts.
	Réglementation			
Approche ascendante	Approbation des coûts d'extension du réseau de transport.	Les autorités de régulation nationales (ARN), chargées de promouvoir les intérêts des consommateurs de leur propre pays, approuvent les dépenses de transport au moyen d'un test de tarification réglementée.	Fonctions de régulation limitées au niveau des États ; le réseau électrique est principalement régi au niveau national.	Chaque province dispose d'une commission des services publics et/ou d'un régulateur chargé de promouvoir les intérêts des consommateurs de sa province et d'approuver les projets réglementés.
Approche descendante	Faciliter la coopération interrégionale entre les régulateurs et les gestionnaires de réseau.	L'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) coordonne les ARN et supervise le marché ; elle ne dispose pas de pouvoir d'exécution, qui reste du ressort États membres nationaux ; elle joue un rôle dans la répartition transfrontalière des coûts pour les PCI, en intervenant pour imposer des décisions de répartition des coûts lorsque les ARN ne parviennent pas à s'entendre (bien que ce rôle soit exercé avec prudence).	L'Australian Energy Regulator (AER) met en œuvre les règles et approuve les projets de transport. L'Australian Energy Market Commission (AEMC) élabore et modifie les règles du marché national de l'électricité.	L'harmonisation des réglementations entre les provinces est limitée ; l'Office de régulation de l'énergie du Canada (CER) a le pouvoir de réglementer le transport interprovincial , mais n'a jamais exercé ce pouvoir (elle réglemente toutefois les lignes internationales). Compte tenu des difficultés rencontrées pour étendre les pouvoirs de la FERC aux États-Unis et de l'absence d'un marché national de l'électricité, une nouvelle institution (le Forum de coordination du réseau) devrait être créée et chargée de coordonner les régulateurs provinciaux.

Mettre en place un Conseil canadien de planification du réseau pour coordonner les plans provinciaux

Actuellement, chaque province élabore des perspectives à long terme dans des rapports tels que le ou le Plan de transport à long terme de l'Alberta. Ces plans se concentrent uniquement sur le territoire provincial et passent à côté d'opportunités potentiellement bénéfiques. Le Canada a besoin d'un plan national qui intègre ces plans provinciaux sans les supplanter. Les plans provinciaux devraient servir de point de départ au plan national, qui peut identifier les opportunités manquées et mutuellement bénéfiques qu'aucune province ne peut réaliser seule.

L'ENTSO-E (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité) en Europe et l'AEMO (Australian Energy Market Operator) en Australie assurent la coordination respectivement dans 36 pays et cinq États. Ces entités garantissent la cohérence tout en respectant les politiques nationales (Europe) ou au niveau des États (Australie). Aux États-Unis, les organisations régionales de transport élaborent des plans pour leur territoire, mais il n'existe aucun cadre pour la planification interrégionale.

Le Canada ne dispose d'aucun plan ou mécanisme régional ou national permettant d'harmoniser les plans provinciaux. Le Canada pourrait adopter le modèle européen et australien en créant un organisme de coordination chargé de regrouper les plans provinciaux en un plan interrégional, ou adopter le modèle américain en élargissant le mandat de l'Office de régulation de l'énergie du Canada (OREC) afin d'imposer une planification interrégionale. Cependant, compte tenu du succès de l'Europe et de l'Australie, de l'importance d'une approche ascendante dans le contexte canadien et des difficultés persistantes liées à l'élargissement de la compétence de la FERC, il est préférable de mettre en place un nouvel organisme doté du pouvoir de regrouper les plans provinciaux en un plan national est préférable. Le Conseil de planification pourrait commencer au niveau régional et ne fusionner qu'ultérieurement en une seule entité nationale. À terme, un plan national pour le réseau offrira les plus grands avantages, mais un plan régional pourrait s'avérer plus pratique à court terme. Bien que la planification puisse être nationale (ou

régionale), les infrastructures de transport bilatérales constituent un point de départ pratique. Cette entité devrait avoir le pouvoir d'exiger des provinces qu'elles soumettent leurs plans de production et de transport ainsi que leurs données dans un format normalisé afin d'assurer la cohérence à l'échelle nationale

Le Conseil canadien de planification du réseau devrait inclure des planificateurs provinciaux, des services publics et des gestionnaires de réseau afin de garantir que la planification reste ascendante, suivant le modèle de l'ENTSO-E, où les membres sont les GRT de chaque pays. Au cours de cette phase pilote, le Conseil pourrait conseiller EMH sur l'amélioration du modèle de réseau national et élaborer un processus de planification inclusif, en se préparant à assumer l'entière responsabilité lors de la phase 3.

Le gouvernement fédéral jouerait un rôle de coordination et de soutien.

Mettre en place une bourse canadienne de l'électricité

Chaque province dispose de son propre marché de l'électricité : l'Alberta est dissociée et libéralisée, l'Ontario est dissociée avec un marché hybride, tandis que le Manitoba, le Québec et la Colombie-Britannique sont verticalement intégrés, sociétés d'État dominées par l'hydroélectricité. Cette diversité complique les échanges interprovinciaux et est souvent citée comme un obstacle à la mise en place d'un réseau national. En revanche, l'Europe et l'Australie disposent de marchés harmonisés permettant les échanges interrégionaux. Si des structures disparates compliquent les échanges, elles ne les rendent pas impossibles ; des cadres appropriés peuvent les faciliter. Des échanges ont déjà lieu entre les provinces libéralisées et celles intégrées verticalement, ainsi qu'entre les provinces intégrées. Chaque service public au Canada dispose d'un bureau de négociation qui coopère au-delà des frontières. La Bourse canadienne de l'électricité pourrait élargir ces flux. La conception de la Bourse devrait être le fruit de consultations et être indépendante (sur le plan opérationnel) des activités de planification, afin que les difficultés liées à la mise en place de la Bourse (comme on l'a vu dans la concurrence entre le Southwest Power Pool et le développement du marché de l'ISO de Californie) ne freinent pas les activités de planification.

Cadres actuels pour les échanges transfrontaliers

Alberta–Colombie-Britannique (libéralisé–intégré verticalement) : Sur le marché libéralisé de l'Alberta, les importations et les exportations sont rémunérées au prix du pool fixé par l'AESO, sous réserve des pertes et des frais de transport. Lorsque Powerex, la branche commerciale de BC Hydro, importe de l'Alberta, elle paie le prix du pool ; ses offres d'exportation sont basées sur le coût d'opportunité interne.

Manitoba–Saskatchewan (verticalement intégré–verticalement intégré) : En l'absence de marchés de gros concurrentiels, les échanges s'effectuent par le biais d'accords bilatéraux d'achat d'électricité à long terme, qui précisent les volumes, les calendriers et les prix. Par exemple, un accord de 20 ans portant sur 100 mégawatts a été signé en 2016 et étendu à 215 mégawatts en 2018.

Réserves d'urgence : Les provinces voisines partagent également leur électricité en cas d'urgence. En janvier 2024, l'Alberta a été confrontée à un froid extrême qui a provoqué des pannes de turbines à gaz et d'éoliennes, poussant le réseau au bord de la rupture. L'AESO a émis une alerte réseau, et les importations provenant de SaskPower et de BC Hydro ont permis d'éviter des pannes généralisées.

Mise en place d'une chambre de compensation pour les contrats bilatéraux

Une bourse volontaire, basée sur une plateforme, pourrait permettre aux provinces d'échanger de l'électricité sans renoncer au contrôle opérationnel ni à la dissociation. À l'image de Nord Pool (une bourse d'électricité paneuropéenne), une approche par étapes pourrait débiter par une chambre de compensation des contrats bilatéraux volontaire lors de la phase 2, suivie d'une bourse d'électricité canadienne lors de la phase 3. À leurs débuts, le marché hydroélectrique réglementé de la Norvège et le marché libéralisé de la Suède utilisaient une interface neutre de marché journalier, tandis que les GRT conservaient la gestion en temps réel. Au fil du temps, les participants se sont tournés vers le marché intrajournalier, formant ainsi le marché couplé actuel. Ce processus graduel a permis aux participants de se familiariser avec les règles et les signaux de prix avant une intégration plus poussée.

Une plateforme centrale pourrait héberger les contrats bilatéraux existants afin de renforcer la transparence. Dans un premier temps, la chambre de compensation enregistrerait les contrats, compenserait

les transactions et publierait les capacités de transfert disponibles, les facteurs de perte, les flux de jonction et les prix. Elle pourrait se concentrer sur des opportunités de fiabilité mutuellement avantageuses et des initiatives d'exploitation conjointes telles que le partage de la réserve tournante et l'équilibrage. Ces éléments sont moins menaçants

que le commerce à part entière tout en offrant des avantages économiques. Une fois la confiance établie, les provinces pourraient s'orienter vers un commerce plus intégré (phase 3). La chambre de compensation pourrait également publier des prix en temps quasi réel entre les zones, une première étape pour harmoniser les différences de prix entre les provinces. Les gestionnaires de réseau conserveraient leur autorité d'équilibrage en temps réel, comme c'est le cas actuellement. Par exemple, Powerex participe au Western Energy Imbalance Market.

La Bourse canadienne de l'électricité pourrait être créée en tant qu'organisme indépendant doté d'un conseil d'administration comprenant des gestionnaires de réseau provinciaux, des administrateurs indépendants et des conseillers autochtones. Les opérations de la Bourse devraient être indépendantes des gestionnaires de réseau, bien que ceux-ci soient des partenaires clés : ils fourniraient la capacité d'interconnexion et les données, participeraient au comité consultatif et mettraient en œuvre les résultats. Un observateur indépendant du marché enquêterait sur les cas de manipulation ou de rétention aux points d'interconnexion et arbitrerait les litiges. Pour financer ses opérations, la plateforme pourrait mettre aux enchères la capacité d'interconnexion et/ou imposer une modeste redevance de transport, dont les recettes seraient versées à un Fonds de règlement interprovincial et d'avantages pour la communauté.

Bien que transparent et compatible avec les cadres actuels, ce modèle manque de la réactivité des marchés à un jour ou en temps réel, qui deviendront de plus en plus importants à mesure que la production d'énergie renouvelable se développe. Au cours de la phase 3, la Bourse canadienne de l'électricité pourrait évoluer vers un marché liquide permettant aux provinces et aux services publics de réagir aux conditions et à la volatilité en temps réel.

Mettre en place un forum de coordination du réseau

Chaque province dispose de son propre organisme de réglementation ; la CER supervise les infrastructures interprovinciales mais n'a pas le pouvoir de faire respecter un cadre unifié. Par conséquent, aucune règle commune ne régit les interconnexions,

et il n'existe aucun recours en cas de litige, comme l'illustre la décision unilatérale de l'Alberta de réduire la puissance de l'interconnexion entre la Colombie-Britannique et l'Alberta.

L'Australie et les États-Unis (à l'exception du Texas) disposent tous deux d'autorités nationales de régulation de l'énergie : l'Australian Energy Regulator et la FERC, respectivement. L'Europe adopte une approche hybride : les régulateurs nationaux conservent leur autorité, tandis que l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) facilite la coordination, surveille le marché intérieur de l'énergie de l'UE et applique la politique de concurrence de l'UE – autant d'éléments qui favorisent l'intégration du réseau.

Compte tenu de l'autorité constitutionnelle des provinces, un modèle de type européen est préférable. Un

organe d'harmonisation, sur le modèle de l'ACER, pourrait aligner les régulateurs provinciaux sans les supplanter. Une telle entité devrait préserver l'autonomie provinciale, promouvoir l'harmonisation, rester politiquement indépendante et faciliter des consultations inclusives.

- **Propriété provinciale** : les provinces conserveraient la propriété et l'autorité sur le réseau, mais coordonneraient les normes techniques et la planification. Les règles d'échange devraient s'interfacer avec les systèmes provinciaux tout en permettant aux provinces de conserver leurs structures actuelles. Les provinces conserveraient le contrôle sur la tarification, la réglementation, la fiabilité et la planification, tout en harmonisant la planification des interconnexions, la gestion de la congestion et la déclaration des capacités nettes de transfert. Les opérateurs provinciaux auraient besoin de ressources supplémentaires pour participer à la Bourse.
- **Harmonisation réglementaire** : La Bourse nécessitera un accord sur la conception du marché, la gouvernance, la transparence, les codes de réseau et les règles de règlement. Un facteur clé pour faciliter les échanges est un accès ouvert et transparent au réseau de transport, similaire au tarif d'accès ouvert au réseau de transport (OATT) prévu par l'ordonnance n° 888 de la FERC. Les efforts d'harmonisation doivent également rester conformes aux normes et pratiques de la North American Electricity Reliability Corporation (NERC), ce que les services publics canadiens font déjà.
- **Indépendance politique et consultations inclusives** : Le Forum devrait être exempt de toute ingérence politique et donner la priorité à des consultations inclusives et transparentes.

PHASE 3 : PASSAGE des projets pilotes À UNE GOUVERNANCE DURABLE Structures

Au cours de la phase 3, les trois organisations pilotes – une fois mises en place, testées, débarrassées de leurs risques et ayant déjà constaté certains avantages – devraient évoluer vers des institutions permanentes dotées d'une gouvernance durable, d'un financement pluriannuel et de mandats clairs. Les provinces conserveraient le contrôle de l'électricité sur leur territoire. Toutefois, à ce stade, les avantages d'une plus grande intégration du réseau devraient être évidents.

Créer l'Agence canadienne de planification du réseau

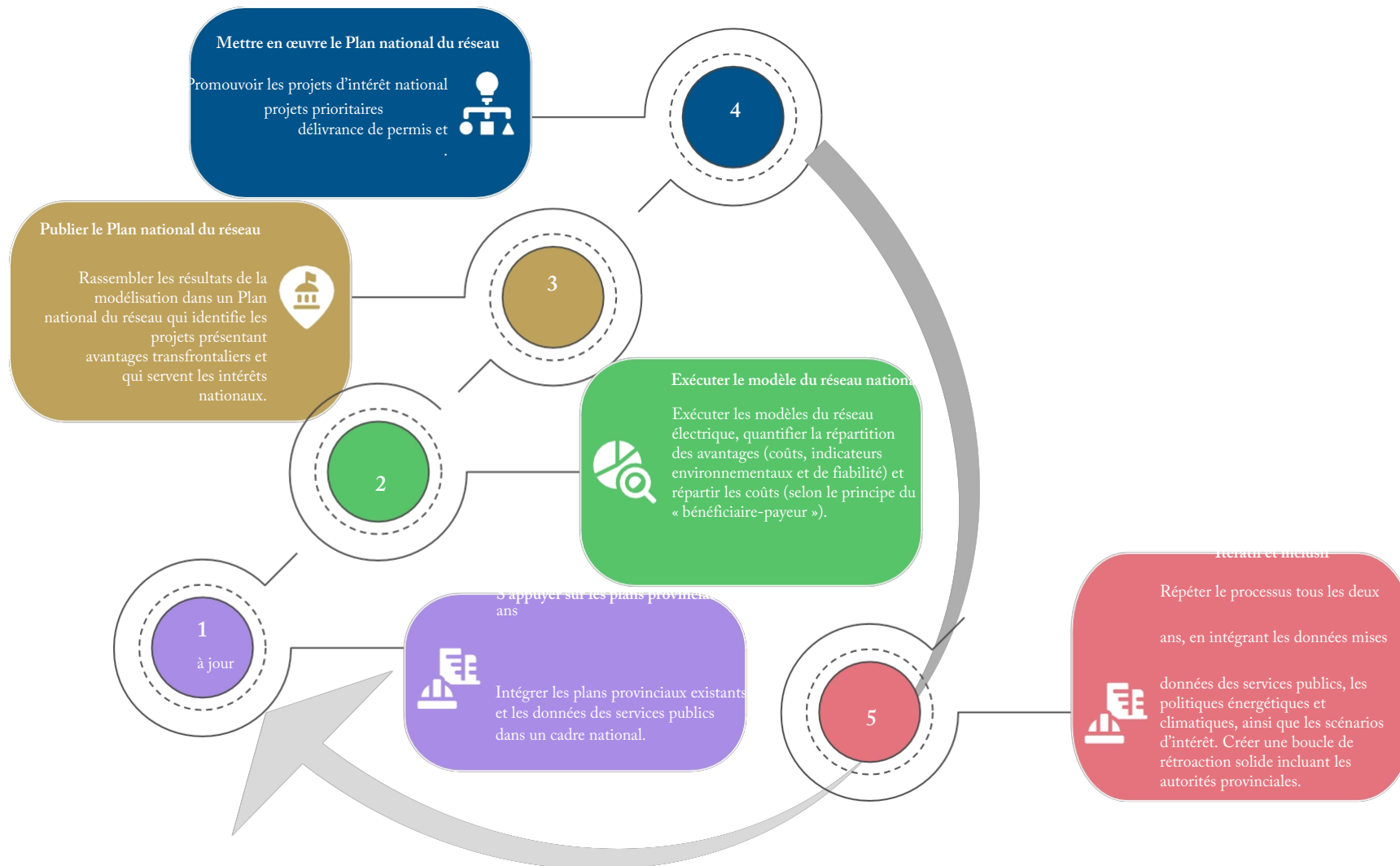
Au cours de la phase 3, le Conseil de planification du réseau établi lors de la phase 2 devrait devenir l'Agence canadienne de planification du réseau, dotée d'un personnel dédié chargé de maintenir le modèle national du réseau, d'intégrer les contributions provinciales et de publier le plan national à intervalles réguliers.

Les gestionnaires de réseau provinciaux joueraient un rôle direct en fournissant les données des services publics et les projets candidats qui servent de base au travail de modélisation.

Les principales responsabilités de l'Agence consisteraient à maintenir le modèle de réseau national et à publier un plan national actualisé tous les deux ans. Le Canada peut tirer des enseignements concrets du TYNDP de l'ENTSO-E en Europe et de l'ISP de l'AEMO en Australie. Ces deux documents s'appuient sur des contributions détaillées des gestionnaires de réseau, reflètent les politiques des États (en Australie) ou nationales (Europe) et prévoient la consultation du public et des parties prenantes. L'Agence canadienne de planification du réseau devrait :

- être composée d'un personnel administratif et de modélisation à temps plein, en collaboration permanente avec les planificateurs de réseau provinciaux.
- conclure des accords avec les gestionnaires et les planificateurs de réseau provinciaux pour le partage en temps opportun des données des services publics et la collaboration à l'élaboration de scénarios.
- Intégrer les politiques énergétiques et climatiques de chaque province, telles qu'elles figurent dans leurs plans à long terme, comme données de base pour l'élaboration des scénarios.
- Créer une boucle de rétroaction solide qui permette

Figure 2 : Processus de modélisation et de planification du réseau national mis en œuvre par l'Agence canadienne de planification du réseau



Les autorités provinciales doivent examiner et approuver les projets de scénarios avant leur finalisation.

- Élaborer un plan national identifiant les projets d'intérêt national, qui bénéficieront ensuite d'un traitement prioritaire en matière d'autorisations et d'un soutien financier, à l'instar des projets d'intérêt commun en Europe et des projets ISP Actionable en Australie.

Le rythme de planification doit être itératif, en commençant par des données actualisées issues des plans provinciaux, puis en exécutant la suite de modélisation nationale (y compris les analyses coûts-avantages et de répartition des coûts) afin d'identifier les projets d'intérêt national attractifs sur le plan financier et opérationnel, et enfin en publiant un plan national de réseau. Le processus doit être répété selon tous les deux ans et être continuellement mis à jour à mesure que les politiques, les technologies et les besoins régionaux évoluent. Ce processus est illustré dans la figure 2 ci-dessous.

Renforcer l'intégration au sein de la Bourse canadienne de l'électricité

À mesure que les capacités éoliennes et solaires augmentent, la variabilité liée aux conditions météorologiques créera des écarts de prix plus importants entre les zones de jonction et renforcera les exigences en matière d'adéquation des ressources. Les contrats bilatéraux à long terme ne peuvent pas entièrement couvrir cette volatilité à court terme ni la planification des ressources à long terme. Au lieu de cela, le Canada, sous l'impulsion des services publics, devrait élaborer des règles pour régir le commerce de l'électricité. Au cours de la phase 3, la Chambre de compensation des contrats bilatéraux devrait évoluer pour devenir la Bourse canadienne de l'électricité : un marché dynamique qui favorise les échanges interprovinciaux efficaces, améliore la régulation et facilite l'intégration des énergies renouvelables variables. Une bourse dynamique permettrait aux provinces de réagir aux signaux en temps réel et à un jour ; cette régulation améliorée réduirait les coûts de production, limiterait les restrictions de production, renforcerait la fiabilité et orienterait les investissements de manière efficace vers les capacités d'interconnexion.

La Bourse doit être conçue de manière à ce que les provinces ne soient pas tenues de remanier leur structure existante, qu'elle soit verticalement intégrée ou dégroupée et libéralisée. Dans l'ouest des États-Unis, où aucun RTO n'a été mis en place, plusieurs cadres d'échange ont vu le jour pour permettre la coordination entre les autorités, tant dans les régions de marché que dans celles hors marché. Le Western Energy Imbalance Market (WEIM) est un marché de l'énergie en temps réel qui équilibre l'offre et la demande entre 21 autorités de régulation, dont Powerex et California ISO.⁶ Créé en 2014, le WEIM continue de s'étendre à mesure que de nouveaux participants le rejoignent. Deux initiatives supplémentaires sont en cours pour couvrir la période du jour précédent : l'Extended Day-Ahead Market (EDAM) de California ISO et Markets+ de la SPP.⁷ Powerex s'est engagé à financer Markets+ et a émis des réserves quant à la conception de l'EDAM.

Partout au Canada, d'autres services publics participent également aux marchés américains. Par exemple, Manitoba Hydro a rejoint le MISO en 2001, et Hydro-Québec a mis en place une salle des marchés pour vendre son surplus d'énergie sur les marchés américains en 2000. La Bourse canadienne de l'électricité ne devrait pas supplanter cette intégration existante avec les marchés américains, qui continuent d'être d'importantes sources de revenus. Elle devrait plutôt compléter l'intégration aux marchés américains par une plus grande intégration des marchés interprovinciaux.

Créer une plateforme de marché commune

En s'appuyant sur l'expérience du WEIM, de l'EDAM et de Markets+, les provinces pourraient concevoir une structure qui tienne compte de la diversité des structures de marché provinciales tout en permettant à l'opérateur de la Bourse de coordonner efficacement les échanges entre les provinces. Les opérateurs de la Bourse pourraient planifier la capacité d'interconnexion horaire, régler les transactions et communiquer les prix. La conception des enchères nécessitera une attention particulière

6 California ISO. 2025. « California Independent System Operator. Western Energy Markets. » <https://www.westerneim.com/pages/default.aspx>.

7 Southwest Power Pool. 2016. « The Value of Transmission ». <https://www.spp.org/value-of-transmission/>.

consultation avec les autorités de régulation, mais devrait maximiser le bien-être social en orientant les flux qui génèrent les plus grands bénéfices nets. Les rentes de congestion – recettes perçues lorsque les lignes de transport atteignent leur capacité maximale et que des différences de prix apparaissent entre les régions – accumulées aux points de jonction pourraient être versées dans un fonds de règlement interprovincial et utilisées pour investir dans de nouvelles infrastructures et partager les bénéfices avec les communautés concernées.

Élargir la participation au marché et augmenter la granularité des zones tarifaires

Au lancement, la participation pourrait être limitée aux autorités provinciales de régulation, chaque province étant traitée comme une zone d'enchères unique. Au fil du temps, la participation pourrait s'étendre aux producteurs, aux détaillants, aux gros consommateurs et aux agrégateurs si les provinces en décident ainsi. À mesure que la participation s'élargit, les provinces pourraient révéler leurs contraintes internes, de sorte que les zones d'enchères deviennent plus granulaires sur le plan spatial, là encore, uniquement si les provinces en décident ainsi. À terme, le Canada pourrait suivre le modèle Nord Pool et permettre aux producteurs tiers, aux détaillants, aux services publics autochtones et aux gros clients de négocier directement. Ou, si les provinces préfèrent une plateforme strictement axée sur l'interconnexion, celle-ci peut rester à zone unique (c'est-à-dire les autorités d'équilibrage existantes).

Intégrer progressivement de nouveaux produits et services

Progressivement, la Bourse pourra ajouter des niveaux supplémentaires (par exemple, des transactions de rééquilibrage intrajournalières ou en temps réel) et des produits de marché (par exemple, la capacité et les services auxiliaires). Pour ce faire, les protocoles de partage des réserves doivent être normalisés. Le marché des crédits d'émissions pourrait également être introduit, mais les provinces conserveraient leur autorité sur les politiques énergétiques et climatiques.

Gouvernance

La Bourse doit être structurellement indépendante des acteurs du marché. Elle devrait être dirigée par un conseil d'administration comprenant des représentants des provinces, des administrateurs indépendants et des conseillers autochtones, et supervisée par un observateur du marché indépendant doté de pouvoirs d'enquête. Les régulateurs provinciaux devraient reconnaître et accepter le règlement de la Bourse, mais la surveillance provinciale serait maintenue. L'indépendance, la transparence et des règles prévisibles sont essentielles pour garantir la confiance dans les résultats et pour s'assurer que les transactions programmées sont efficaces, non discriminatoires et concurrentielles.

Forum de coordination du réseau

Le Forum de coordination du réseau, lancé lors de la phase 2, devrait continuer à combler les lacunes, notamment en mettant en place des cadres de licence sociale qui permettent de partager les avantages avec les communautés et les Premières Nations, et en améliorant l'accès au financement.

Établir des modèles de licence sociale

L'opposition du public aux infrastructures linéaires qui traversent de nombreuses propriétés et territoires traditionnels constitue un obstacle persistant. L'histoire nous offre des avertissements clairs. En 1978, les protestations des agriculteurs du Minnesota contre une longue ligne à haute tension ont dégénéré en tentatives de sabotage et en déploiements massifs des forces de l'ordre. À Miryang, en Corée du Sud, les manifestations contre une ligne de transport d'électricité ont abouti à une tragédie lorsque Lee Chi-woo, âgé de 74 ans, s'est immolé par le feu.⁸ Au Canada, le projet Bipole III du Manitoba a suscité de vives objections de la part des agriculteurs, des propriétaires fonciers, des Premières Nations et d'anciens employés des services publics.

L'absence d'une consultation significative a longtemps retardé, voire parfois fait échouer, des projets énergétiques

8 Sun-ae, Kim. 2025. « Behind The Electricity We Use ». *7e Korea Times*. 17 mars. <https://www.koreatimes.co.kr/opinion/20250317/behind-the-electricity-we-use>.

au Canada. Une consultation efficace doit être précoce, sincère et liée à des avantages concrets. Des exemples internationaux et nationaux fournissent des éclairages. Au Texas, les zones d'énergie renouvelable compétitives ont réussi en partie parce que les propriétaires fonciers ont reconnu que les avantages du développement éolien dépendaient de l'acceptation de servitudes de transport (Baldick 2023).

Les modèles de participation autochtone gagnent du terrain au Canada, motivés par l'autonomie gouvernementale, les opportunités économiques, la protection de l'environnement et le développement communautaire (Stefanelli 2019).

La participation des Autochtones au capital s'impose comme un moyen pratique et fondé sur des principes pour concilier le avec la souveraineté, les opportunités et la gestion responsable des Autochtones. En 2024, BC Hydro a exigé une participation minimale de 25 % des Premières Nations dans les nouveaux projets ; huit des neuf projets éoliens sélectionnés ont dépassé ce seuil, avec une participation autochtone de 51 %. Ces accords ont été soutenus par des outils de financement tels que l'Initiative d'infrastructure des communautés autochtones de la Banque de l'infrastructure du Canada et le Cadre de financement par capitaux propres des Premières Nations de la Colombie-Britannique.

La copropriété d'une ligne de transport entre Hydro-Québec et le Conseil mohawk de Kahnawà:ke illustre un autre modèle de réussite. La ligne de 540 kilomètres devrait acheminer 1 250 mégawatts d'énergie renouvelable vers la ville de New York et représente la première participation d'Hydro-Québec dans une infrastructure de transport d'électricité avec une communauté des Premières Nations (7^e Gazette 2024). Dans le cadre d'une société en commandite, le Conseil a le droit de devenir partenaire à hauteur d'au moins 10 %, avec la possibilité d'augmenter sa participation au fil du temps, et de percevoir des dividendes sur cet investissement. Les dirigeants communautaires soulignent que cette approche peut redéfinir les relations autour des grandes infrastructures.

Les investissements dans le transport d'électricité peuvent servir les priorités en matière d'autonomie autochtone et de réconciliation en exploitant les ressources renouvelables, en favorisant le développement industriel,

en générant des revenus stables et en impliquant les gouvernements autochtones en tant que partenaires plus égaux. Cependant, les politiques, les pratiques et les conditions du marché doivent garantir que les lignes sont utilisées et génèrent des revenus. Sans politiques communes, sans application de la loi et sans marchés cohérents et transparents, il y aura des risques pour les groupes autochtones qui investissent dans des participations dans des lignes interprovinciales. Le Forum devrait élaborer un cadre de licence sociale qui place au centre l'autonomie et la prise de décision des peuples autochtones et des Premières Nations, définit les attentes en matière de participation au capital ou de partage des revenus le long des tracés proposés, et établit des processus transparents pour les accords de consentement, de consultation et de partage des avantages. Un tel cadre peut soutenir la réconciliation, réduire l'opposition et les risques juridiques, et améliorer les délais des projets en renforçant un soutien public durable.

Faciliter le financement des projets

Le financement devrait suivre un cadre transparent de répartition des coûts qui reflète la distribution des avantages. Étant donné que de nombreuses parties en bénéficient – les contribuables, les développeurs d'énergies renouvelables, les grands consommateurs industriels, les négociants et le gouvernement fédéral –, divers modes de financement peuvent être mis à profit. La diversité des bénéficiaires est un avantage, car elle réduit la concentration des risques, mais elle ajoute également une complexité de coordination que le Forum devrait aider à gérer. Les sources potentielles comprennent :

1. Un financement provenant de la base tarifaire réglementée, dont les clients bénéficient d'une fiabilité accrue.
2. Des accords bilatéraux avec les producteurs d'énergie renouvelable cherchant un meilleur accès au réseau et avec les consommateurs industriels à la recherche d'une alimentation électrique fiable et stable.
3. Les recettes provenant de l'arbitrage des prix interprovinciaux.
4. Un financement fédéral pour faire progresser la réconciliation, la construction nationale et les objectifs climatiques.

Les sections suivantes examinent tour à tour chacune de ces sources possibles.

1. Base tarifaire réglementée

L'intégration au réseau améliore la fiabilité en réduisant le risque de coupures, renforce la résilience en limitant les impacts des événements extrêmes et atténue les risques en offrant une protection contre des conditions futures incertaines.

La modélisation présentée dans le document d'accompagnement sur les avantages à valeurs multiples illustre comment quantifier ces gains et les répartir entre les réseaux (Seattle 2025). Par exemple, une interconnexion plus solide entre la Colombie-Britannique et l'Alberta peut aider la Colombie-Britannique à gérer une disponibilité saisonnière de l'eau de plus en plus variable et permettre à l'Alberta de faire face aux conditions météorologiques extrêmes dans un avenir dominé par le vent. Ces avantages en matière de fiabilité justifient d'imputer une partie des coûts aux contribuables des deux provinces.

Les régulateurs provinciaux ont pour mandat de garantir un service fiable et abordable et de veiller à ce que les dépenses servent l'intérêt public. Les services publics doivent demander à leur régulateur l'autorisation de modifier leurs tarifs, justifier la nécessité et la rentabilité de ces changements, et démontrer que d'autres solutions ont été envisagées. Les coûts d'interconnexion peuvent être inclus dans la mesure où ils profitent aux clients de leur province. Le Forum devrait promouvoir une approche cohérente pour évaluer la fiabilité, la résilience et l'atténuation des risques à l'échelle interprovinciale.

2. Accords bilatéraux avec les producteurs d'énergie renouvelable et les consommateurs industriels

Les développeurs d'énergies renouvelables sont souvent confrontés à de longues files d'attente pour le raccordement ou à un accès limité au réseau de transport. De nouvelles interconnexions peuvent ouvrir des zones renouvelables de grande qualité, justifiant ainsi un investissement direct de la part des développeurs qui bénéficient d'un meilleur accès et de prix plus stables. Une partie de la capacité d'interconnexion peut être vendue par le biais d'accords bilatéraux à des producteurs ou à de grands clients industriels. En Australie, les développeurs ont collaboré avec les opérateurs de transport pour cofinancer des lignes vers les zones les plus riches en ressources. Les « zones d'énergie renouvelable compétitives » du Texas ont identifié cinq

potentiel éolien, ont soutenu 6,9 milliards de dollars d'investissements en transport d'électricité et ont permis de développer 11 gigawatts d'énergie éolienne (Baldick 2023). Les clients industriels peuvent également contribuer lorsque les extensions soutiennent directement des opérations nouvelles ou élargies. Les plus gros consommateurs de l'Alberta paient déjà les mises à niveau liées aux participants, et BC Hydro a signé des accords sur mesure avec des projets miniers et de GNL pour partager les coûts d'extension du réseau de transport. Outre l'accès au réseau, les promoteurs et les utilisateurs industriels apprécient la stabilité des prix qu'offre l'interconnexion.

3. Recettes provenant des opérateurs d'arbitrage

Les revenus générés par les négociants qui tirent profit des écarts de prix entre les provinces pourraient contribuer à financer une partie de la ligne en enchérissant sur la capacité de celle-ci. Ce partage d'énergie tire parti des complémentarités provinciales et crée une source de revenus sans supplanter les fonctions des services publics.

4. Financement du gouvernement fédéral

L'intégration au réseau présente des avantages à l'échelle nationale, notamment en matière de réconciliation, d'action climatique et de sécurité économique. Le financement fédéral peut refléter ces objectifs. Le gouvernement fédéral pourrait utiliser des contributions financières pour catalyser l'action provinciale – en recourant à des prises de participation et à des prêts flexibles et peu coûteux par l'intermédiaire d'entités telles que la Banque de l'infrastructure du Canada, ou en jouant un rôle de locataire ancrage pour des risques des projets (à l'instar des initiatives du Département de l'Énergie des États-Unis). Le soutien fédéral peut être subordonné à la participation des provinces à des normes minimales de planification, au partage des données et à la collaboration avec la Bourse canadienne de l'électricité et le Forum de coordination du réseau. L'approbation du financement fédéral pourrait relever de l'Agence canadienne de planification du réseau, comme c'est le cas en Europe et en Australie. Cette approche s'inscrit dans le cadre du « fédéralisme électrique » du Canadian Climate Institute, selon lequel le gouvernement fédéral

finance ou soutient les infrastructures essentielles tandis que les provinces conservent le contrôle opérationnel (Institut canadien du climat 2023).⁹

La composition des avantages et des bénéficiaires varie d'un projet à l'autre, ce qui conduit naturellement à une base de financement diversifiée et propre à chaque projet. Le Forum de coordination du réseau devrait piloter le processus de répartition des coûts en veillant au respect de méthodes normalisées, en garantissant l'application du principe du « bénéficiaire-payeur » et en réglant les litiges lorsqu'ils surviennent.

PHASE 4 : GOUVERNANCE ET MISE EN ŒUVRE à long terme

La phase 4 marque la transition entre la mise en place d'organisations et de processus et leur intégration en tant que piliers durables du réseau électrique canadien. À ce stade, les trois institutions mises à l'essai lors de la phase 2 et officialisées lors de la phase 3 disposent de mandats stables, de processus éprouvés et d'une confiance bien établie. L'accent est désormais mis sur l'amélioration continue, le perfectionnement des produits phares et l'innovation. Cette phase met l'accent sur le maintien de la dynamique, la promotion de l'adaptabilité aux changements technologiques et politiques, et la garantie que la gouvernance reste capable de relever les défis et de saisir les opportunités émergents au cours des décennies à venir.

Agence canadienne de planification du réseau

Le rôle principal de l'Agence est de maintenir et d'améliorer le modèle du réseau national et de publier le Plan national du réseau tous les deux ans. Ses principales responsabilités comprennent :

- Gérer la plateforme nationale de modélisation ;
- l'intégration des ensembles de données récents provenant des opérateurs et des planificateurs provinciaux ;
- la mise à jour des évaluations des ressources pour la production d'énergie renouvelable et conventionnelle ;
- affiner les données relatives aux coûts et aux performances en matière de production, de stockage et de transport ;
- intégrer les objectifs et les réglementations provinciaux en constante évolution ;
- Mettre à jour les données opérationnelles telles que les schémas de congestion et la demande saisonnière.

Amélioration itérative et renforcement de la confiance

Au fur et à mesure que les cycles de planification s'enchaînent, l'Agence peut réduire les incertitudes entourant des variables clés telles que les coûts technologiques, la croissance de la demande, les taux d'électrification et les impacts du changement climatique. Chaque cycle biennal sert à la fois d'exercice technique et d'engagement, renforçant la confiance entre les provinces, les gouvernements autochtones, les acteurs du marché et le public. En documentant de manière transparente les méthodes, les hypothèses et les résultats, l'Agence renforce sa crédibilité et fournit une base factuelle commune pour les décisions d'investissement et réglementaires.

Intégration avec d'autres institutions

Les résultats de l'Agence alimentent directement la conception du marché de la Bourse canadienne de l'électricité et les recommandations réglementaires du Forum de coordination du réseau

. Au fil du temps, l'Agence peut aligner l'analyse de scénarios sur les données de performance du marché, créant ainsi des boucles de rétroaction qui améliorent la précision de la planification et l'efficacité du marché.

Vision à long terme

Le processus de planification de l'Agence devrait devenir un plan mis à jour en continu, s'appuyant sur des flux de données en temps quasi réel. Il devrait améliorer le travail en tenant compte des leçons apprises, en intégrant les nouvelles technologies et en s'adaptant à l'évolution des facteurs déterminants.

9 Ragan, C., Greenspon, E., Smith, R. 2023. « Electric Federalism: An Idea Whose Time Has Come ». *7e Globe and Mail*. Juillet <https://www.theglobeandmail.com/opinion/article-with-demand-surging-canada-must-upgrade-its-electricity-grid-can-we>.

Bourse canadienne de l'électricité

La mission à long terme de la Bourse est de développer une plateforme de négociation dynamique, transparente et efficace.

Après être passée d'une chambre de compensation bilatérale à un marché robuste, elle se concentre désormais sur l'élargissement de la participation, la diversification des produits et la garantie de l'intégrité. Ses principales responsabilités consistent à optimiser les flux transfrontaliers en fonction de signaux de prix transparents et de la capacité du réseau. Cette fonction de compensation reste essentielle pour intégrer les énergies renouvelables variables, améliorer la gestion de la production et mettre en évidence la valeur de la capacité de transport. À terme, la Bourse devrait élargir son offre pour inclure :

- des services auxiliaires (régulation de fréquence, réserves tournantes, puissance réactive) ;
- Des produits de flexibilité pour encourager la réponse à la demande et le stockage ;
- Des produits de capacité ou d'adéquation à long terme pour renforcer la fiabilité.

La participation au marché devrait continuer à s'étendre afin d'accroître la liquidité et la concurrence, améliorant ainsi la découverte des prix et les signaux d'investissement. La Bourse devrait fonctionner selon une gouvernance solide, avec un contrôleur indépendant, des rapports transparents et des cadres permettant d'atténuer les risques émergents.

Forum de coordination du réseau

Le rôle à long terme du Forum est de maintenir un environnement réglementaire cohérent et réactif permettant de tirer pleinement parti des avantages de l'intégration.

Il devrait s'agir d'un organisme axé sur les solutions, capable d'anticiper les problèmes et de coordonner les réponses. Ses principales responsabilités comprennent la publication d'un plan d'action pour le réseau qui :

- examine les performances de l'Agence de planification et de la Bourse de l'électricité ;
- identifie les opportunités d'innovation en matière de planification, de financement ou de réglementation ;
- recommande des ajustements aux règles ou aux cadres de répartition des coûts ;
- met en évidence les nouvelles tendances en matière de technologie, de conception des marchés et de politique climatique.

Engagement des communautés autochtones et acceptabilité sociale

Le Forum devrait continuer à affiner les cadres de licence sociale, en veillant à ce que les communautés autochtones conservent leur pouvoir de décision, des opportunités d'équité et des avantages à long terme. Il devrait surveiller l'efficacité, mettre à jour les meilleures pratiques et faciliter le règlement des différends.

Harmonisation réglementaire et innovation

Dans la mesure du possible, le Forum devrait encourager l'harmonisation des règles entre les provinces afin de réduire les barrières commerciales. Il peut également servir de banc d'essai pour des bacs à sable réglementaires, permettant de tester de manière contrôlée de nouveaux modèles d'affaires, technologies ou mécanismes sans risque excessif.

Vision à long terme

Le Forum devrait être reconnu comme un organisateur indépendant et de confiance, capable de concilier l'autonomie provinciale et les gains d'efficacité liés à l'harmonisation, et de traduire les objectifs politiques en changements réglementaires applicables. Les institutions mises en place et consolidées par le passé doivent rester adaptatives, transparentes et collaboratives afin de répondre efficacement à l'évolution des contextes politiques, économiques et technologiques.

En intégrant l'amélioration continue à leurs mandats fondamentaux, l'Agence canadienne de planification du réseau, la Bourse canadienne de l'électricité et le Forum de coordination du réseau pourront préserver les avantages de l'intégration pendant des décennies. Ce faisant, ils garantiront que le réseau électrique canadien reste fiable, abordable et conforme aux objectifs climatiques et énergétiques, tout en respectant les compétences territoriales, en faisant progresser la souveraineté autochtone et en renforçant la confiance du public.

CONCLUSION : CONSTRUIRE LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE NATIONAL du Canada

Le Canada se trouve à un tournant de son histoire énergétique. Les pressions conjointes du changement climatique et de l'électrification exigent un réseau plus résilient

et plus abordable que jamais. L'intégration du réseau n'est pas seulement une amélioration technique. C'est une nécessité stratégique. En reliant les provinces et les territoires, le pays et ses gouvernements supérieurs peuvent exploiter des ressources renouvelables diverses et complémentaires qui équilibrent l'offre et la demande à travers les fuseaux horaires et les saisons, et réduisent les coûts grâce au partage des infrastructures et des gains d'efficacité du marché. Un réseau national renforce également la sécurité énergétique, permettant au Canada de gérer les perturbations, de s'adapter à un climat en mutation et de maintenir un service fiable malgré la volatilité des marchés mondiaux.

Le plan présenté dans ce rapport trace une voie pragmatique et progressive vers cet avenir. Ses quatre phases mènent de la vision à la mise en œuvre par des étapes réalisables :

- La phase 1 vise à harmoniser les positions, à instaurer la confiance et à définir des priorités communes ;
- La phase 2 met à l'essai des institutions et des cadres de coordination et d'échange, démontrant la validité du concept ;
- La phase 3 institutionnalise ces organismes, renforce leurs capacités et les intègre dans la gouvernance ;
- La phase 4 marque la transition vers une gouvernance à long terme axée sur l'amélioration, l'innovation et l'inclusion.

À chaque étape, les cinq piliers du plan directeur – gouvernance, planification, échanges, financement et acceptabilité sociale – ancrent le travail dans des principes qui concilient l'autonomie provinciale et l'intérêt national. La gouvernance comble les lacunes en matière de planification et de réglementation grâce à des mandats clairs

qui évitent les chevauchements. Les cadres de planification assurent la cohérence des investissements à long terme. Les cadres d'échange permettent un partage efficace tout en respectant les structures de marché provinciales. Les modèles de financement

mettent à profit la diversité des parties prenantes qui en bénéficient. L'engagement communautaire, en particulier auprès des gouvernements et des communautés autochtones, garantit le partage des bénéfices et l'obtention de l'adhésion sociale.

Ensemble, ces phases et ces piliers offrent un processus durable. Le plan d'action tient compte des réalités constitutionnelles et de la culture politique, évite la centralisation excessive et renforce la confiance et les capacités qui rendent possible une coopération durable. Il intègre les enseignements tirés des juridictions de premier plan – la coordination transfrontalière en Europe et la planification intégrée en Australie – et les adapte aux conditions canadiennes.

La réussite exigera une volonté politique soutenue, un renforcement constant des capacités et une volonté de dépasser les frontières juridictionnelles au profit d'un avantage national partagé. Mais l'histoire du Canada montre que de telles réalisations sont à notre portée. Du chemin de fer transcontinental à l'assurance maladie universelle, les Canadiens ont entrepris des projets ambitieux et coopératifs qui ont tissé des liens à travers le pays et amélioré la qualité de vie de tous.

Cette opportunité n'en est pas moins transformatrice. En construisant un réseau national intégré, le Canada peut fournir une énergie plus propre à moindre coût, créer des emplois, soutenir le développement des communautés autochtones et établir les fondements de la croissance économique. Les avantages perdureront pendant des générations. Ce plan d'action n'est pas une liste de vœux pieux. C'est un appel à l'action soutenu par une stratégie claire et progressive. Les outils, l'expertise et la vision existent. Il ne reste plus qu'à agir de manière collaborative et avec la conviction que l'avenir du Canada est plus radieux lorsque nous sommes connectés.

R É F É R E N C E S

- Arjmand, R., et McPherson, M. 2022. « Canada's electricity system transition under alternative policy scenarios ». *Energy Policy* 163 : 112844. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112844>.
- Baldick, R. 2023. *Zones d'énergie renouvelable et planification du transport : leçons tirées du Texas*. Université du Texas à Austin.
- Bishop, Grant, Ragab, M., et Shaffer, B. 2020. *7e Price of Power : Coûts comparatifs de l'électricité entre les provinces*. Commentaire 582. Toronto : Institut C.D. Howe. <https://cdhowe.org/publication/price-power-comparative-electricity-costs-across-provinces/>.
- Brinkman, G., Bain, D., Buster, G., Draxl, C., Das, P., Ho, J., Ibanez, E., Jones, R., Koebrich, S., Murphy, S., Narwade, V., Novacheck, J., Purkayastha, A., Rossol, M., Sigrin, B., Stephen, G., et Zhang, J. 2021. *7e Étude nord-américaine sur l'intégration des énergies renouvelables : une perspective canadienne*. <https://doi.org/10.2172/1804702>.
- Bruemmer, René. 2024. « Un moment spécial de notre histoire » : le Conseil mohawk de Kahnawake signe un accord avec Hydro-Québec. *7e Gazette*. 18 avril. <https://www.montrealgazette.com/news/article144715.html>.
- Casper, B., et Wellstone, P. 1981. *Powerline : 7e première bataille de la guerre énergétique américaine*. University of Massachusetts Press.
- English, J., Niet, T., Lyseng, B., Palmer-Wilson, K., Keller, V., Moazzen, I., Pitt, L., Wild, P., & Rowe, A. (2017). « Impact of electrical inertia capacity on carbon policy effectiveness ». *Energy Policy*. 101 : 571–581. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.026>.
- ENTSO-E. 2024. « L'ENTSO-E publie les lignes directrices définitives pour l'analyse coûts-avantages des ». 9 avril. <https://www.entsoe.eu/news/2024/04/09/entso-e-publishes-the-final-guideline-for-cost-benefit-analysis-of-grid-development-projects/>.
- ESIG. 2022. « Planification du réseau de transport à valeurs multiples pour un avenir énergétique propre : rapport du groupe de travail sur l'évaluation des avantages du réseau de transport ». Energy Systems Integration Group. <https://www.esig.energy/multi-value-transmission-planning-report>.
- FERC. 2025. « Explications sur la règle finale relative à la planification du transport et à la répartition des coûts ». <https://www.ferc.gov/explainer-transmission-planning-and-cost-allocation-final-rule>.
- GE Energy Consulting. 2016. « Étude pancanadienne sur l'intégration de l'énergie éolienne (PCWIS) ». Association canadienne de l'énergie éolienne. <https://renewablesassociation.ca/wp-content/uploads/2021/10/pcwis-fullreport.pdf>.
- Grid Status. 2025 « Carte des prix nodaux ». Août. <https://docs.gridstatus.io/monitor/nodal-price-map>.
- Hydro-Québec. 2024. « Le Conseil mohawk de Kahnawake et Hydro-Québec signent des accords relatifs à la ligne Hertel-New York ». 18 avril. <https://news.hydroquebec.com/en/press-releases/2067/mohawk-council-of-kahnawake-and-hydro-quebec-sign-hertel-new-york-line-agreements/#:~:text=The%20Mohawk%20Council%20of%20Kahnaw%C3%A0,Mohawk%20Territory%20of%20Kahnaw%C3%A0%3Ake>.
- McPherson, M., et Karney, B. 2017. « Une approche par scénarios pour la conception de réseaux électriques à forte pénétration d'énergies renouvelables variables en Ontario, au Canada : développement et application du modèle SILVER. » *Energy* 138 : 185–196. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.027>.
- McPherson, M. 2025. « Best Practices for Grid Integration ». Document présenté lors du 24e atelier sur l'intégration de l'éolien et du solaire, Berlin, Allemagne, 7-10 octobre.
- MISO. 2012. « Portefeuille de projets à valeurs multiples : résultats et analyses. Midcontinent Independent System Operator. » <https://cdn.misoenergy.org/2011%20MVP%20Portfolio%20Analysis%20Full%20Report117059.pdf>.

- _____. 2022. « L'impératif de fiabilité : planification à long terme du transport d'électricité »._
<https://cdn.misoenergy.org/20220725%20Board%20of%20Directors%20Item%2002a%20Reliability%20Imperative%20LRTP625714.pdf>.
- Ressources naturelles Canada. 2018a. *Coopération régionale en matière d'électricité et infrastructures stratégiques (RECSI) : Résumé à l'intention des décideurs de la région de l'Atlantique* (M134-50/2018E-PDF). Ressources naturelles Canada. https://www.publications.gc.ca/collections/collection_2019/nrcan-nrcan/M134-50-2018-eng.pdf.
- _____. 2018b. *Coopération régionale en matière d'électricité et infrastructures stratégiques (RECSI) : Résumé à l'intention des décideurs de la région de l'Ouest* (M134-49/2018E-PDF). Ressources naturelles Canada._
https://natural-resources.canada.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/clean/RECSI_WR-SPM_eng.pdf.
- NYISO. 2017. « Western New York Public Policy Transmission Planning Report ». New York Independent System Operator. <https://www.nyiso.com/documents/20142/2892590/Western-New-York-Public-Policy-Transmission-Planning-Report.pdf/d3f62964-2e2d-588c-2da4-9aa33bb5470b>.
- _____. 2019. « Plan de transport en courant alternatif (AC) : politique publique ». New York Independent System Operator.
<https://www.nyiso.com/documents/20142/5990605/AC-Transmission-Public-Policy-Transmission-Plan-2019-04-08.pdf/0f5c4a04-79f4-5289-8d78-32c4197bcdcf2>.
- Pedder, S., Duboviks, V., et Ravas, K. 2021. « Résumé de l'étude de coordination régionale SaskPower/Manitoba Hydro ». General Electric International, Inc.
- Seale, Madeleine et Madeleine McPherson. 2025. « Atténuation et adaptation : évaluation des avantages multiples de l'extension du réseau de transport ». *Energy Policy* 207 : 114821._
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.114821>.
- SPP. 2025. « Southwest Power Pool »._
<https://www.spp.org/marketsplus>.
- Stefanelli, J., et al. 2019. « La participation des Autochtones aux projets énergétiques au Canada : études de cas et implications politiques ». Institut canadien pour les choix climatiques.
- Stephen, G. 2021. « Documentation du modèle Probabilistic Resource Adequacy Suite (PRAS) v0.6 » (NREL/ TP--5C00-79698, 1785462, MainId:35919). Laboratoire national des énergies renouvelables._
<https://doi.org/10.2172/1785462>.

.....

NOTES :

.....

PUBLICATIONS RÉCENTES DE L'INSTITUT C.D. HOWE

Octobre 2025	Robson, William B.P., et Nicholas Dahir. <i>Making the Grade : 7e rapport d'évaluation de la responsabilité financière des gouvernements supérieurs du Canada, 2025</i> . Commentaire n° 695 de l'Institut C.D. Howe.
Octobre 2025	Caracciolo, Gherardo. <i>Alléger le règlement : Tableau de bord de la réglementation financière du Canada, deuxième année</i> . Commentaire n° 694 de l'Institut C.D. Howe.
Octobre 2025	Edwards, Gary. <i>Une refonte de la réglementation : une feuille de route pour étendre les conseils financiers aux Canadiens à revenus moyens et modestes</i> . Commentaire n° 693 de l'Institut C.D. Howe.
Septembre 2025	Leyton-Brown, Kevin, Cinda Heeren, Joanna McGrenere, Raymond Ng, Margo Seltzer, Leonid Sigal et Michiel van de Panne. « L'IA n'est pas sorcière : idées pour faire décoller l'adoption de l'IA au Canada ». Verbatim de l'Institut C.D. Howe.
Septembre 2025	Zelmer, Mark. <i>L'avantage du terrain : aider les institutions financières à se préparer aux difficultés financières dans un contexte de tensions géopolitiques croissantes</i> . Commentaire n° 692 de l'Institut C.D. Howe.
Septembre 2025	Wyonch, Rosalie. « Accès et abordabilité : mettre en place des systèmes d'assurance-médicaments financièrement responsables ». Rapport de conférence de l'Institut C.D. Howe.
Septembre 2025	Al-Akkad, Lin. « Stratégies pour une main-d'œuvre prête pour l'avenir et modèle d'adéquation des compétences : le cas de la transition énergétique ». Document de travail de l'Institut C.D. Howe.
Septembre 2025	Drummond, Don. « Secoué par les droits de douane, toujours affaibli de l'intérieur : le Canada a besoin d'un nouveau modèle économique et fiscal ». Verbatim de l'Institut C.D. Howe.
Août 2025	Johnson, David. <i>Les indicateurs de réussite : Évaluation des écoles primaires de l'Ontario</i> . Commentaire n° 691 de l'Institut C.D. Howe.
Août 2025	Grootendorst, Paul. <i>Ami ou ennemi ? Les réseaux de pharmacies préférentielles et l'avenir des prestations pharmaceutiques au Canada</i> . Commentaire n° 690 de l'Institut C.D. Howe.
Août 2025	Lester, John. « Examen des dépenses fédérales : une initiative bienvenue, mais imparfaite ». E-Brief de l'Institut C.D. Howe.
Juillet 2025	Beaudry, Catherine. <i>Libérer l'innovation : obstacles, programmes de soutien gouvernementaux et ce qui fonctionne le mieux</i> . Commentaire n° 689 de l'Institut C.D. Howe.
Juillet 2025	Andolfatto, David, et Fernando M. Martin. <i>Évaluation de la flambée de l'inflation au Canada en 2021-2022</i> . Commentaire n° 688 de l'Institut C.D. Howe.

SOUTENEZ L'INSTITUT

Pour plus d'informations sur la manière de soutenir le travail politique essentiel de l'Institut C.D. Howe, par le biais de dons caritatifs ou d'une adhésion, veuillez consulter le site www.cdhowe.org ou appeler le 416-865-1904. Découvrez les activités de l'Institut et comment faire un don en même temps. Vous recevrez un reçu fiscal pour votre don.

Une RÉPUTATION D' POUR RECHERCHE INDÉPENDANTE, RECHERCHE NON PARTISANE

La réputation de l'Institut C.D. Howe en matière de recherche sur les politiques publiques indépendante, raisonnée et pertinente, d'une qualité irréprochable, constitue son principal atout et est le fondement de la crédibilité et de l'efficacité de ses travaux. L'indépendance et l'impartialité sont des valeurs fondamentales de l'Institut qui déterminent son approche de la recherche, guident les actions de son personnel professionnel et définissent les types de contributions financières que l'Institut est disposé à accepter.

Pour consulter l'intégralité de notre politique d'indépendance et d'impartialité, rendez-vous sur www.cdhowe.org.



C.D. HOWE
INSTITUTE

110, rue Yonge, bureau 800, Toronto
(Ontario)
M5C 1T4

Canadian Publication Mail Sales
Product Agreement #40008848