

MARS 2026

Actionner l'interrupteur

Vers un réseau électrique
canadien plus résilient face
aux changements climatiques

JENNY ALBERS, CHRISTOPHER CAPUTO,
GIGI CHANG, RIZWAN DESAI, LEIF DOUGLASS,
WILMA SHIM



ActionCanada

Le Fellowship d'Action Canada est un programme de leadership en politiques publiques qui s'échelonne sur 10 mois. Il vise à approfondir la compréhension du Canada par les leaders émergent-e-s et à développer les compétences nécessaires pour relever les défis nationaux en matière de politiques publiques. Chaque année, Action Canada choisit un enjeu majeur que les fellows examinent au cours du programme. Répartis en groupes de travail, ils collaborent avec des expert-e-s et des parties prenantes à l'échelle nationale pour élaborer un rapport proposant des solutions politiques, dans le but d'enrichir le discours national sur les enjeux critiques auxquels les Canadien-ne-s sont confronté-e-s. En 2025-2026, le fellowship s'est concentré sur la résilience climatique.



**Public
Policy
Forum**

**Forum des
politiques
publiques**

Le Forum des politiques publiques (FPP) travaille à l'amélioration des résultats des politiques canadiennes en collaboration avec les élus et les fonctionnaires de tous les paliers de gouvernement, le secteur privé, les syndicats, les établissements d'enseignement supérieur, les ONG et les groupes autochtones. Organisation non partisane portée par ses membres, le FPP œuvre « de l'inclusion à la conclusion » en organisant des débats sur des questions politiques fondamentales et en préconisant de nouvelles options et des voies à suivre. Depuis plus de 30 ans, le FPP supprime les barrières entre les secteurs, contribuant ainsi à des changements appréciables qui permettent de construire un meilleur Canada.



ÉDITION DIGITALE

Télécharger une version digitale de ce rapport

150 Elgin Street, bureau 904 | Ottawa, Canada K2P 1L4

© Action Canada Fellowship and Public Policy Forum, 2026.

Table des matières

04	À propos des auteurs
07	Résumé
10	Introduction
13	Bâtir un avantage concurrentiel grâce à des réseaux électriques fiables
16	Étude de cas : Summerside, Île-du-Prince-Édouard
20	Étude de cas : Essex Powerlines Corporation, Ontario
24	Le moment est venu
25	Des obstacles réglementaires
27	Recommandations
	01: Personnes
	02: Collectivités
	03: Systèmes
34	Conclusions
36	Références
39	Remerciements

À propos des auteurs



JENNY ALBERS

est une leader stratégique et bâtisseuse de communautés avec plus de 15 ans d'expertise dans le secteur public à la Ville d'Edmonton. Elle a dirigé divers programmes municipaux et équipes opérationnelles dans les domaines des opérations de circulation, des services de déchets et des élections.



CHRISTOPHER CAPUTO

est professeur agrégé de chimie et titulaire de la Chaire de recherche du Canada à l'Université York, développant des catalyseurs à base de métaux terrestres abondants pour une chimie durable. Il a précédemment dirigé la R&D chez Inkbox (racheté par BIC) et milite activement pour les politiques scientifiques et l'engagement civique au Canada.



GIGI CHANG

est conceptrice de services qui veille à rendre les expériences des personnes ayant besoin de services gouvernementaux accessibles et dignes. Gigi est cofondatrice d'un centre communautaire à Scarborough offrant des programmes sportifs pour les jeunes des groupes équité-déserving.



RIZWAN DESAI

est un éducateur et fonctionnaire occupant le poste de conseiller principal en politiques au ministère de l'Éducation de l'Ontario. Il a enseigné à Toronto et à l'étranger, soutient l'accréditation internationale d'écoles, dirige des initiatives communautaires et a reçu plusieurs prix académiques et en diversité.



LEIF DOUGLASS

est conseiller en politiques auprès du caucus des Verts de la C.-B. et candidat au MPA à l'UVic. Son travail porte sur les politiques climatiques, les finances publiques et les systèmes énergétiques, avec des recherches sur la transition fiscale de la Colombie-Britannique dans une économie en décarbonisation.



WILMA SHIM

est commissaire aux droits de la personne de l'Alberta et chargée de cours en droit du sport aux facultés de droit et de kinésiologie de l'Université de Calgary. Elle détient un LLM (DMU), un Juris Doctor (UCalgary) et a été nommée Conseillère de Sa Majesté en 2025.

RECONNAISSANCE DU TERRITOIRE

Action Canada reconnaît que son travail se déroule sur les territoires traditionnels et ancestraux des Premières Nations, des Inuits et des Métis à travers ce qui est aujourd’hui le Canada. Nous reconnaissons le lien durable entre les peuples autochtones et ces terres, et nous nous engageons à contribuer à la réconciliation par nos activités d’apprentissage, nos partenariats et notre travail de développement du leadership.

DÉCHARGE DE RESPONSABILITÉ

Ce projet a été entrepris dans le cadre du fellowship d’Action Canada, un programme national de développement du leadership et d’engagement politique offert en partenariat avec le Forum des politiques publiques et Action Canada. Les points de vue, les opinions, les positions et les stratégies exprimés dans ce rapport ne reflètent pas nécessairement les points de vue, les opinions, les positions et les stratégies du Forum des politiques publiques, d’Action Canada, de la Fondation Action Canada et du gouvernement du Canada.

Résumé

Le système d'électricité du Canada amorce une décennie marquée par une pression croissante. La chaleur extrême, le froid, les tempêtes, la sécheresse et les feux de forêt mettent les réseaux de distribution à rude épreuve, accentuant les risques pour la fiabilité, lesquels sont appelés à s'amplifier avec le réchauffement climatique.

PARALLÈLEMENT, la demande d'électricité devrait plus que doubler d'ici 2050, portée par l'électrification des transports, des bâtiments et des secteurs industriels. Les grands projets de production centralisée demeureront indispensables pour répondre à cette croissance, mais leur mise en œuvre exige des délais de développement importants. Or, la résilience dont le Canada a besoin à court terme ne peut attendre l'entrée en service de nouvelles infrastructures énergétiques qui pourraient ne pas être mises en service avant plusieurs années. Le renforcement de la résilience au cours de la décennie dépendra donc de la rapidité avec laquelle le Canada pourra moderniser l'infrastructure existante de son réseau électrique pour le rendre plus réactif et mieux adapté.

Pour concrétiser cette vision, un vaste éventail de transformations s'impose – un processus qualifié de modernisation du réseau. Il s'agit de passer d'un système d'électricité à sens unique, où l'électricité circule de grandes centrales électriques centralisées vers des consommateurs passifs, à un réseau plus flexible et plus résilient, capable de gérer des flux d'électricité bidirectionnels. Cette évolution a l'avantage de rendre nos systèmes d'électricité non seulement plus fiables, mais aussi plus abordables et mieux adaptés aux besoins en matière de développement économique.

Le présent rapport met en lumière deux études de cas illustrant les efforts de modernisation menés par de petits services publics. La première, à Summerside (Île-du-Prince-Édouard), montre comment un service public municipal a transformé son système d'électricité en misant sur la production locale, la gestion de la demande et le stockage par batterie, afin d'accroître la



résilience et de réduire les coûts pour les résidents. La seconde, qui traite du cas d'Essex Powerlines Corporation, dans le sud de l'Ontario, démontre de quelle façon un petit service public régional a tiré des leçons d'une importante panne d'électricité survenue en 2003 pour renforcer la visibilité en temps réel, améliorant ainsi la fiabilité du service et facilitant l'intégration rapide de nouvelles charges et d'infrastructures énergétiques décentralisées.

Si certains services publics adoptent une approche proactive pour faire face aux pressions climatiques et à la hausse de la demande, beaucoup demeurent freinés par des cadres réglementaires, financiers et techniques initialement conçus pour des systèmes centralisés. Ces obstacles sont à l'origine d'un décalage réglementaire : le rythme rapide d'évolution des technologies dépasse largement les cycles pluriannuels qui structurent la planification, les processus d'approbation et l'établissement des tarifs dans le secteur des services publics. Cela dit, un élan important se dessine aujourd'hui en faveur de la modernisation du réseau. L'électrification occupe en effet une place centrale dans la volonté du gouvernement fédéral de positionner le Canada comme une superpuissance énergétique.

Pour bâtir un avenir résilient sur le plan énergétique, il faudra recourir à une approche globale qui tient compte à la fois **des personnes, des collectivités et des systèmes.**

Voici nos recommandations :

**Recommandation no 1 (personnes) :
Permettre aux ménages de devenir des partenaires actifs de la résilience du réseau.**

- Fixer un objectif national de flexibilité de la demande résidentielle pour 2035.
- Développer des programmes automatisés de flexibilité de la demande, supervisés par les gouvernements provinciaux et les organismes de réglementation de l'énergie.
- Faciliter l'adoption des énergies renouvelables dans le secteur résidentiel.
- Élargir la participation des locataires et des ménages à faibles revenus.
- Exiger des normes claires de la part des organismes de réglementation de l'énergie.

**Recommandation no 2 (collectivités) :
Permettre la redondance énergétique dans les collectivités pour les services essentiels.**

- Moderniser les règles encadrant le mesurage net et la participation des collectivités.
- Maintenir et renforcer le financement de la modernisation du réseau axé sur les collectivités.

- Autoriser de multiples modèles de participation au réseau municipal.
- Exiger une planification de la résilience au niveau de la distribution.

Le Canada se trouve aujourd’hui à un moment charnière : la résilience du réseau doit se bâtir dès aujourd’hui, et non pas être reportée dans plusieurs dizaines d’années.

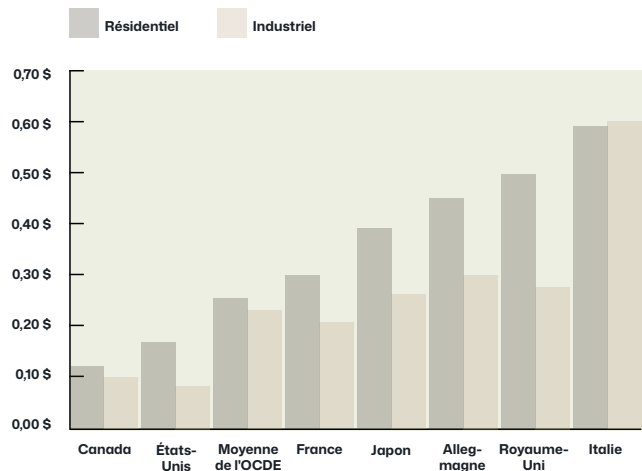
**Recommandation no 3 (systèmes) :
Harmoniser les incitatifs à la modernisation du réseau, la réglementation et les outils de données avec les objectifs de résilience.**

- Faire de l’intégration des RED un objectif réglementaire explicite.
- Clarifier les rôles des services publics dans les infrastructures partagées permettant de réduire les pointes de consommation.
- Lancer une initiative nationale de numérisation des réseaux de distribution (avec un cofinancement fédéral, une mise en œuvre par les services publics et un arrimage des provinces).
- Permettre aux ménages de devenir des partenaires actifs de la résilience du réseau.
- Orienter la réglementation des services publics vers des objectifs de résilience.
- Mettre en place des « bacs à sable » réglementaires pour encourager l’innovation au sein du réseau.

Introduction

LE CANADA DISPOSE DE sources d'électricité parmi les plus abordables et les plus propres au monde.¹ Cet avantage énergétique a stimulé la croissance économique au cours du XX^e siècle et continue de fournir l'énergie sur laquelle la population canadienne compte pour répondre à ses besoins essentiels. Un système d'électricité sûr et résilient assure la sécurité et la connectivité des collectivités, tout en soutenant la prospérité économique du pays et ses ambitions en matière de carboneutralité. Aujourd'hui, toutefois, les phénomènes météorologiques extrêmes associés aux changements climatiques alimentent la demande d'électricité qui ne cesse de monter en flèche, et exercent des pressions inédites sur

FIGURE 1 : Tarifs de l'électricité dans divers pays



Source : Propulser le Canada dans l'avenir : Une stratégie pour l'électricité propre

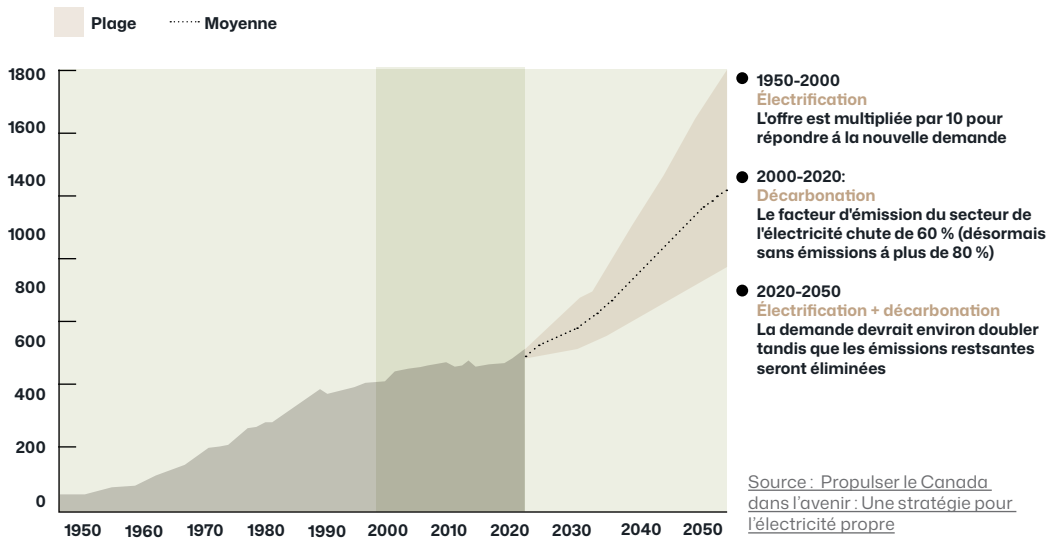
la fiabilité du réseau canadien, menaçant l'un des piliers de notre bien-être social et économique².

Le réseau électrique canadien est de plus en plus vulnérable aux dommages physiques causés par les conditions météorologiques extrêmes. Ces répercussions sont d'autant plus accentuées par le vieillissement d'une part importante des infrastructures du pays³. Par ailleurs, l'hydroélectricité – qui représente environ 60 % de la production nationale⁴ – est de plus en plus mise à l'épreuve par la sécheresse⁵. Les événements climatiques extrêmes gagnent en intensité d'année en année, et peu de régions du Canada en sont épargnées. En Colombie-Britannique, les tempêtes les plus destructrices jamais enregistrées se sont produites depuis 2018⁶, et 2024 a battu tous les records,⁷ selon BC Hydro. Dans le centre du Canada, le derecho de 2022 – une tempête de vent meurtrière ayant balayé le corridor Québec–Windsor – a provoqué des pannes d'électricité de plusieurs semaines⁸, touchant plus de 1,1 million de clients⁹. Partout au pays, les tempêtes de verglas, les ouragans et les feux de forêt ravagent de plus en plus le réseau électrique, provoquant des interruptions prolongées de service et des coûts de réparation considérables.

Les phénomènes météorologiques extrêmes font également grimper la demande d'électricité à des sommets sans précédent.

Alors que le Canada se réchauffe à un rythme près de deux fois supérieur à la moyenne mondiale¹⁰, les collectivités feront face à des épisodes de chaleur et de froid plus fréquents et prolongés, sous l'effet des dômes de chaleur et des vortex polaires amplifiés par les changements climatiques¹¹. La North American Electric Reliability Corporation (NERC) souligne d'ailleurs que la majorité des régions du Canada, et plus largement de l'Amérique du Nord, sont exposées à un risque de pénurie d'électricité en raison d'événements météorologiques extrêmes¹². Ces phénomènes ont déjà un impact démesuré sur nos systèmes d'électricité. Par exemple, le dôme de chaleur survenu en Colombie-Britannique en 2021¹³ et le vortex polaire qui a frappé l'Île-du-Prince-Édouard en 2023 ont provoqué des pointes de consommation d'environ 30 % supérieures à la normale¹⁴. Heureusement, le réseau a tenu le coup. Cependant, en 2024, l'Alberta a connu un hiver marqué par des restrictions d'alimentation et des pannes localisées attribuables à un froid extrême et à des défaillances dans les infrastructures, révélant la vulnérabilité de nos systèmes¹⁵. En décembre 2025, le Yukon a même averti la population de se préparer à d'éventuelles coupures pendant le temps des fêtes, un vortex polaire prolongé ayant fait plonger les températures sous les -50 °C et poussé la demande d'électricité aux limites de la capacité de production¹⁶.

FIGURE 2 : Demande d'électricité historique et future au Canada



En parallèle, les besoins en électricité augmentent partout au pays à mesure que la décarbonisation progresse. D'ici 2050, elle pourrait même doubler, voire tripler.¹⁷ Les bâtiments, les transports et les industries se tournent vers l'électrification. Selon un rapport de la Régie de l'énergie du Canada sur l'avenir énergétique au pays, quel que soit le scénario retenu pour atteindre la carboneutralité, l'électricité devrait devenir la plus importante source d'énergie pour utilisation finale.¹⁸ Ce défi exigera des investissements majeurs pour moderniser les réseaux et construire d'innombrables nouvelles infrastructures de production.¹⁹ À défaut d'agir, la population canadienne pourrait devoir composer avec une électricité plus coûteuse et moins fiable. D'ailleurs, les pannes d'électricité

coûtent cher aux ménages et aux collectivités,²⁰ que ce soit en pertes d'aliments, en achats de fournitures d'urgence, en réparations imprévues et même en hébergement temporaire, sans compter les coûts indirects comme la baisse de productivité.

Le constat est sans équivoque et la situation ne fait que s'aggraver : la demande d'électricité augmente plus vite que le déploiement de nouvelles capacités de production, tandis que les événements météorologiques extrêmes se multiplient et gagnent en intensité. Ces pressions mettent le réseau électrique canadien à rude épreuve. Face à l'urgence de moderniser des infrastructures vieillissantes, il devient impératif de saisir l'occasion d'investir dans un système d'électricité mieux adapté aux réalités climatiques de demain.

Bâtir un avantage concurrentiel grâce à des réseaux électriques fiables

La Stratégie canadienne pour l'électricité propre²¹ met en lumière les possibilités qui s'offrent à nous : si les changements climatiques représentent une menace existentielle, ils constituent également une occasion exceptionnelle de bâtir un avenir meilleur.

IL EST URGENT D'AGIR maintenant pour éviter des pertes financières majeures. La modernisation du réseau électrique s'impose comme un levier central de cette transformation. Selon une étude du Conseil consultatif canadien de l'électricité citée dans la Stratégie, un réseau moderne et carboneutre pourrait permettre de réduire collectivement les coûts énergétiques jusqu'à 15 milliards de dollars.

QU'EST-CE QUE LA MODERNISATION DU RÉSEAU?

La modernisation du réseau décrit la transition d'un système d'électricité à sens unique, où l'électricité circule de grandes centrales électriques centralisées vers les consommateurs, à un réseau plus flexible et plus résilient, capable de gérer des flux d'électricité bidirectionnels et d'intégrer la production centralisée aux ressources énergétiques décentralisées (RED).

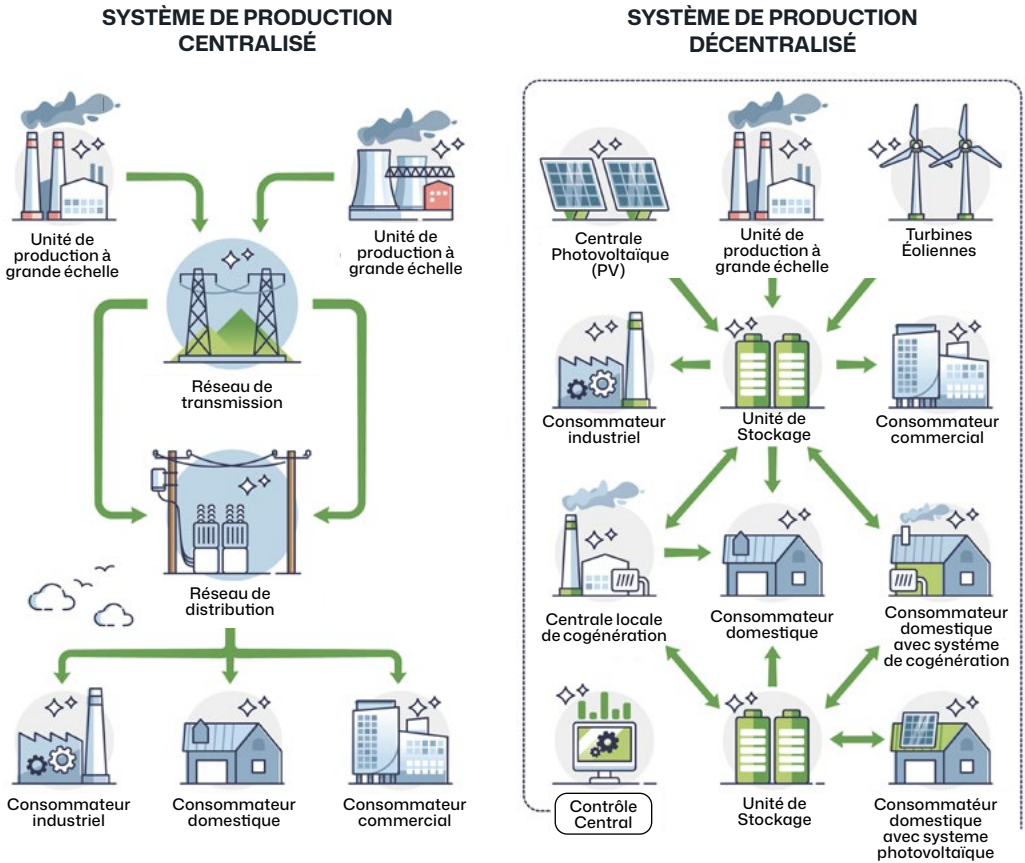
Cette transformation repose sur trois piliers fondamentaux.²² La décentralisation redistribue une partie de la production et du stockage des centrales vers les systèmes locaux, permettant ainsi aux consommateurs de devenir des acteurs à part entière du réseau et d'accroître la résilience en réduisant la dépendance aux longues lignes de transmission.²³ La décarbonisation accélère la sortie des combustibles fossiles en facilitant le déploiement rapide des énergies renouvelables à

différentes échelles, en élargissant la participation au marché tout en soutenant les engagements du Canada en matière de carboneutralité.²⁴ La numérisation assure la cohésion de l'ensemble, grâce aux données en temps réel, aux contrôles automatisés et aux simulations numériques du réseau pour coordonner les infrastructures centralisées et décentralisées, anticiper les perturbations et gérer la variabilité de l'offre et de la demande.²⁵

Les RED introduisent un modèle complémentaire, où des infrastructures locales, de plus petite taille, produisent, stockent et gèrent l'électricité à proximité des lieux de consommation. Il peut s'agir, entre autres, d'installations solaires sur les toits, dans les collectivités ou sur les balcons, de batteries de stockage, de systèmes énergétiques collectifs ou encore de microréseaux capables de fonctionner de manière autonome en cas de panne. Cette approche décentralisée introduit une redondance au sein du réseau : des solutions locales de production, de stockage et de microréseaux peuvent prendre le relais et maintenir l'alimentation des services essentiels lorsque le réseau principal est perturbé.

Si les systèmes décentralisés soulèvent de nouveaux défis opérationnels et réglementaires, les avancées en matière de contrôle numérique et de gestion du réseau guidée par les données rendent ces systèmes hybrides de plus en plus viables. Dans un contexte où la demande d'électricité augmente et où les risques climatiques s'intensifient, la question n'est plus de savoir si le réseau canadien doit être modernisé, mais plutôt à quel rythme des modèles éprouvés – comme ceux déployés à Summerside, à l'Île-du-Prince-Édouard, et dans le comté d'Essex, en Ontario – pourront être reproduits ailleurs.

FIGURE 3 : Production d'électricité centralisée et décentralisée



Source : iStock Illustration ID: 2076928828_2024

Étude de cas : Summerside, Île-du-Prince-Édouard

Située à l'ouest de l'Île-du-Prince-Édouard, la ville de Summerside se trouve à l'extrémité d'un réseau électrique qu'elle ne contrôlait pas entièrement. L'électricité y arrivait par câbles sous-marins avant de transiter par l'infrastructure exploitée par Maritime Electric, basée à Charlottetown. Pendant des années, cette situation a exposé Summerside aux pannes, à la volatilité des prix et à des décisions prises bien au-delà de cette collectivité.

Aujourd'hui, cette ville d'environ 18 000 habitants produit plus de 60 % de l'électricité qu'elle consomme et s'impose comme l'un des exemples les plus marquants au Canada d'une modernisation du réseau menée à l'échelle municipale. Cette transformation n'a rien eu de linéaire ni d'inévitable. Elle a été façonnée par l'expérimentation, des frictions avec les autorités de réglementation et même une quasi-crise qui a mis en lumière à la fois le potentiel et les limites du contrôle énergétique local.

Le virage a commencé en 2007, lorsque la société municipale Summerside Electric a construit un parc éolien de 12 mégawatts. L'objectif était clair : réduire la dépendance à l'énergie importée tout en conservant les

retombées économiques dans la collectivité. Or, l'expérience a aussi permis de mieux comprendre le comportement des systèmes locaux de production d'énergie. La production éolienne s'harmonisait parfois bien avec la demande locale, mais à d'autres moments, elle survenait lorsque la consommation était faible ou se révélait insuffisante durant les pointes.

La ville y a vu la démonstration qu'un réseau local résilient exige de nouvelles façons d'exploiter le système et une vision qui va bien au-delà de la simple capacité de production. C'est de cette prise de conscience qu'est née l'ascension de Summerside comme puissance énergétique locale.

PLUS QU'UNE INITIATIVE SUR LE CLIMAT

En tant que collectivité insulaire approvisionnée en énergie par un nombre restreint d'infrastructures de transport, Summerside disposait d'une faible marge de redondance. La moindre interruption pouvait entraîner des répercussions directes sur l'approvisionnement en eau, les soins de santé, les communications et l'activité économique.

FIGURE 5 : Les fellows d'Action Canada visitent le projet Sunbank à Summerside, juin 2025



Source : Jeffrey Mackay, juin 2025

and Battery. Développé en partenariat avec Samsung Renewable Energy, ce projet de 68 millions de dollars comprend une installation solaire de 21 mégawatts couplée à une batterie de 10 mégawatts et 20 mégawattheures – une capacité suffisante pour alimenter des milliers de foyers.

Pour Summerside Electric, l'intégration de cette production locale avec du stockage par batterie a marqué un tournant. L'énergie éolienne ou solaire excédentaire peut désormais être emmagasinée puis redistribuée lors des pointes de demande ou des périodes de faible production. Résultat : une dépendance réduite aux importations, des coûts plus stables et une meilleure résilience face aux aléas climatiques et à la volatilité des marchés.

Cette résilience a été mise à l'épreuve en février 2024, lorsque la panne d'un transformateur dans une sous-station voisine de Maritime Electric a fortement diminué l'approvisionnement en électricité de la ville. L'incident a mis en lumière la vulnérabilité de Summerside comme petit service public indépendant. En période de pénurie, un client de

taille modeste intégré à un réseau beaucoup plus vaste ne figure pas forcément parmi les priorités lorsqu'il s'agit de rétablir l'approvisionnement en électricité. Or, grâce à ses technologies éoliennes, solaires, de batteries et de gestion de la demande, la ville a pu éviter des pannes majeures. Ce qui aurait pu devenir un désavantage structurel s'est transformé en démonstration de la valeur des infrastructures locales.

PERSPECTIVES D'AVENIR

Summerside a su démontrer ce qu'une petite municipalité peut accomplir lorsqu'elle considère l'électricité comme une responsabilité opérationnelle plutôt que comme un simple service éloigné. Ce qui lui fait toutefois défaut, c'est la marge de manœuvre nécessaire pour agir à la lumière de ces apprentissages. Malgré le déploiement d'une production, de capacités de stockage et de mécanismes de gestion de la demande à l'échelle locale, la ville demeure assujettie à un cadre réglementaire conçu pour un modèle centralisé qui limite sa capacité à configurer son propre réseau. Un exemple révélateur est la tentative de la

ville, poursuivie depuis une décennie sans succès, d'obtenir un raccordement direct au câble de transmission sous-marin reliant l'Île-du-Prince-Édouard au Nouveau-Brunswick, un changement qui, selon elle, permettrait d'améliorer la fiabilité et de réduire les coûts.²⁶

Summerside continue néanmoins d'aller de l'avant. Sa prochaine phase mise sur des investissements tangibles : accroître la capacité éolienne, développer davantage le stockage par batterie et remplacer les génératrices diesel vieillissantes par des solutions de remplacement plus propres. La municipalité explore aussi des pistes plus prospectives, notamment le potentiel de l'hydrogène vert comme solution de stockage à long terme pour les surplus de production.

Chaque nouvel investissement est envisagé comme un laboratoire d'apprentissage – une occasion de tester, d'ajuster et d'affiner les pratiques opérationnelles au fil du temps. Les réseaux électriques du Canada devenant plus complexes et moins prévisibles, la capacité d'adaptation des opérations pourrait s'avérer tout aussi cruciale que la capacité de production elle-même. L'expérience de Summerside

suggère que la résilience des réseaux repose non seulement sur le perfectionnement technique, mais aussi sur la souplesse des institutions.

Étude de cas : Essex Powerlines Corporation, Ontario

En août 2003, une vaste portion de l'est de l'Amérique du Nord a été plongée dans le noir. La mégapanne a provoqué l'arrêt des métros de Toronto et de New York, l'extinction des feux de circulation et le recours à l'alimentation électrique d'urgence dans les hôpitaux. Lorsque le réseau a cédé, il est apparu clairement que les systèmes sur lesquels la population comptait le plus étaient aussi résilients que l'infrastructure locale qui les soutenait. Dans le comté d'Essex, au sud-ouest de l'Ontario, la panne a mis en lumière une réalité brutale, mais aussi une voie inattendue.

À Leamington, le générateur de secours de l'hôpital régional s'est retrouvé à court de carburant. Les autorités ont dû réfléchir rapidement. La région se classe au deuxième rang mondial en termes de concentration de serres, et Leamington est reconnue comme la capitale canadienne de la tomate. Ce ne sont pas les infrastructures centralisées qui ont permis de maintenir l'alimentation de l'hôpital, mais les serres voisines, toutes dotées de génératrices. L'autorité régionale, Essex Powerlines Corporation, a collaboré avec les exploitants locaux afin d'acheminer l'électricité

produite par ces installations vers l'hôpital, créant ainsi un microréseau improvisé et temporaire. Cet événement a mis en évidence une façon différente d'envisager la résilience, où la production est située à proximité des besoins, combinée à la capacité de surveiller et de gérer le système en temps réel.

CLIMAT, CROISSANCE ET PRESSION ACCRUE SUR LES SYSTÈMES

Essex Powerlines a évolué depuis la panne et dessert aujourd'hui environ 33 000 clients dans la région de Windsor-Essex. Située dans l'une des régions les plus chaudes du pays, la zone est de plus en plus exposée à des épisodes météorologiques extrêmes, ce qui accentue la demande en électricité. Parallèlement, la croissance d'un secteur industriel spécialisé très énergivore a profondément transformé la demande dans la région.

L'expansion des serres – passées d'environ 200 acres il y a vingt ans à plus de 5 000 acres aujourd'hui – a ainsi changé les profils de charge locaux. Chaque acre peut nécessiter jusqu'à un demi-mégawatt d'électricité, et certaines grandes installations industrielles

exigent désormais des connexions de 30 à 50 mégawatts, un phénomène de plus en plus courant. À cela s'ajoute la hausse générale de la consommation liée aux véhicules électriques, à l'industrie manufacturière et au logement. Ces tendances se traduisent par des pointes de demande plus élevées et des pannes aux conséquences économiques et humaines plus lourdes.

Essex Powerlines a rapidement compris que les approches traditionnelles à elles seules ne suffiraient plus à répondre à ces nouvelles pressions.

L'AVANTAGE DES DONNÉES

Plutôt que de commencer par de vastes mises à niveau centralisées, Essex Powerlines a choisi d'intervenir au plus près du terrain, c'est-à-dire au niveau des compteurs, des interrupteurs, des transformateurs et des artères de distribution. L'objectif n'était pas l'automatisation pour elle-même, mais l'amélioration de la visibilité. Le service public voulait comprendre, quasiment en temps réel, ce qui se produisait sur son réseau.

L'adoption précoce d'une infrastructure de comptage avancée en 2006 a permis d'élargir considérablement la collecte de données. Alors que le système générait auparavant une centaine de relevés numériques par jour, il en produisait maintenant plus de 30 000. Progressivement, ces données ont été intégrées à un modèle numérique détaillé du réseau de distribution, souvent appelé un « jumeau numérique ». Ce modèle reflète les conditions en temps réel sur l'ensemble du réseau, ce qui permet aux opérateurs de visualiser les flux d'électricité, de repérer les contraintes et d'analyser la réaction des différentes composantes du système face aux tensions.

Contrairement à de nombreux services publics qui s'appuient d'abord sur des systèmes d'acquisition et de contrôle des données (SCADA), Essex Powerlines a bâti sa conscience situationnelle de toutes pièces. Le système SCADA est venu ensuite, une fois l'assise de données bien établie. Cette séquence a offert aux opérateurs un degré de granularité et de souplesse rarement observé dans un service public de cette envergure.



FIGURE 6 : Image de la NASA montrant la croissance phénoménale des serres dans la région de Leamington entre 2015 et 2025

Source: [NASA, North America's Greenhouse Hub, 2026](#)

Grâce à une visibilité en temps réel, Essex Powerlines peut modéliser et simuler le comportement du réseau lors des périodes de forte demande. Les opérateurs peuvent reconfigurer certaines sections à distance, isoler les défaillances avec davantage de précision et rétablir le service plus rapidement en cas de panne. Cette transparence transforme également la façon dont le service public travaille avec la clientèle. Essex Powerlines peut analyser les nouvelles charges, qu'il s'agisse d'agrandissements de serres ou de regroupements de bornes de recharge pour véhicules électriques, et examiner les projets de RED, comme la production sur site, beaucoup plus rapidement et avec une plus grande confiance. En sachant exactement où se trouve la capacité dans le système, le service public peut autoriser de nouvelles connexions sans délai superflu, ce qui réduit l'incertitude pour la clientèle tout en préservant la fiabilité du réseau.

Essex Powerlines passe maintenant à la prochaine étape en testant le rôle de l'automatisation parallèlement au jugement humain. Dans le cadre d'une expérimentation pluriannuelle, les opérateurs continuent de

prendre les décisions de commutation, tandis qu'un système automatisé fonctionne en parallèle et formule ses propres recommandations. En comparant les résultats, Essex Powerlines est en mesure de comprendre où l'automatisation apporte une réelle valeur, où la supervision humaine demeure essentielle, et de quelle manière les deux approches peuvent fonctionner ensemble.

POURQUOI ÇA FONCTIONNE ?

L'expérience d'Essex Powerlines ne supprime ni le besoin d'infrastructures physiques ni l'exposition aux phénomènes météorologiques extrêmes. Ce qu'elle apporte, en revanche, c'est une forme plus concrète de préparation : la capacité de détecter immédiatement les contraintes du système, d'intervenir avec précision en cas de panne, de rétablir le service plus rapidement et de collaborer en temps réel avec la clientèle pour intégrer de nouvelles charges et de nouvelles RED sans compromettre la fiabilité. Cette combinaison de conscience opérationnelle et de réactivité permet au service public de gérer simultanément la croissance et les risques climatiques.

Cela dit, des contraintes politiques et réglementaires subsistent. Les cycles de planification sur cinq ans peinent parfois à suivre l'évolution rapide des technologies, et les cadres actuels limitent la manière dont les services publics peuvent coordonner la recharge des véhicules électriques ou intégrer pleinement les RED. Ces contraintes ne sont pas propres à Essex, mais elles influencent directement la vitesse et l'ampleur avec lesquelles les services publics peuvent tirer parti des capacités qu'ils ont mises en place.

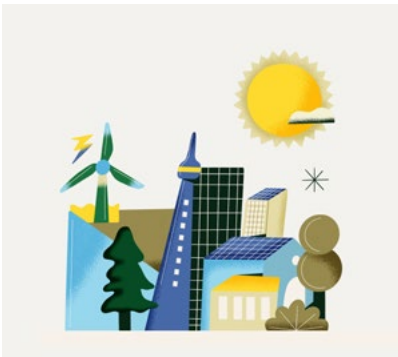
Cela dit, des contraintes politiques et réglementaires subsistent. Les cycles de planification sur cinq ans peinent parfois à suivre l'évolution rapide des technologies, et les cadres actuels limitent la manière dont les services publics peuvent coordonner la recharge des véhicules électriques ou intégrer pleinement les RED. Ces contraintes ne sont pas propres à Essex, mais elles influencent directement la vitesse et l'ampleur avec lesquelles les services publics peuvent tirer parti des capacités qu'ils ont mises en place.

Le moment est venu

La Stratégie de *compétitivité climatique*²⁸ du gouvernement fédéral indique clairement qu'une électricité fiable et propre constitue désormais la pierre angulaire de l'avenir économique du Canada.

LA MODERNISATION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE canadien s'impose comme un impératif à la fois pratique et moral : il faut protéger les collectivités contre l'intensification des risques climatiques tout en garantissant la résilience des ménages et de l'économie. Bien que des initiatives de modernisation émergent partout au pays, les progrès demeurent inégaux et morcelés²⁹. Les défaillances du réseau ébranlent non seulement la stabilité économique, mais aussi la confiance du public.

Heureusement, l'élan législatif prend de l'ampleur. Le budget fédéral de 2025 met en évidence la nécessité de moderniser les réseaux électriques afin de répondre à la croissance de la demande énergétique³⁰. Cette modernisation constitue également un pilier central du *Plan de réduction des émissions pour 2030*³¹, qui vise une diminution de 40 % des émissions par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Elle s'inscrit aussi dans l'objectif fixé par la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*³², qui engage l'économie canadienne à réduire ou compenser ses émissions de gaz à effet de serre afin d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.



Des obstacles réglementaires

Au Canada, les cadres réglementaires n'ont pas évolué au même rythme que l'innovation dans le secteur des réseaux électriques.

LA MAJORITÉ DES RÈGLEMENTS provinciaux ont été conçus pour des systèmes centralisés, caractérisés par une demande prévisible, des infrastructures à longue durée de vie et une participation limitée en dehors des services publics traditionnels. Tandis que les réseaux deviennent plus numériques, plus décentralisés et plus interactifs, ces anciens cadres deviennent de plus en plus restrictifs et freinent la modernisation et la décentralisation.

LE DÉCALAGE RÉGLEMENTAIRE

Les technologies progressent à un rythme fulgurant – souvent en quelques mois – alors que les mécanismes de planification, d'approbation et d'établissement des tarifs des services publics s'inscrivent généralement dans des cycles de cinq ans. Si ces processus jouent un rôle essentiel pour protéger le système et les consommateurs, ce décalage peut ralentir le déploiement des innovations, freiner l'expérimentation et enfermer le système dans des investissements d'infrastructure peu adaptés aux transformations rapides des profils de demande.

Plusieurs experts interrogés dans le cadre des études de cas du présent rapport ont souligné que des investissements dans l'automatisation, l'orchestration des RED ou la résilience locale demeurent difficiles à justifier dans les cadres réglementaires actuels, même lorsqu'ils permettent, à long terme, de réduire les coûts du système et d'améliorer la performance lors de pannes. Par ailleurs, le processus de modification des normes et d'amendement des codes pour y intégrer de nouvelles technologies est alambiqué et excessivement long. Ces barrières réglementaires influencent également la participation

au système d'électricité : les petits acteurs doivent fréquemment composer avec des exigences d'interconnexion avec le système qui sont complexes.

Les particuliers canadiens se heurtent aussi à ces contraintes. Dans ce contexte, la possibilité pour un ménage de produire sa propre énergie renouvelable, connue sous le nom de « mesurage net », constitue un exemple révélateur. Toutes les provinces et tous les territoires permettent une certaine forme d'autoproduction assortie de crédits pour la participation et, dans certains cas, de mécanismes de partage. Pourtant, la conception des programmes varie grandement : limites de puissance autorisée, modalités de calcul des crédits, périodes de report et valeur monétaire de l'énergie excédentaire. Dans plusieurs régions, les crédits expirent chaque année, ne peuvent compenser les frais fixes ou sont structurés de manière à décourager la vente d'électricité. Ainsi, même si le mesurage net ouvre la porte à la participation des ménages, ces restrictions en limitent l'impact sur la résilience du réseau et sur l'optimisation globale du système.

D'autres obstacles se manifestent en milieu urbain et dans les immeubles à logements multiples, où des solutions comme les panneaux solaires de balcon ou les systèmes partagés sur les toits sont freinées par les codes du bâtiment, les codes de l'électricité et les règles de mesurage. Ces défis sont

d'autant plus importants que l'électrification accroît la demande dans les collectivités qui disposent du moins d'options pour produire leur propre énergie.

L'ensemble de ces obstacles révèle un enjeu structurel : la réglementation n'a pas encore pleinement évolué vers un modèle où la valeur du système d'électricité repose davantage sur la coordination et la résilience locale que sur la simple capacité de production. Une modernisation en profondeur du réseau exigera des cadres réglementaires qui permettent l'expérimentation et trouvent un équilibre entre l'imputabilité à l'égard des contribuables et la nécessité de bâtir des systèmes d'électricité adaptatifs, décentralisés et résilients face aux changements climatiques.

Recommandations

Les études de cas montrent que la résilience du réseau s'accroît lorsqu'un éventail plus large d'acteurs peut participer de manière significative au système d'électricité. Lorsque les ménages disposent de mécanismes accessibles pour contribuer, que les collectivités peuvent mettre en œuvre des solutions locales et que les services publics sont dotés d'outils modernes favorisant la flexibilité et l'innovation, le réseau devient mieux équipé pour absorber les pressions liées au climat.

Le Canada doit mettre à profit la prochaine décennie pour renforcer les conditions favorables qui rendent possible une action décentralisée. Les recommandations qui suivent tracent les grandes lignes d'un système d'électricité plus agile, plus adaptatif et mieux préparé aux changements climatiques.

01: Personnes

Recommandation no 1 : Permettre aux ménages de devenir des partenaires actifs de la résilience du réseau.

Les ménages constituent l'un des leviers de résilience les plus importants, mais encore sous-exploités, au Canada. Le programme Heat For Less de Summerside montre qu'une simple flexibilité automatisée de la demande peut réduire les pointes de consommation, diminuer les coûts globaux et contribuer au maintien du service lors d'événements extrêmes. Pourtant, la participation demeure limitée dans l'ensemble du pays. Élargir les voies d'engagement des ménages, notamment en proposant des solutions adaptées aux locataires et aux foyers ne disposant pas d'un capital initial, permettrait d'obtenir des gains rapides et équitables en matière de résilience.

Mesures clés

1. Fixer un objectif national de flexibilité de la demande résidentielle pour 2035.

- Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent fixer un objectif pour obliger les services publics à proposer des programmes automatisés de déplacement de la charge.

2. Développer des programmes automatisés de flexibilité de la demande, supervisés par les gouvernements provinciaux et les organismes de réglementation de l'énergie.

- Exiger des services publics qu'ils offrent des programmes simples et automatisés, assortis d'une proposition de valeur pour la clientèle et de modalités de participation claires.

3. Faciliter l'adoption des énergies renouvelables dans le secteur résidentiel.

Normaliser les règles d'interconnexion (y compris le mesurage net et les mécanismes de compensation) ainsi que les codes et normes techniques, afin que les propriétaires sachent exactement ce qui est requis, ce qui leur sera payé pour l'énergie exportée et combien de temps prendra l'approbation.

4. Orienter la réglementation des services publics vers des objectifs de résilience.

- Les organismes de réglementation devraient mettre en place des incitatifs fondés sur la performance pour les services publics, liés notamment à la durée des pannes, à la rapidité du rétablissement, à la capacité d'intégrer l'énergie décentralisée et à la réduction des pointes de demande. Les indicateurs doivent être simples et publics.

5. Mettre en place des « bacs à sable » réglementaires pour encourager l'innovation au sein du réseau.

- Les organismes de réglementation de l'énergie et de normalisation devraient autoriser le déploiement rapide de projets pilotes circonscrits dans le temps et portant sur des innovations comme l'automatisation fondée sur l'IA, de nouveaux modèles tarifaires ou des formes de propriété novatrices, assortis de critères d'évaluation clairs. Prévoir des mécanismes explicites pour intégrer, dans la réglementation permanente, les initiatives qui démontrent leur efficacité.

02: Collectivités

Recommandation no 2 : Permettre la redondance énergétique dans les collectivités pour les services essentiels.

La production locale, le stockage d'énergie et les microréseaux offrent la redondance dont les collectivités ont besoin lorsque des phénomènes météorologiques extrêmes perturbent les réseaux régionaux. L'exemple de Summerside illustre de quelle façon des infrastructures à l'échelle d'une collectivité peuvent contribuer à stabiliser les coûts et à maintenir le service. Or, de nombreuses collectivités ne disposent ni des ressources, ni de la clarté réglementaire, ni des capacités techniques nécessaires pour mettre en œuvre des projets comparables.

Mesures clés

1. Moderniser les règles encadrant le mesurage net et la participation des collectivités.

- Encourager l'autoproduction en harmonisant les meilleures pratiques en matière de mesurage net au pays, y compris des communications en langage clair sur les mesures de compensation équitable (notamment quels ménages reçoivent des crédits pour l'électricité exportée) et sur la durée de validité de ces crédits.
- Autoriser et soutenir les projets d'énergie solaire et de stockage d'énergie partagés ou collectifs, afin que les résidents qui ne disposent pas d'une propriété adaptée puissent s'abonner à une initiative locale et bénéficier de crédits sur leur facture, voire d'un accès prioritaire à l'électricité en cas de panne.

2. Maintenir et renforcer le financement de la modernisation du réseau axé sur les collectivités.

- S'appuyer sur les programmes d'infrastructure fédéraux et provinciaux déjà en place qui soutiennent les systèmes énergétiques collectifs (par exemple, le Programme d'infrastructure Investir dans le Canada et le Fonds pour bâtir des collectivités fortes) en créant un volet de financement clairement défini et durable consacré à la production d'énergie solaire et éolienne, au stockage d'énergie et au déploiement de microréseaux dans les collectivités.

3. Autoriser de multiples modèles de participation au réseau municipal.

- Collaborer avec les municipalités afin qu'elles puissent assumer un éventail complet de rôles dans l'énergie communautaire, leur permettant de mettre en œuvre des projets locaux (à titre de propriétaire ou de gestionnaire), d'y investir (au moyen de capitaux propres ou de partenariats), de les réglementer (par le zonage et des règlements) et de les promouvoir (par le renforcement des capacités et de l'engagement de la communauté).

4. Exiger une planification de la résilience au niveau de la distribution.

- Rendre obligatoires des plans de résilience pratiques visant à recenser les charges critiques, à cibler les améliorations prioritaires du réseau et à déterminer les endroits où des infrastructures communautaires pourraient réduire le risque de panne. Assujettir l'admissibilité au financement public à l'élaboration de ces plans, afin de garantir des investissements stratégiques.

03: Systèmes

Recommandation no 3 : Harmoniser les incitatifs à la modernisation du réseau, la réglementation et les outils de données avec les objectifs de résilience.

L'exemple d'Essex Powerlines montre ce qu'il est possible d'accomplir lorsque les services publics investissent dans une visibilité fine du réseau (mesurage avancé), dans des modèles numériques du système (jumeaux numériques) et dans l'automatisation permettant de reconfigurer le réseau dans des conditions extrêmes. Or, de nombreux services publics se heurtent à des contraintes structurelles : dans les modèles traditionnels, ils ne captent pas nécessairement la valeur sociétale associée aux investissements en résilience. Cette situation crée des « discordances d'intérêts », qui peuvent ralentir le renforcement et la modernisation du réseau, à moins que la réglementation et les mécanismes de financement public ne viennent combler cet écart.

Mesures clés

1. Faire de l'intégration des RED un objectif réglementaire explicite.

- Établir une exigence claire et distincte, assortie d'incitatifs appropriés, pour que les services publics renforcent leur capacité à raccorder et à gérer les ressources décentralisées, de sorte que l'intégration des RED ne soit pas reléguée au second plan derrière les objectifs généraux de fiabilité.

2. Clarifier les rôles des services publics dans les infrastructures partagées permettant de réduire les pointes de consommation.

- Autoriser les services publics à posséder ou à coordonner des infrastructures partagées – comme des batteries communautaires et des systèmes de gestion de la recharge des véhicules électriques – lorsqu'il est démontré que ces solutions réduisent les coûts du système et améliorent la résilience, tout en veillant à ce que les contribuables bénéficient des retombées.

3. Lancer une initiative nationale de numérisation des réseaux de distribution (avec un cofinancement fédéral, une mise en œuvre par les services publics et un arrimage des provinces).

- Cofinancer le mesurage avancé, les améliorations de la « visibilité » du réseau, les systèmes de gestion de l'énergie, les jumeaux numériques et l'automatisation, en priorisant les services publics de petite et moyenne taille ainsi que les régions où une capacité de secours accrue et un rétablissement plus rapide seraient particulièrement bénéfiques en cas de chaleur ou de froid extrêmes, de tempêtes ou de feux de forêt.

4. Orienter la réglementation des services publics vers des objectifs de résilience.

- Les organismes de réglementation devraient mettre en place des incitatifs fondés sur la performance pour les services publics, liés notamment à la durée des pannes, à la rapidité du rétablissement, à la capacité d'intégrer l'énergie décentralisée et à la réduction des pointes de demande. Les indicateurs doivent être simples et publics.

5. Mettre en place des « bacs à sable » réglementaires pour encourager l'innovation au sein du réseau.

- Les organismes de réglementation de l'énergie et de normalisation devraient autoriser le déploiement rapide de projets pilotes circonscrits dans le temps et portant sur des innovations comme l'automatisation fondée sur l'IA, de nouveaux modèles tarifaires ou des formes de propriété novatrices, assortis de critères d'évaluation clairs. Prévoir des mécanismes explicites pour intégrer, dans la réglementation permanente, les initiatives qui démontrent leur efficacité.

Conclusions

DANS L'ENSEMBLE, les données et les études de cas montrent que la résilience du Canada en matière d'électricité au cours de la prochaine décennie dépendra de la rapidité avec laquelle le pays modernisera ses réseaux et élargira la participation au système. Lorsque les ménages, les collectivités et les services publics disposent des moyens d'agir, la résilience devient réalisable. Au-delà des retombées économiques et environnementales, les avantages sont aussi sociaux.

Un réseau robuste constitue un pilier du bien-être collectif. Les phénomènes météorologiques extrêmes frappent de façon disproportionnée les collectivités vulnérables, rurales et éloignées, où une panne peut rapidement se transformer en urgences sanitaires, sécuritaires et économiques. En permettant la participation locale à la production, en améliorant la gestion de la demande et en soutenant des projets de résilience dans les collectivités, on s'assure que la population canadienne n'est pas qu'un bénéficiaire passif de l'énergie, mais aussi un partenaire actif dans la préservation de son propre avenir.

Cette décennie s'avère déterminante. La production centralisée à grande échelle demeurera indispensable, mais elle ne suffira pas, à elle seule et dans les délais requis, à assurer la résilience dont le Canada a besoin. En renforçant le rôle des ménages, en outillant les



collectivités et en modernisant les systèmes qui les relient, le Canada peut « actionner l'interrupteur » d'une nouvelle ère de l'électricité – un système qui protège les personnes, soutient la compétitivité économique et renforce la résilience des collectivités face aux changements climatiques. Les modèles existent déjà; ce qu'il faut maintenant, c'est le courage et l'imagination pour les déployer à grande échelle.

Références

1. Natural Resources Canada. (2024). Powering Canada's Future: A Clean Electricity Strategy. Government of Canada. <https://natural-resources.canada.ca/energy-sources/powering-canada-s-future-clean-electricity-strategy>.
2. Evans, A. (2024). Canada's Declining Electricity Abundance: Andrew Evans. Macdonald-Laurier Institute. <https://macdonaldlaurier.ca/canadas-declining-electricity-abundance/> Babu, G. (2026). Canada Needs an Abundance of Electrical Energy. Build Canada. <https://www.buildcanada.com/memos/electrical-energy>.
3. Conseil canadien des infrastructures. (2025). Ce que nous avons entendu : planification de la première évaluation nationale des infrastructures du Canada. <https://conseilcanadiendesinfrastructures.ca/premiere-evaluation-nationale-des-infrastructures-du-canada>.
4. Ressources naturelles Canada. (2024). Énergie hydroélectrique. Gouvernement du Canada. <https://ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/energies-renouvelables/energie-hydroelectrique>.
5. Régie de l'énergie du Canada. (2025). Aperçu du marché : Aperçu annuel des échanges commerciaux - Électricité. Gouvernement du Canada. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/apercu-marches/2025/apercu-marche-apercu-annuel-des-echanges-commerciaux-electricite.html>.
6. BC Hydro. (2023). Recent History: Most of BC Hydro's Worst Storms Happened in the Past Five Years. <https://www.bchydro.com/content//BCHydro/customer-portal/documents/news-and-features/top-storms-report-2023.pdf>.
7. La Presse canadienne. (2024). Weather Prompts Record 1.4 Million Electricity Outages for BC Hydro Customers in 2024. CTV News. <https://www.ctvnews.ca/vancouver/article/weather-prompts-record-14-million-electricity-outages-for-bc-hydro-customers-in-2024/>.
8. CBC News. (2022). May 21 Storm Knocked out Power for Thousands. CBC News. <https://www.cbc.ca/news/canada/ottawa/power-outage-ottawa-duration-storm-1.6471982>.
9. Rabson, M., et Bickis. (2022). Cleanup Underway after Storm Leaves at Least Nine Dead, Thousands without Power. The Toronto Star. https://www.thestar.com/news/canada/cleanup-underway-after-storm-leaves-at-least-nine-dead-thousands-without-power/article_af41d6d8-665f-508f-9257-c6ac4fbc2550.html.
10. Environnement et changement climatique Canada. (2019). Le climat du Canada se réchauffe deux fois plus rapidement que la moyenne mondiale. Gouvernement du Canada. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2019/04/le-climat-du-canada-se-rechauffe-deux-fois-plus-rapidement-que-la-moyenne-mondiale.html>.
11. Ranieri, E. (2024). How Climate Change May Be Affecting the Polar Vortex. Rutgers Newsroom. <https://sebsnjnews.rutgers.edu/2024/02/how-climate-change-may-be-affecting-the-polar-vortex/>.
12. Ali, R. (2025). Why Canada's Power Grid Is Not Ready for Extreme Weather. CTV News. <https://www.ctvnews.ca/canada/article/canadas-power-grid-is-not-ready-for-extreme-weather-experts/>.
13. BC Hydro. (2022). Extreme Weather Shatters Electricity Demand Records in 2021. BC Hydro. https://www.bchydro.com/news/press_centre/news_releases/2022/report-demand.html.

14. Spencer, B. (2025). P.E.I. Releases New 10-Year Energy Strategy Aimed at Making Island's Power Grid Stronger. CBC News. <https://www.cbc.ca/news/canada/prince-edward-island/pei-new-energy-strategy-2025-9.6958623>.
15. Coulter, B., et Dupuis, L. (2024). Alberta's Electrical Grid Recovers after Extreme Cold Prompts Threat of Rolling Power Outages. CBC News. <https://www.cbc.ca/news/canada/calgary/alberta-electricity-record-high-power-demand-aeso-1.7082405>.
16. Ruitenbeek, I. (2025). Be Prepared in Case of Power Outage in Extreme Cold, Say Yukon Officials, CBC News. <https://www.cbc.ca/news/canada/north/be-prepared-in-case-of-power-outage-in-extreme-cold-say-yukon-officials-9.7027221>.
17. Cutler, N. (2025). Canada Faces Unprecedented Electricity Demand Growth: Nuclear Energy Critical to Meeting 2050 Needs. Association nucléaire canadienne. <https://cna.ca/2025/09/15/canada-faces-unprecedented-electricity-demand-growth-nuclear-energy-critical-to-meeting-2050-needs/>.
18. Régie de l'énergie du Canada. Avenir énergétique du Canada en 2023. (2023). <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2023/avenir-energetique-canada-2023.pdf>.
19. Green, K.P. (2025) Decarbonizing Canada's Electricity Generation. Fraser Institute. [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcalcicfindmkaj/https://www.fraserinstitute.org/sites/default/files/2025-02/rapid-decarbonization-of-electricity-and-future-supply-constraints.pdf](https://www.fraserinstitute.org/sites/default/files/2025-02/rapid-decarbonization-of-electricity-and-future-supply-constraints.pdf).
20. Walker, E. (2025). Power Outage Costs Are Higher Than You Think—Here's What You Can Do To Protect Your Home. EnergySage. <https://www.energysage.com/energy-storage/how-much-do-power-outages-cost/>.
21. Ressources naturelles Canada. (2024). Propulser le Canada dans l'avenir : Une stratégie pour l'électricité propre. Gouvernement du Canada. <https://ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/propulser-canada-dans-avenir-strategie-electricite-propre>.
22. Grid Modernization Centre. (2026). Grid Modernization for Green Electricity. Université de Toronto. <https://lci.utoronto.ca/grid-modernization-centre/>.
23. Ressources naturelles Canada. (2024). Réseau intelligent : Améliorer l'interface technologie-réseau et l'interopérabilité pour soutenir la modernisation du réseau. Gouvernement du Canada. <https://ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/smart-grid>.
24. Cho, R. (2022). What Is Decarbonization, and How Do We Make It Happen?. State of the Planet: News from the Columbia Climate School. <https://news.climate.columbia.edu/2022/04/22/what-is-decarbonization-and-how-do-we-make-it-happen/>.
25. Arévalo, P., et Jurado, F. (2024). Impact of Artificial Intelligence on the Planning and Operation of Distributed Energy Systems in Smart Grids. Energies. <https://doi.org/10.3390/en1714501>.
26. MacLean, C. (2025). 'We Can Do More, If You Allow Us to Do More,' Summerside Electric Tells Province. Journal Pioneer. <https://www.saltwire.com/prince-edward-island/summerside/we-can-do-more-if-you-allow-us-to-do-more-summerside-electric-tells-province>.

27. Murtha, D. (2025). A Growing Revolution in Ontario's Greenhouse Alley. CIBC. <https://thoughtleadership.cibc.com/article/a-growing-revolution-in-ontarios-greenhouse-alley/>.
28. Government of Canada. (2025). Canada Strong: Budget 2025. <https://budget.canada.ca/2025/report-rapport/pdf/budget-2025.pdf>.
29. Électricité Canada. (2025). Électricité Canada met en vedette les projets de 2025 de son Centre d'excellence. Électricité Canada. <https://www.electricite.ca/nouvelles/electricity-canada-showcases-2025-centre-of-excellence-projects/>.
30. Gouvernement du Canada. (2025). Un Canada fort : Budget 2025. <https://budget.canada.ca/2025/report-rapport/pdf/budget-de-2025.pdf>.
31. Cabinet du Premier ministre. (2022). De l'air pur et une économie forte pour les Canadiens. Premier ministre du Canada. <https://www.pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2022/03/29/de-lair-pur-et-economie-forte-les-canadiens>.
32. Direction des services législatifs. (2023). Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité. Gouvernement du Canada. <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-19.3/TexteCompleet.html>.
33. Régie de l'énergie du Canada. (2023). Avenir énergétique du Canada en 2023. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2023/avenir-energetique-canada-2023.pdf>.
34. IEA. Electricity Grids and Secure Energy Transitions. (2023). <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>.
35. Ontario Energy Board. (2026). Net Metering. <https://www.oeb.ca/consumer-information-and-protection/net-metering>.
36. Logan, N. (2025). Plug-in Balcony Solar Panels Could Mean Cheaper Power. But Canada Needs to Get on Board First. CBC News. <https://www.cbc.ca/news/climate/plug-in-balcony-solar-panels-1.7618883>.

Remerciements

PARTENAIRES



MENTOR.E.S

Scott Taymun
Suzanne Gouin
Jonathan Dewar

COACHS

Suzanne Nault
Karim Djinko
Sally Diab

COLLABORATEURS

Sarmishta Subramanian
Édition
Alicia Hibbert
Révision
Laura Rojas
Graphisme
Juliana Bandeira
Illustration
Traduction M
Traduction

Merci au Forum des politiques publiques (FPP) et à l'équipe de direction, au personnel et aux conseillers d'Action Canada pour leur soutien et leurs conseils tout au long du fellowship, notamment Sara-Christine Gemson, Suzanne Gouin, Anne Matio, Jonathan Dewar, Suzanne Nault, Sarmishta Subramanian et le conseil consultatif. Nous remercions tout particulièrement notre mentor, Scott Taymun. Nous tenons à remercier également l'ensemble des experts et des responsables communautaires qui nous ont fait part de leurs points de vue.

Enfin, un grand merci aux experts suivants, qui nous ont accordé leur temps et nous ont offert leurs connaissances, leur appui et leurs conseils éclairés tout au long de notre apprentissage dans ce domaine.

Andy Nikiforuk, directeur, ARDN Energy Consulting Inc.

Brendan McEwan, consultant principal, Dunsky Energy + Climate Advisors

Chris Boivin, directeur principal du développement, Fédération canadienne des municipalités

Cole Nychka, directeur des affaires réglementaires, ATCO Gas

Dan Guatto, conseiller principal, Dunsky Energy + Climate Advisors

Dakota Norris, chercheur et consultant

David Brock, vice-président, développement nucléaire, SaskPower

Greg Gaudet, directeur des services municipaux, Summerside

John Avdoulos, PDG, Essex Power Corporation

Maureen Kolla, codirectrice, Energy Futures Lab

Mike Thusuka, directeur du développement économique, Summerside

Pinremola Olufemi, planificateur principal, Toronto Parking Authority

Sushma Narisetty, directrice des normes, Toronto Hydro

ÉQUIPE PPF

Inez Jabalpurwala

Présidente-directrice générale

Sara-Christine Gemson

Directrice générale du Fellowship d'Action Canada et de l'école du FPP

Anne Matio

Responsable du Fellowship d'Action Canada et de l'école du FPP

Dayna Tong

Coordinatrice du Fellowship d'Action Canada et de l'école du FPP

CONSEIL CONSULTATIF

Dakota Norris
Kevin Quinlan
Lindsay Colley
Phil De Luna
Kelly O'Neil
Graeme Reed
Laura Corrales
Jeff MacDonald
Darcy Demarsico
Mathieu Bélanger
Kyle McKenzie
Rachel Guthrie
Erin Taylor
Lora Huntley

**Public
Policy
Forum**

**Forum des
politiques
publiques**

ActionCanada