



Ressources naturelles  
Canada

Natural Resources  
Canada

# LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS AU CANADA



2020  
2021

Canada

**Auteurs : Shawna-Rae McLean, Anjali Wadhwa, Steven Wong et Marylène Roy**

**La présente publication doit être citée comme suit :**

S-R. McLean, A. Wadhwa, S. Wong, M. Roy, “Les réseaux électriques intelligents au Canada en 2020-21”, 2022-001 RP-TEC DER-REN2, Ressources naturelles Canada, mai 2022.

#### **Avis de non-responsabilité**

Ressources naturelles Canada (RNCa) n’est pas responsable de l’exactitude et de l’intégralité des renseignements contenus dans le matériel reproduit. RNCa doit en tout temps être indemnisé et tenu exempt du paiement de toute réclamation qui découle de la négligence ou d’un autre manquement dans l’utilisation des renseignements contenus dans cette publication ou dans ce produit.

#### **Droit d’auteur**

Le contenu de cette publication ou de ce produit peut être reproduit en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sous réserve que la reproduction soit effectuée à des fins personnelles ou publiques non commerciales, sans frais ni autre permission, à moins d’avis contraire.

On demande aux utilisateurs :

- de faire preuve de diligence raisonnable en assurant l’exactitude du matériel reproduit;
- d’indiquer le titre complet du matériel reproduit et le nom de l’organisation qui en est l’auteur;
- d’indiquer que la reproduction est une copie d’un document officiel publié par Ressources naturelles Canada (RNCa) et que la reproduction n’a pas été faite en association avec RNCa ni avec l’appui de celui-ci.

La reproduction et la distribution à des fins commerciales sont interdites, sauf avec la permission écrite de RNCa. Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec RNCa à [copyright-droitdauteur@nrca-rncan.gc.ca](mailto:copyright-droitdauteur@nrca-rncan.gc.ca).

ISSN : 2369-3371

Numéro de catalogue : M151-4E-PDF

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le ministre des Ressources naturelles, 2022.

## Remerciements

Les auteurs aimeraient souligner les contributions de plusieurs groupes à Ressources naturelles Canada (RNCan) y compris les centres de recherche CanmetÉNERGIE à Varennes et Ottawa, le Bureau de recherche et de développement énergétiques, la Division de l'énergie renouvelable et électrique, le Nexus de résilience des infrastructures des ressources canadiennes et la Division de la politique et de la liaison externe en matière de cybersécurité et d'énergie. Les auteurs aimeraient remercier les efforts et les contributions de diverses organisations pour la collecte et la validation du contenu de ce rapport, incluant, sans s'y limiter :

- Agence de promotion économique du Canada atlantique
- Alberta Innovates
- Association canadienne de l'énergie renouvelable
- CEATI International
- Centre canadien d'information sur l'énergie, Statistiques Canada
- Électricité Canada
- Environnement, Climat et Parcs, Gouvernement du Manitoba
- Institut de l'énergie éolienne du Canada
- Manitoba Hydro
- Ministère de l'Énergie, des Mines et des Innovations à faibles émissions de carbone, Gouvernement de la Colombie-Britannique
- Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Gouvernement du Yukon
- Ministère de l'Énergie et des Mines, Gouvernement de la Nouvelle-Écosse
- Ministère de l'Énergie et des Ressources, Gouvernement de la Saskatchewan
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Gouvernement du Québec
- Ministère de l'Énergie, Gouvernement de l'Alberta
- Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et de la Technologie, Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador
- Ministère du Développement du Nord, des Mines, des Richesses naturelles et des Forêts, Gouvernement de l'Ontario
- NB Power
- Oakville Hydro
- Oshawa Power & Utilities Corporation
- Prince Edward Island Energy Corporation, Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard
- Qulliq Energy Corporation
- Ressources naturelles et Développement de l'énergie, Gouvernement du Nouveau-Brunswick
- SaskPower
- Summerside Electric
- Régie de l'énergie du Canada
- Société de développement du Yukon



Le financement de ce rapport a été fourni par Ressources naturelles Canada dans le cadre du Portefeuille d'électricité propre et d'énergies renouvelables du Programme de recherche et de développement énergétique.

## À propos de ce rapport

Ce rapport présente une mise à jour des activités en lien avec les réseaux électriques intelligents au Canada depuis la [publication du dernier rapport en 2018](#). Les principales activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement associées aux réseaux électriques intelligents entre 2019 et 2021 y sont présentées. Ce rapport se veut une référence utile pour les intervenants nationaux et internationaux issus de la recherche, du milieu universitaire, des politiques, de l'industrie et du commerce pour en apprendre davantage sur les activités liées aux réseaux électriques intelligents au Canada.

Ce rapport est publié par le centre de recherche CanmetÉNERGIE de RNCan à Varennes (Québec) avec des contributions du Bureau de recherche et de développement énergétiques et de la Division de l'énergie renouvelable et électrique. CanmetÉNERGIE gère le Canada Smart Grid Action Network (CSGAN), un réseau qui regroupe les ministères de l'Énergie des provinces et territoires, les ministères fédéraux, le milieu universitaire, les réseaux d'innovation et les associations industrielles comme le montre la Figure 1. Le CSGAN permet d'échanger des connaissances et de l'expérience en lien avec les activités de réseau électrique intelligent, de discuter d'activités régionales, de partager des champs d'intérêt en recherche, de recueillir des indicateurs sur les réseaux électriques intelligents au Canada, de présenter des possibilités internationales de partage de connaissances et d'expériences, de suivre l'élaboration de normes et d'explorer les perspectives des réseaux intelligents. Ce réseau a également été mis en place pour établir des liens entre les parties prenantes de réseau intelligent au Canada et de tirer parti des possibilités offertes par l'International Smart Grid Action Network et de la mission Green Powered Future de Mission Innovation 2.0. Les membres du CSGAN ont contribué de manière significative à la production de ce rapport.

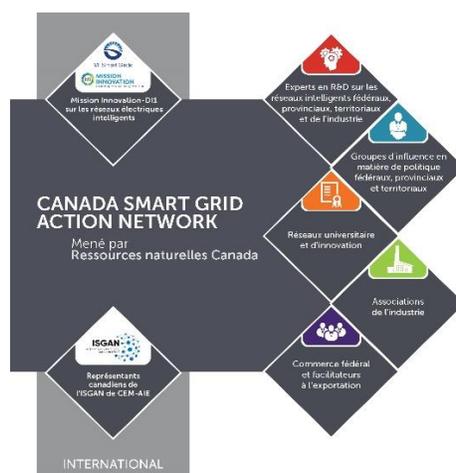


Figure 1 : Membres du Canada Smart Grid Action Network (CSGAN)

## À propos de CanmetÉNERGIE

Les centres de recherche CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada sont le principal organisme au Canada pour la recherche et la technologie en matière d'énergie propre. Près de 200 chercheurs, ingénieurs et employés de soutien des installations de recherche CanmetÉNERGIE à Varennes (Québec) conçoivent et mettent en oeuvre des solutions d'énergie propre et explorent des domaines de recherche qui permettent de produire et d'utiliser de l'énergie de façon plus efficace et plus durable.



## Table des matières

<b>Remerciements</b> .....	<b>i</b>
<b>À propos de ce rapport</b> .....	<b>iii</b>
<b>À propos de CanmetÉNERGIE</b> .....	<b>iv</b>
<b>Acronymes</b> .....	<b>1</b>
<b>Cadre général</b> .....	<b>1</b>
<b>Tendances et indicateurs des réseaux intelligents au niveau national</b> .....	<b>3</b>
Tendances en matière de technologies et applications de réseau intelligent .....	6
Investissements publics .....	9
Les programmes de Ressources naturelles Canada .....	11
Autres programmes fédéraux .....	14
Provinces et territoires .....	16
Colombie-Britannique .....	16
Alberta .....	17
Saskatchewan.....	19
Manitoba.....	20
Ontario .....	20
Québec .....	24
Terre-Neuve-et-Labrador .....	25
Nouveau-Brunswick .....	26
Île-du-Prince-Édouard .....	27
Nouvelle-Écosse .....	28
Yukon .....	29
Territoires du Nord-Ouest.....	30
Nunavut.....	30
<b>Normes</b> .....	<b>31</b>
Normes en lien avec l'interconnexion au réseau de distribution et les onduleurs.	31
Interconnexion avec le réseau de transport.....	31
Communication et interopérabilité .....	32
Véhicules électriques .....	33
<b>Initiatives et réseaux nationaux</b> .....	<b>34</b>
Réseaux académiques.....	34
Dialogue sur la transition énergétique : dialogue sur les politiques avec la communauté de modélisation des systèmes électriques .....	34

Centre canadien d'information sur l'énergie.....	35
Forum sur les services publics d'électricité .....	35
Cybersécurité .....	36
Avenir énergétique du Canada .....	36
<b>Collaborations internationales .....</b>	<b>38</b>
International Smart Grid Action Network.....	38
Mission Innovation – Mission axée sur l'électricité verte .....	40
<b>Résumé et perspectives .....</b>	<b>42</b>
<b>Bibliographie .....</b>	<b>50</b>
<b>Annexe .....</b>	<b>53</b>
Glossaire.....	53

## Liste des figures

Figure 1 : Membres du Canada Smart Grid Action Network (CSGAN) .....	iii
Figure 2 : Indicateurs des réseaux intelligents au Canada .....	3
Figure 3 : Bornes de recharge de VE à travers le Canada .....	6
Figure 4 : Niveaux de technologies et d'applications de réseau intelligent .....	7
Figure 5 : Investissements publics canadiens dans des projets de RDDD depuis 2003 .....	9
Figure 6 : Comparaison des investissements publics du Canada dans différentes catégories en lien avec les réseaux intelligents par rapport à la valeur totale des projets .....	10
Figure 7 : Détails des promoteurs de projet de la phase 2 du programme de réseaux intelligents d'infrastructures vertes.....	13
Figure 8 : Progression des technologies et applications dans les réseaux intelligents ....	42

## Acronymes

<b>AESO</b>	Alberta Electric System Operator	<b>ET</b>	Énergie transactionnelle
<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie	<b>ETNO</b>	Energy Transformation Network of Ontario
<b>C.-B.</b>	Colombie-Britannique	<b>FEO</b>	Fonctions étendues des onduleurs
<b>CC</b>	Courant continu	<b>GD</b>	Gestion de la demande
<b>CCIE</b>	Centre canadien d'information sur l'énergie	<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>CEI</b>	Commission électrotechnique internationale	<b>GIF</b>	Grid Innovation Fund
<b>CEM</b>	Clean Energy Ministerial	<b>GPFM</b>	Green Powered Future Mission
<b>CEO</b>	Commission de l'énergie de l'Ontario	<b>GREED</b>	Gestion des ressources énergétiques décentralisées
<b>CP</b>	Conférence des Parties	<b>GT</b>	Groupe de travail
<b>CRSNG</b>	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada	<b>HQ</b>	Hydro-Québec
<b>CSA</b>	Canadian Standards Association	<b>Î.-P.-É.</b>	Île-du-Prince-Édouard
<b>CSGAN</b>	Canada Smart Grid Action Network	<b>IEEC</b>	Institut de l'énergie éolienne du Canada
<b>DI</b>	Défi de l'innovation	<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>DP</b>	Demande de propositions	<b>IIRE</b>	Initiative Innovation et réglementation de l'électricité
<b>ECCC</b>	Environnement et Changement climatique Canada	<b>IMA</b>	Infrastructure de mesurage avancé
<b>EDI</b>	Équité, diversité et inclusion	<b>IPA</b>	Interfaces de programmation d'application
<b>ER</b>	Énergie renouvelable	<b>ISGAN</b>	International Smart Grid Action Network
<b>ERV</b>	Énergie renouvelable variable	<b>IV2</b>	Infrastructures vertes phase 2 (IV2)

<b>MI</b>	Mission Innovation	<b>SCADA</b>	Système d'acquisition et de contrôle des données
<b>N.-B.</b>	Nouveau-Brunswick	<b>SE</b>	Stockage d'énergie
<b>N.-É.</b>	Nouvelle-Écosse	<b>SGE</b>	Système de gestion de l'énergie
<b>NSP</b>	Nova Scotia Power	<b>SGEVE</b>	Système de gestion de l'énergie des VE
<b>PRI</b>	Programme des réseaux intelligents	<b>SIERE</b>	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
<b>PV</b>	Photovoltaïque	<b>SIRFN</b>	Smart Grid International Research Facility
<b>RCA</b>	Relève de compteur automatique	<b>T et D</b>	Transport et distribution
<b>RD</b>	Recherche et développement	<b>T.-N.-L.</b>	Terre-Neuve-et-Labrador
<b>RDDD</b>	Recherche, développement, démonstration et déploiement	<b>TI</b>	Technologies de l'information
<b>REC</b>	Régie de l'énergie du Canada	<b>V2G</b>	Échange d'énergie véhicule-réseau
<b>RED</b>	Ressources énergétiques décentralisées	<b>VE</b>	Vehicules électriques
<b>SAE</b>	Society of Automotive Engineers	<b>VZE</b>	Véhicule zéro émission

## Cadre général

Des rapports récents du [Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat](#), la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et le Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) constatent des lacunes dans les engagements mondiaux visant à maintenir la hausse des températures mondiales à 1,5 °C ou moins. En réponse aux préoccupations croissantes relatives à ces lacunes, et conformément aux cibles établies par le [Cadre pancanadien](#), le Canada s'est engagé à réaliser un avenir énergétique propre appuyé par des mesures concrètes, notamment :

- un plan climatique renforcé, [Un environnement sain et une économie saine](#), qui place le Canada en voie d'atteindre sa cible d'émissions précédente;
- des engagements soutenus par la loi pour améliorer les cibles de réduction des émissions de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, ainsi qu'un engagement à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) nettes à zéro d'ici 2050 dans le [cadre de la Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#);
- des engagements à réduire les [émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz](#) d'au moins 75 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2030, comme recommandé par l'Agence internationale de l'énergie (AIE);
- un soutien prioritaire des technologies propres et la fin de tout nouveau soutien public direct au secteur international de la [production soutenue d'énergie à partir de combustibles fossiles](#) d'ici la fin de 2022.

Afin de réaliser un avenir énergétique propre, les fondements du réseau électrique, qui forment la base de la transition, doivent faire l'objet d'innovations pour soutenir plus d'énergies renouvelables et plus de charges. Cette évolution du réseau électrique prend forme par de nouvelles capacités des réseaux intelligents découlant d'applications novatrices d'informations, de communications, de technologies, d'infrastructures et de méthodes. En plus de faciliter la transition vers un avenir énergétique propre et un réseau électrique propre, les avantages des réseaux intelligents comprennent :

- des améliorations de l'efficacité du système et de l'utilisation des actifs, tant au niveau du réseau de production-transport qu'au niveau local;
- une amélioration de la fiabilité (maintien de l'alimentation) et de la résilience (rétablissement après des événements ponctuels);
- une plus grande participation des clients par l'adoption par les prosommateurs et de nouveaux marchés;
- une sensibilisation en matière de cybersécurité;
- une amélioration des perspectives économiques et d'emploi;

- une réduction de la consommation de diesel et de combustibles fossiles dans les collectivités éloignées.

Conformément à l'évolution des réseaux intelligents, la quantité d'électricité produite à partir de sources renouvelables et sans émission a augmenté au Canada. Bien que cette augmentation soit nécessaire pour atteindre les objectifs de décarbonation et d'électrification, de nouvelles sources d'énergie renouvelable (ER) et des charges plus élevées doivent être intégrées de manière adéquate afin de maintenir l'intégrité et la stabilité des réseaux électriques. Ainsi, des projets de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement (RDDD) de réseau intelligent actuellement en cours au Canada sont financés par des initiatives fédérales, provinciales et territoriales.

Dans ce rapport, les progrès des réseaux intelligents seront présentés par des tendances et des indicateurs nationaux en matière de réseau intelligent, notamment des programmes de financement, d'abord traités à l'échelle nationale, puis aux échelles provinciales et territoriales. Des normes pertinentes en lien avec les réseaux intelligents jouant un rôle important dans leur adoption sont aussi présentées. Des initiatives et des réseaux nationaux et internationaux qui veillent à ce que les activités canadiennes demeurent au fait des dernières avancées et des pratiques exemplaires en matière d'adoption sont discutés. Enfin, le rapport présente les défis et les obstacles techniques à venir qui nécessitent l'attention de la communauté et qui peuvent être résolus par des activités de RDDD.

# Tendances et indicateurs des réseaux intelligents au niveau national

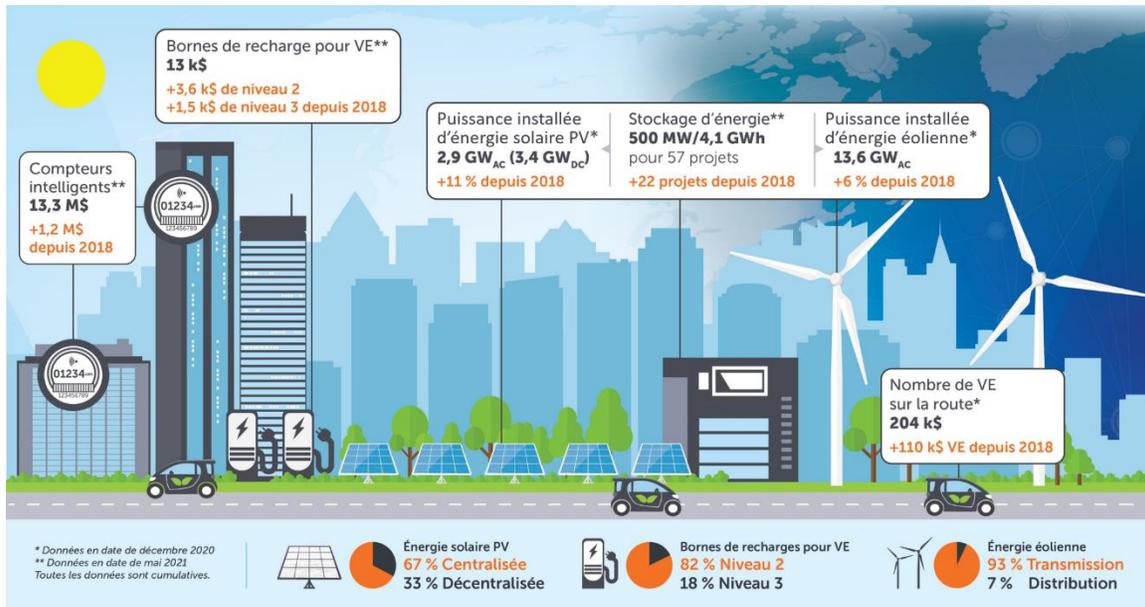


Figure 2 : Indicateurs des réseaux intelligents au Canada

Les émissions du secteur de l'électricité n'ont cessé de diminuer depuis 2001 au Canada, où l'augmentation de la production d'énergie propre et renouvelable a joué un rôle clé. Déjà composée en grande partie de ressources propres et renouvelables, la puissance installée des sources de production d'énergie renouvelable au Canada a augmenté de 18 % entre 2010 et 2019, principalement grâce à des déploiements d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque (PV)<sup>1</sup>.

## ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

À l'heure actuelle, la puissance installée cumulative de l'énergie solaire PV au Canada est d'environ 2,9 GW<sup>2</sup>. Cela représente une augmentation de 11 % depuis 2018. De cette puissance, 67 % est considérée comme centralisée (production n'est pas consommée au lieu de production) et 33 % est décentralisée (production au moins en partie consommée au lieu de production). La tendance prédominante du déploiement du solaire PV au Canada a été vers la centralisation au cours des dernières années. L'Ontario et la Saskatchewan ont représenté plus de 50 % de la puissance solaire PV nouvellement installée de 2019 à 2020 représentant 46 MW au Canada. Cependant, le nombre total de

projets à travers l'Alberta, la Colombie-Britannique (C.-B.) et la Nouvelle-Écosse (N.-É.) a donné lieu à 70 % des nouveaux projets de déploiement, soit plus de 3 700 projets. En 2021, la majorité de la nouvelle puissance solaire PV a augmenté en raison de la production centralisée en Alberta.

## **ÉNERGIE ÉOLIENNE**

En matière de puissance éolienne cumulée au Canada, il y a actuellement 13,6 GW installés, ce qui représente une augmentation de 6 % depuis 2018. De ce nombre, 93 % sont raccordés au réseau de transport et 7 %, au réseau de distribution. La tendance dominante pour la nouvelle production éolienne est au niveau du réseau de transport, la puissance ayant plus que triplé et la production ayant presque quadruplé depuis 2010. Les provinces de l'Ontario, du Québec et de l'Alberta représentent plus de 80 % de la puissance éolienne totale installée au Canada.

## **STOCKAGE**

La croissance du stockage d'énergie (SE) souligne une nécessité importante pour l'avenir du déploiement des énergies propres au Canada, car la production d'ER comme le solaire PV et l'éolien peut bénéficier du stockage pour équilibrer leur variabilité inhérente. La capacité globale de SE est actuellement de 500 MW/4,1 GWh, ce qui a été accompli grâce à un ajout de 22 projets achevés depuis 2018. Cette capacité est largement représentée par la technologie des batteries, avec plus de 80 % de la capacité totale installée. De plus, 10 des 13 provinces et territoires ont déployé une forme quelconque de stockage par batterie. Le stockage hydroélectrique par pompage constitue la deuxième plus grande capacité de stockage. D'autres technologies de SE récemment déployées au Canada comprennent le SE à air comprimé et le stockage thermique électrique. Ces déploiements de SE comprennent le stockage à l'échelle du réseau électrique et en aval du compteur, qui peut être interconnecté au réseau de transport ou de distribution. Alors que le SE en amont du compteur représente un déploiement plus important, contrôlé en fonction des besoins du réseau électrique, le stockage en aval du compteur est mené par l'adoption des clients. Les clients peuvent choisir le SE pour maximiser le retour sur investissement de la production décentralisée, ou pour assurer la résilience. Les systèmes de stockage en aval du compteur sont uniques, car ils sont contrôlés par les clients pour répondre à leurs besoins respectifs. Partout au Canada, on observe une croissance constante de la demande pour la facturation nette et le stockage en aval du compteur par batterie.

## **COMPTEURS INTELLIGENTS**

Au Canada, les compteurs intelligents comprennent les infrastructures de mesurage avancé (IMA) et la relève de compteur automatique (RCA). La modernisation des compteurs intelligents a facilité l'intégration des données de consommation aux systèmes des services publics d'électricité, de sorte que les données peuvent aider à déterminer les habitudes de consommation, les périodes d'indisponibilité du réseau et les vols. Cela

devient de plus en plus important alors que les initiatives fédérales et provinciales d'électrification entraînent des changements dans les modèles de demande et l'accent est mis sur la résilience. La Nouvelle-Écosse a récemment rejoint l'Ontario, le Québec et la C.-B. dans le déploiement complet de compteurs intelligents, et le Nouveau-Brunswick (N.-B.) est également en train de procéder à un vaste déploiement de compteurs intelligents<sup>3,4</sup>. D'autres provinces sont encouragées par les clients industriels et commerciaux à favoriser les compteurs intelligents pour avoir une meilleure visibilité de leurs habitudes de consommation. Le niveau de déploiement national actuel des compteurs intelligents est de 13,3 millions, correspondant à une augmentation de 1,2 million depuis 2018.

### **VÉHICULES ÉLECTRIQUES**

Les véhicules électriques (VE) sont de plus en plus importants pour l'avenir de l'électrification au Canada. Cette importance est motivée par deux raisons principales. La première est qu'au cours de la période 2005-2019, le transport était le seul secteur au Canada à avoir une augmentation globale de CO<sub>2</sub>e soit 14 % ou 27 Mt<sup>5</sup>. La deuxième raison est que les VE réduisent non seulement la quantité de GES émis par le secteur des transports, mais peuvent également agir comme une ressource de stockage mobile en aval du compteur pour répondre aux besoins du réseau. Les VE étant l'un des nombreux types de ressources énergétiques décentralisées (RED) adoptés par les clients, ils constituent un atout qui a un rôle à jouer dans un réseau interactif. Par exemple, avec un équipement et des communications appropriés, les VE peuvent fournir des services tels que la gestion de la demande (GD) pour l'écèlement des pointes, comme l'ont déjà montré de nombreux projets pilotes et certains programmes de déploiement. Actuellement, il y a 204 000 VE et VE hybrides rechargeables sur la route – une augmentation de 110 000 véhicules depuis 2018.

### **BORNES DE RECHARGE DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES**

Une caractéristique essentielle pour soutenir l'adoption rapide des VE est d'avoir accès à une infrastructure de bornes de recharge fiable et pratique. En 2020, l'[effort d'électrification de la route transcanadienne](#), qui s'étend de Victoria (Colombie-Britannique) à Stewiacke (Nouvelle-Écosse), a été achevé. Ce projet d'infrastructure financé par le gouvernement fédéral ainsi que les gouvernements provinciaux et municipaux garantit que les chargeurs de VE ne sont pas

Un projet [pilote de solution de gestion de charge évolutive](#) avec 60 propriétaires de véhicules électriques, en collaboration avec Alectra Inc. et Burlington Hydro, applique différents signaux de prix pour déterminer leur effet sur les comportements de recharge. Le projet vise à encourager la recharge à des périodes qui correspondent aux besoins du réseau.

distants de plus de 250 km les uns des autres afin de faciliter les déplacements continus et fiables d'un océan à l'autre au Canada. Le nombre actuel de chargeurs de niveau 2 et 3 est de 13 000, soit une augmentation de 82 % des chargeurs de niveau 2 et de 18 % des chargeurs de niveau 3 depuis 2018. La Figure 3 montre le niveau de déploiement des chargeurs de VE de niveau 2 et 3 à travers le Canada en fonction de la population. L'augmentation de la demande due à la recharge des VE présente un intérêt important pour les opérateurs de réseaux alors que les efforts d'électrification se poursuivent. En outre, l'infrastructure de charge des VE avec des systèmes PV installés directement sur le site, par exemple, des abris à voiture solaires, a connu un intérêt croissant.

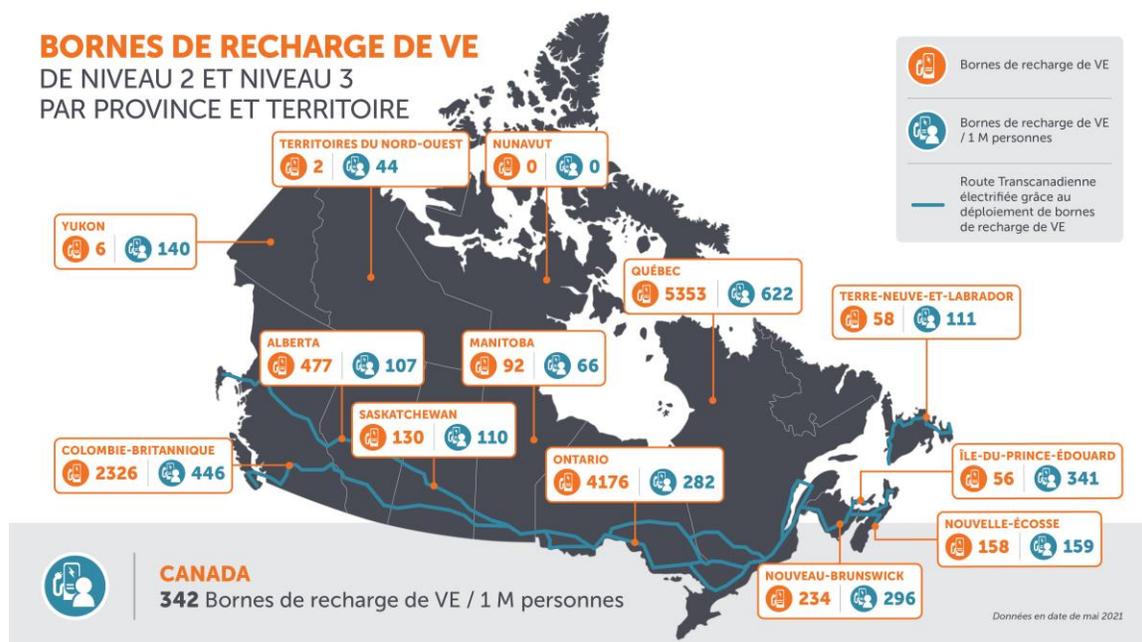


Figure 3 : Bornes de recharge de VE à travers le Canada

## Tendances en matière de technologies et applications de réseau intelligent

La progression des technologies et des applications de réseau intelligent peut être catégorisée de façon sommaire par le niveau de surveillance et de contrôle, le niveau d'automatisation, le nombre d'éléments participant activement dans le réseau et le niveau d'intégration des clients et des systèmes<sup>6</sup>. Dans la Figure 4, le déploiement des réseaux intelligents est organisé en trois niveaux : systèmes fondamentaux au réseau intelligent, principales technologies et applications de réseau intelligent et technologies et applications de réseau intelligent avancées. Bien que ces niveaux s'appliquent à l'ensemble du réseau électrique, bon nombre des composantes indiquées font partie des

systèmes au niveau du réseau de distribution, et non des systèmes en lien avec le réseau de transport.



**Figure 4 : Niveaux de technologies et d'applications de réseau intelligent**

Les systèmes fondamentaux au réseau intelligent permettent d'apporter des améliorations modestes au réseau tout en conservant son paradigme de fonctionnement traditionnel, soit le flux unidirectionnel de l'électricité de la production aux charges finales. L'activité principale des services publics d'électricité qui consiste à traiter simplement les charges comme une demande incontrôlable demeure inchangée. Cela permet une meilleure prise de décision tout en offrant une surveillance, une automatisation et un contrôle accrus des principaux actifs. Les réseaux de transport, en raison de leur importance comme fondement pour desservir un grand nombre de clients, ont déjà largement adopté ces systèmes fondamentaux. Les réseaux de distribution sont structurés différemment et ont déployé ces systèmes à différents degrés en fonction des besoins uniques de chaque réseau de distribution.

*Exemple : Les systèmes de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) offrent aux centres de contrôle du réseau une visibilité et un contrôle de divers points du réseau afin d'assurer un fonctionnement sûr et fiable. Les données relatives à l'état, au contrôle et à la télémétrie de divers actifs des services publics*

*(commutateurs, disjoncteurs et transformateurs incluant la production décentralisée) sont toutes disponibles.*

---

Les principales technologies et applications de réseau intelligent améliorent les systèmes fondamentaux en facilitant une meilleure surveillance et un meilleur contrôle des dispositifs, notamment par la visibilité et la gestion d'un plus grand nombre d'éléments ou de dispositifs du réseau à des intervalles de temps plus courts, ainsi que par une fiabilité et une résilience accrues. Cela permet également à des éléments connectés au réseau autres que les actifs des services publics d'électricité de jouer un rôle plus actif dans le réseau, ce qui peut modifier les flux de puissance typiques. Ces applications permettent également d'améliorer les opérations commerciales, y compris la facturation, la gestion des clients et la gestion des actifs.

*Exemple : Un système de gestion des ressources énergétiques décentralisées (GRED) est une plateforme utilisant des capacités de contrôle en temps réel pour gérer des ensembles de RED afin de fournir des services système à la fois à l'échelle locale, par exemple par le contrôle volt-var, et à l'échelle du réseau de production-transport, par la réglementation.*

---

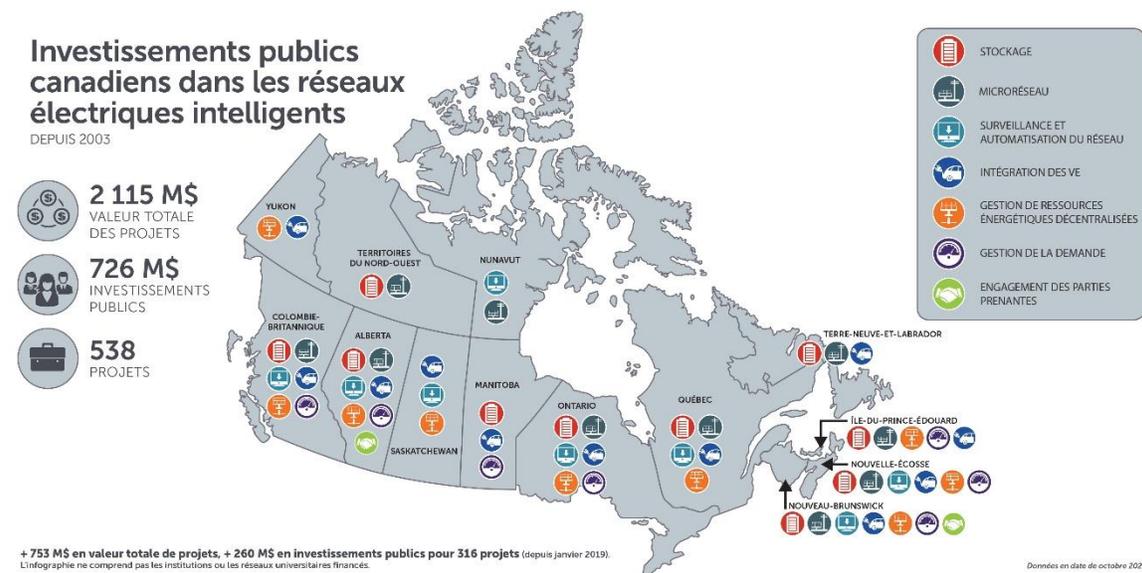
Les technologies et les applications avancées de réseau intelligent offrent tout le potentiel de l'intégration des technologies de l'information (TI) au réseau, permettant la participation active de la plupart des éléments qui y sont connectés tout en reconnaissant et en facilitant la transformation complète du paradigme opérationnel du réseau, qui passe d'un mode unidirectionnel à un mode bidirectionnel. Cela permet d'obtenir un réseau entièrement autonome capable de coordonner diverses ressources au niveau de la distribution et du transport afin d'offrir le plus haut niveau de sécurité, de fiabilité et de résilience dans l'ensemble du réseau. Des niveaux élevés d'automatisation offrent également des systèmes plus fiables et plus résilients, avec des optimisations en ligne et en temps réel qui réduisent les coûts d'exploitation et d'entretien.

*Exemple : Les fonctions étendues des onduleurs (FEO) sont un ensemble de capacités de l'électronique de puissance qui connectent des ressources comme les systèmes solaires PV, les batteries, les VE et certaines ressources éoliennes au réseau électrique. Elles permettent aux ressources de fournir des services système pour soutenir le réseau lorsque l'onduleur est en mode assujéti au réseau ou de bâtir le réseau en mode bâtisseur de réseau. Elles sont nécessaires, puisque la demande d'électricité du réseau est de plus en plus comblée par de telles ressources.*

---

## Investissements publics

Les investissements du secteur public soutiennent la compréhension globale des obstacles techniques et non techniques des déploiements de réseau intelligent à grande échelle par le financement de projets de RDDD. Ce financement permet d'expérimenter les innovations technologiques pour valider leur faisabilité en pratique et examiner des enjeux comme la commercialisation, l'intégration et le fonctionnement du système et l'évolutivité. Ces projets de RDDD contribuent à la transition vers une économie carboneutre.

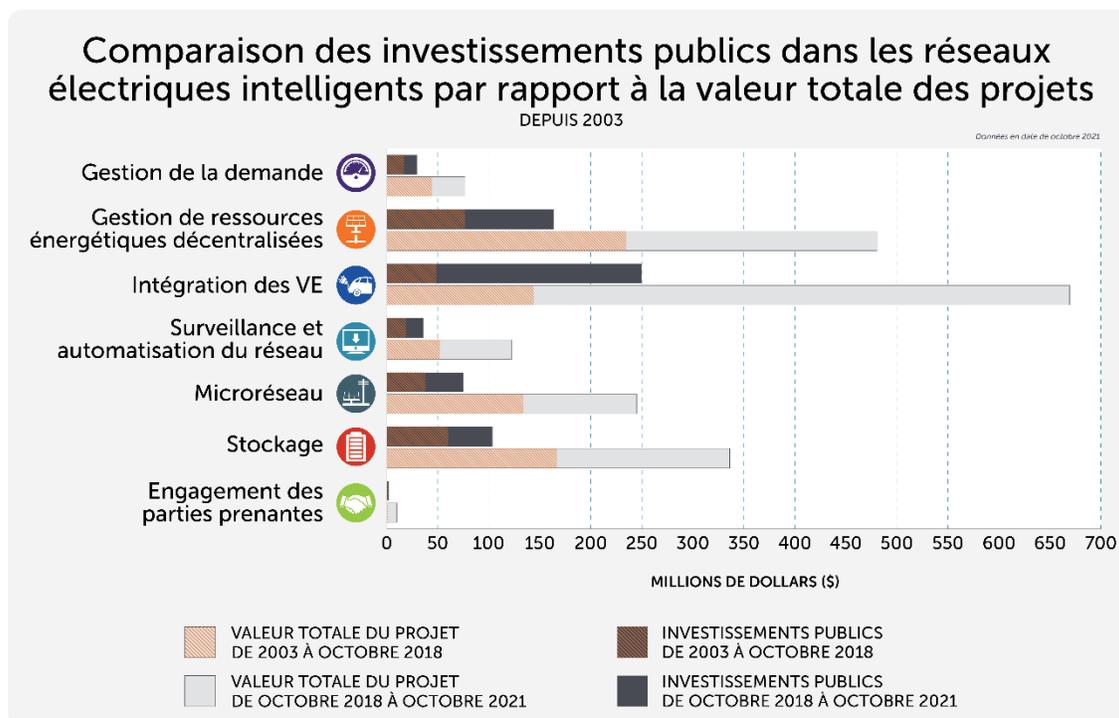


**Figure 5 : Investissements publics canadiens dans des projets de RDDD depuis 2003**

Les investissements publics du Canada dans les réseaux intelligents ont augmenté durant la période de référence. En ce qui concerne la valeur totale des projets, la Figure 5 montre que 753 millions de dollars supplémentaires ont été investis dans des projets qui s'étendent aux provinces et aux territoires depuis 2019. La quantité de fonds publics investis a augmenté de 260 millions de dollars pour financer 316 projets supplémentaires. Ces hausses des investissements comprennent des projets nouvellement financés dans des catégories qui n'existaient pas en 2018. Ces catégories de projets sont l'engagement des parties prenantes en Alberta, le SE en Saskatchewan, la gestion de la demande au Manitoba, l'intégration des VE à l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador, les microréseaux au Nunavut et la GRED et l'intégration des VE au Yukon.

Il y a eu un financement considérable dans l'infrastructure des VE, ce qui représente une hausse d'environ 45 % par rapport à 2018. Le stockage par batterie est la deuxième

catégorie la plus financée, avec des hausses appréciables pour plusieurs projets et pour la capacité de stockage globale.



**Figure 6 : Comparaison des investissements publics du Canada dans différentes catégories en lien avec les réseaux intelligents par rapport à la valeur totale des projets**

Les investissements publics dans les réseaux intelligents par rapport à la valeur totale des projets sont indiqués à la Figure 6. Depuis 2018, les investissements publics et la valeur totale des projets ont tous deux augmenté de façon considérable, mais ces augmentations ne sont pas du même ordre. Par exemple, le financement public pour le stockage a augmenté d'environ 40 %, mais la valeur totale des projets a plus que doublé, atteignant plus de 336 millions de dollars. La GRED, les microréseaux et la surveillance et l'automatisation du réseau ont presque doublé en matière d'investissements et de valeur totale des projets, la GRED recevant le deuxième plus gros montant de financement et représentant la deuxième valeur totale des projets la plus élevée, avec environ 163 millions de dollars et 480 millions de dollars, respectivement. L'intégration des VE a connu la hausse la plus importante, multipliée 5 fois depuis 2018. L'intégration des VE a connu une hausse de plus de 200 millions de dollars en financement public et représente environ 525 millions de dollars en valeur totale des projets depuis 2018. À noter que toutes les références à 2018 sont fondées sur le rapport « [Les réseaux électriques intelligents au Canada 2018](#) » et ne représentent pas nécessairement tous les projets annoncés en 2018.

## Les programmes de Ressources naturelles Canada

### Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification

Le [Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification](#) est un programme de 964 millions de dollars qui prévoit 922 millions de dollars sur quatre ans, à partir de l'exercice 2021-2022, pour soutenir le déploiement de projets intelligents d'ER et de modernisation du réseau électrique, en utilisant des technologies prêtes à être commercialisées<sup>7</sup>. Les projets financés permettent aux provinces et aux territoires de répondre à la demande croissante d'énergie grâce à l'énergie renouvelable, d'offrir une fiabilité et une résilience accrues au réseau électrique et de continuer à réduire les GES dans le secteur de l'électricité. Grâce à son volet d'équité, de diversité et d'inclusion (EDI), le programme vise à soutenir des projets dans tout le pays et à encourager la participation et le leadership des personnes sous-représentées dans le secteur de l'énergie, comme les communautés des Premières Nations, les Inuits et les Métis. Le programme finance des projets de déploiement d'électricité renouvelable capables de fournir des services système essentiels au réseau électrique et émanant de diverses organisations, notamment des groupes autochtones, des entreprises privées et des collectivités. Le programme finance également des projets qui permettent aux services publics d'électricité et aux opérateurs de réseau d'acquérir de l'expérience et de développer de nouveaux processus opérationnels afin de mieux soutenir des niveaux plus élevés de production d'électricité renouvelable. Les candidats aux projets peuvent demander un financement dans le cadre de trois volets de déploiement : énergies renouvelables établies, technologies émergentes et modernisation du réseau.

En novembre 2021, le programme a clôturé le processus concurrentiel de demande de propositions (DP) du volet Renforcement des capacités pour les projets qui améliorent les connaissances et les compétences liées aux énergies renouvelables et aux technologies de modernisation du réseau. Ce volet soutient les activités communautaires qui renforcent les connaissances et les compétences en matière d'énergie afin d'assurer une transition réussie

**Le projet de solutions stratégiques de gestion des données énergétiques par [Screaming Power](#) a intégré des données énergétiques et météorologiques et des données de facturation et de compteur dans une plateforme de technologie mobile infonuagique intelligente à l'aide de l'intelligence artificielle. Les données recueillies sont utilisées pour acquérir une expérience sur l'historique du système afin de fournir des rétroactions à l'entreprise locale de distribution, de mieux éclairer les décisions opérationnelles des clients et d'aider à conserver et à gérer l'énergie et les émissions de GES.**

vers les technologies et les projets d'énergie renouvelable, y compris les études techniques et les projets axés sur l'EDI. Le financement accordé dans le cadre du programme est actuellement épuisé et le programme n'est pas en mesure de financer des projets supplémentaires pour le moment. Les demandes ont été acceptées sur une base d'admission continue. En mars 2022, 139 demandes de déploiement et 234 propositions de renforcement des capacités ont été reçues, dont 86 projets (déploiement et renforcement des capacités) ont été approuvés, ce qui représente 922 millions de dollars de fonds engagés.

### Programme d'innovation énergétique

Ce [programme phare](#) du Bureau de recherche et de développement énergétiques accélère la recherche et le développement (RD) de technologies énergétiques propres dans tous les secteurs de l'énergie en investissant 52,9 millions de dollars par an à l'interne et à l'externe<sup>8</sup>. Le programme finance des projets de développement technologique de stade préliminaire à stade avancé liés à l'étude des systèmes d'énergie renouvelable, de réseaux intelligents et de stockage, à la réduction de l'utilisation du diesel dans les collectivités nordiques et éloignées, à la réduction des émissions de méthane et de composés organiques volatils, à la réduction des émissions de GES dans le secteur du bâtiment, à l'avancement du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone et à l'amélioration de l'efficacité industrielle. Ce programme finance des projets de recherche menés par les laboratoires fédéraux, ainsi que des projets de recherche et de démonstration menés par des innovateurs externes au gouvernement.

### Programme de recherche et de développement énergétiques

Le Programme de recherche et de développement énergétiques finance 32 millions de dollars par an pour des projets internes en matière de RD en lien avec l'énergie axés sur la construction d'un avenir énergétique durable pour l'économie et l'environnement du Canada. Ce fonds ne soutient que les ministères et organismes fédéraux, ou les organisations externes travaillant directement avec un ministère ou un organisme fédéral.

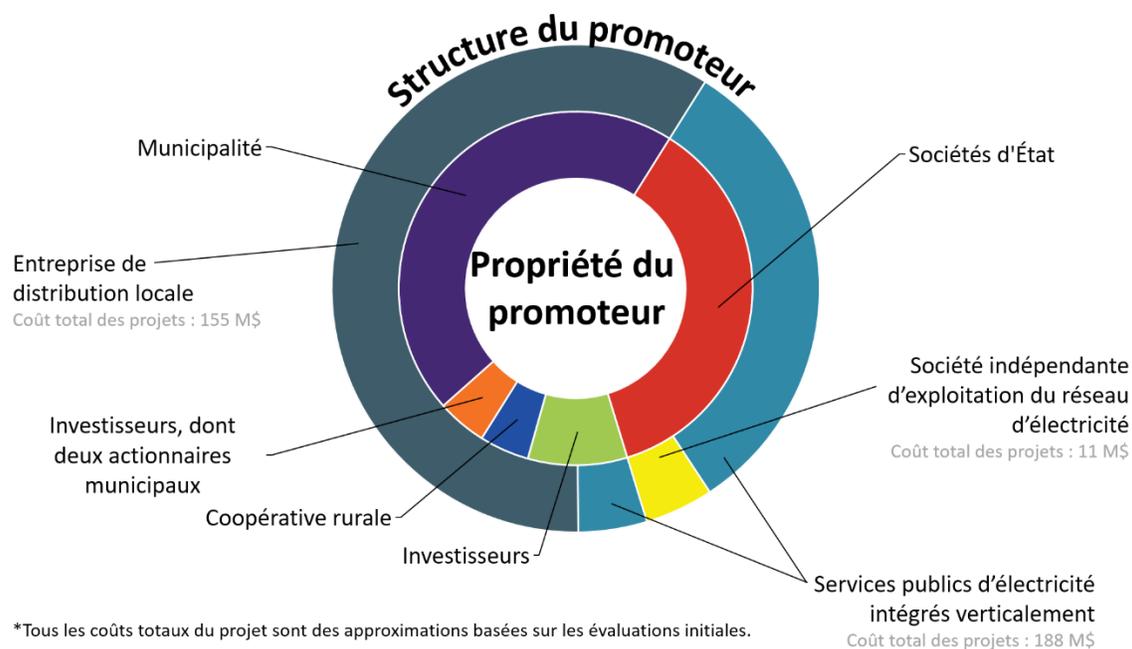
### Programmes d'infrastructures vertes

Plusieurs programmes ont été offerts dans le cadre du [Programme d'infrastructures vertes](#) afin d'accélérer la mise en place d'une économie propre. La phase 2 du programme d'infrastructures vertes (IV2) abrite le [programme des réseaux intelligents](#) (PRI), mais d'autres programmes liés aux bâtiments, aux VE et aux collectivités ont également soutenu l'adoption de projets liés au réseau intelligent<sup>9</sup>.

Le [programme de recherche, développement et démonstration sur les bâtiments écoénergétiques](#) soutient l'élaboration et la mise en œuvre de codes de construction pour les bâtiments existants et de nouvelles initiatives de bâtiments prêts à la consommation

énergétique nette nulle. Le [programme de démonstration de l'infrastructure des VE](#) soutient la démonstration de projets d'infrastructure de recharge des VE de nouvelle génération et innovants. À ce jour, 29 projets ont été annoncés, dont cinq sont menés par des services publics d'électricité. Ces projets portent sur l'infrastructure de recharge dans les immeubles résidentiels à logements multiples, la recharge ultrarapide, l'échange d'énergie véhicule-réseau (V2G), l'incitation au comportement de recharge et l'infrastructure de recharge pour les véhicules lourds. Le [Programme d'énergie propre pour les collectivités rurales et éloignées](#), dans le cadre de l'IV2, vise à réduire la dépendance à l'égard du carburant diesel dans les collectivités rurales et éloignées et les sites industriels du Canada en appuyant une transition vers des solutions énergétiques plus durables, ainsi que la conception et l'exploitation de microréseaux avec des ER.

Le PRI est un programme de 100 millions de dollars (2018 à 2023) qui soutient la démonstration et le déploiement de technologies de réseau intelligent à partir de projets dirigés par les services publics d'électricité afin de réduire les émissions de GES, de mieux utiliser les actifs électriques existants et de favoriser l'innovation et les emplois propres<sup>10</sup>. Au total, il y a 22 projets qui démontrent et déploient une variété de technologies et de catégories de systèmes. Dans la Figure 7, le cercle intérieur décrit la propriété des services publics pour les projets attribués, tandis que le cercle extérieur décrit la structure du promoteur du projet.



**Figure 7 : Détails des promoteurs de projet de la phase 2 du programme de réseaux intelligents d'infrastructures vertes**

Les technologies les plus répandues dans les projets financés par le PRI sont, dans l'ordre, la gestion de la charge, le stockage, l'énergie solaire PV, l'intégration des VE, l'intelligence artificielle, l'innovation en matière de marchés et de tarifs énergétiques, ainsi que les FEO. Ces technologies ont été intégrées le plus souvent sous forme de systèmes de GRED, de microréseaux, de surveillance et d'automatisation du réseau, de nouvelles options de marché et de tarification, ainsi que de réseaux autonomes en régions éloignées. Certains des principaux objectifs du système signalés dans les propositions de projet initiales mettaient l'accent sur l'augmentation de la flexibilité du système/la pénétration des ER, la réduction des émissions de GES et les avantages économiques/sociaux pour les projets hybrides; l'amélioration de l'utilisation des actifs et l'augmentation de l'efficacité, le reste étant réparti uniformément dans toutes les catégories pour les projets de démonstration; et l'accent étant mis sur la fiabilité et la résilience pour les projets de déploiement.

Plus de détails au sujet du Programme des réseaux intelligents peuvent être obtenus dans la [brochure](#).

## Autres programmes fédéraux

### Initiative Innovation et réglementation de l'électricité

L'Initiative Innovation et réglementation de l'électricité (IIRE) est une initiative de deux ans visant à engager officiellement les parties prenantes (organismes de réglementation, services publics d'électricité, gouvernements provinciaux et territoriaux, groupes autochtones, groupes de défense des consommateurs et autres groupes d'intervenants) dans les provinces et territoires du Canada afin d'étudier comment les programmes fédéraux peuvent mieux soutenir la mise à l'échelle efficace des projets d'innovation du réseau électrique en vue d'atteindre l'objectif de carboneutralité d'ici 2050<sup>11</sup>.

L'initiative a été proposée dans le cadre de la [Feuille de route de l'examen réglementaire sur les technologies propres](#) en réponse aux préoccupations des services publics d'électricité et des entreprises du secteur privé concernant les obstacles réglementaires qui entravent les efforts de modernisation du réseau électrique. Elle vise à faire participer officiellement les organismes de réglementation des provinces et des territoires du Canada, les gouvernements, les services publics d'électricité et d'autres intervenants en deux phases afin d'élaborer un cadre de collaboration qui pourrait permettre aux programmes fédéraux d'accroître plus efficacement le nombre de projets d'innovation en matière de réseaux électriques et de faciliter la mise à l'échelle des innovations ayant connu du succès en appui des objectifs de carboneutralité d'ici 2050.

## Impact Canada – Les défis liés aux technologies propres

### *Défi Plein potentiel*

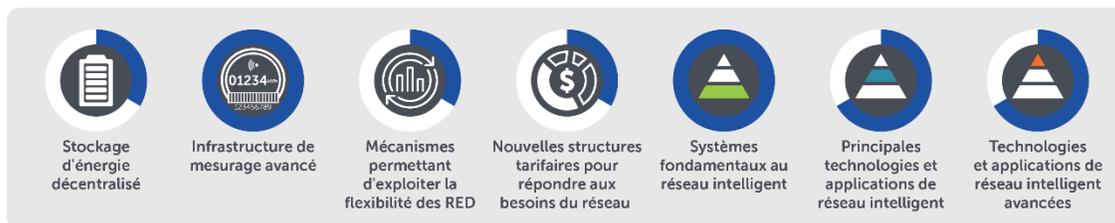
[Le Défi Plein potentiel](#) vise à accélérer les innovations en matière de batteries et leur passage du laboratoire au marché, et à soutenir la transition vers une énergie propre<sup>12</sup>. Le défi vise à accroître le rythme de l'innovation canadienne en matière de technologies de batteries afin de renforcer la chaîne de valeur des batteries au Canada et dans le monde. Cinq finalistes ont été sélectionnés parmi un groupe de 39 propositions de projets. Chaque finaliste a reçu jusqu'à 700 000 dollars pour démarrer son prototype. Au printemps 2022, eZinc a reçu le prix d'un million de dollars pour son accélération des innovations en matière de batteries ayant le potentiel de réduire considérablement les émissions de GES. Grâce au développement d'une technologie électrochimique révolutionnaire permettant le stockage de l'énergie dans le zinc métal, cette solution de SE à faible coût, flexible et de longue durée, pourrait contribuer à augmenter la part des marchés énergétiques mondiaux alimentés par des sources d'ER.

### *Défi Branchés sur l'avenir*

[Le Défi Branchés sur l'avenir](#) vise à accroître la collaboration entre les innovateurs du Canada et du Royaume-Uni pour développer des solutions de bout en bout intégrant les RED<sup>13</sup>. À la suite du lancement du défi à l'automne 2018, les finalistes ont été annoncés en juin 2019, et sept équipes finalistes ont été sélectionnées parmi un groupe de 44 propositions de projets, qui ont été reçues lors de l'admission principale des propositions du défi en mars 2019. Un total de 9 millions de dollars est offert pour les finalistes dans chaque pays. Chaque équipe finaliste est composée de partenaires canadiens et britanniques et peut recevoir jusqu'à 3 millions de dollars pour commencer à développer sa solution de système énergétique intelligent. Annoncé au printemps 2022, Equilibrium Engineering a remporté le prix d'un million de dollars pour son utilisation d'une plateforme d'intelligence artificielle innovante pour prédire la production d'énergie solaire PV et éolienne et la demande des clients pour la journée à venir. Le projet se déroule dans la ville de Berwick, N.-É., et présente une solution de réseau intelligent unique et reproductible qui intègre du SE, l'efficacité énergétique, la production d'ER et la gestion de la demande.

## Provinces et territoires

### Colombie-Britannique



Dans le cadre de la loi [Clean Energy Act](#), la Colombie-Britannique a établi un seuil minimal cible exigeant qu'au moins 93 % de la production d'électricité de la province provienne de ressources propres ou renouvelables, en collaboration avec BC Hydro, le service public d'électricité verticalement intégré de la province qui dessert la plupart des régions de la Colombie-Britannique. Actuellement, la Colombie-Britannique produit en moyenne 98 % d'électricité propre à partir de sources renouvelables. Le [plan d'électrification de 2021 de BC Hydro](#) montre comment la province assurera un avenir d'hydroélectricité propre pour faire avancer la transition des combustibles fossiles vers l'électricité propre dans les maisons, les bâtiments et les véhicules. La [stratégie relative à l'hydrogène de la Colombie-Britannique](#) met l'accent sur la production d'hydrogène vert à partir de sources d'énergie renouvelable.

En mai 2019, la Colombie-Britannique est devenue le premier gouvernement du monde à créer une loi exigeant un taux de vente des véhicules zéro émission (VZE) de 100 %. La loi [ZEV Act](#) exigeait que les objectifs de vente de VZE visent 10 % des ventes de véhicules légers d'ici 2025, 30 % d'ici 2030 et 100 % d'ici 2040. En 2021, une loi sur les VZE mise à jour a été adoptée pour accélérer les ventes afin de satisfaire les exigences de 26 % des nouveaux véhicules légers d'ici 2026, 90 % d'ici 2030 et 100 % d'ici 2035. En 2020, la Colombie-Britannique a connu les taux d'adoption de VZE les plus élevés en Amérique du Nord, atteignant 9,4 % de toutes les immatriculations de nouveaux véhicules légers<sup>14</sup>. La Colombie-Britannique s'est aussi engagée à installer 10 000 bornes de recharge publiques pour VE d'ici 2030. À la fin de 2020, la province avait atteint 25 % de cet objectif, et possède maintenant l'un des plus grands réseaux de recharge de VE au Canada. La Colombie-Britannique a lancé le programme CleanBC [Go Electric Public Charger](#) en 2020 pour soutenir le réseau de recharge rapide en courant continu (CC) et le programme Go Electric Fleets Program au début de 2021, qui offre des rabais pour l'achat et l'installation de bornes de recharge de niveau 2 et de bornes de recharge rapide en courant continu pour les parcs de VE. Il y a aussi des projets pilotes en cours pour explorer la gestion du réseau de VE et les tarifs établis en fonction de l'heure de consommation (THC).

Pour respecter les engagements en matière d'électrification, le programme CleanBC [Better Homes](#) de la C.-B. offre des rabais pour les thermopompes et les chauffe-eau et d'autres mesures incitatives pour remplacer les hydrocarbures comme le gaz naturel et le pétrole. Le mesurage net est offert pour la production de 100 kW ou moins; les clients avec un surplus reçoivent un crédit pour la consommation d'électricité future.

Les initiatives de réseau intelligent récentes de BC Hydro se sont concentrées sur la décarbonation et l'électrification, la fiabilité, la résilience et le développement des technologies et des entreprises, comprenant des efforts pour améliorer la sécurité des employés par une surveillance et une automatisation accrues en réponse aux risques. Les avantages de ces initiatives comprennent aussi l'augmentation de l'efficacité opérationnelle par des options d'efficacité énergétique et de contrôle intelligent, l'utilisation de systèmes de contrôle centralisés et de l'automatisation du réseau de distribution ainsi que l'utilisation de compteurs intelligents pour minimiser les interruptions de service et réduire le temps de rétablissement. De plus, des systèmes de surveillance des lignes de communication (capteurs) et des réenclencheurs de dérivation seront déployés dans les circuits de distribution, et d'autres initiatives sont en cours pour augmenter la flexibilité du réseau par des projets pilotes. L'une de ces initiatives est un système de gestion de la demande faisant actuellement l'objet d'essais pour permettre aux utilisateurs finaux de gérer les demandes de pointe à l'aide de systèmes de contrôle intelligents connectés aux chauffe-eau électriques.

En 2020, le Centre for Applied Research and Innovation du BCIT a achevé son laboratoire [NuGrid Medium Voltage Testing Lab](#) pour les capteurs optiques de tension et de courant à moyenne tension, offrant ainsi un environnement permettant d'explorer la prochaine génération de capteurs pour les applications au réseau de distribution et de développer de nouvelles expertises.

## Alberta



La modernisation du réseau électrique de l'Alberta, soutenue par une politique provinciale et des mécanismes de financement, est motivée par l'électrification des collectivités rurales et éloignées et des collectivités du Nord, les objectifs en matière d'énergie renouvelable, la décarbonation, le développement des technologies et des entreprises et l'adoption par les consommateurs. La loi [Renewable Energy Act](#) de la province a établi des cibles qui incitent les services publics à se moderniser et qui

constituent un facteur clé de l'intégration accrue des énergies renouvelables dans le mix électrique.

L'Alberta est l'une des deux provinces qui exploitent un marché de l'électricité. Dans ce cas, le marché se limite à l'énergie et est exploité par l'Alberta Electric System Operator (AESO). En 2020, l'AESO a publié une [feuille de route des RED](#) qui présente un avenir dans lequel une plus forte pénétration des RED entraîne des changements considérables pour l'AESO, les propriétaires d'installations de distribution, les participants de l'industrie et les consommateurs. La feuille de route présente aussi un plan pour préparer cet avenir.

Plusieurs initiatives notables soutiennent l'ER. En partenariat avec des municipalités, l'Alberta Municipal Services Corporation offre le programme [Clean Energy Improvement Program](#), qui suit le modèle de financement d'évaluation foncière de l'énergie propre. Ce programme permet aux propriétaires de financer l'efficacité énergétique et les installations renouvelables par leurs impôts fonciers. Le [programme Alberta Innovates' Clean Technology](#) investit dans des projets pour adapter, développer et déployer des technologies propres innovantes afin de contribuer à la croissance de l'économie à faibles émissions de carbone de la province par les trois volets du portefeuille d'énergie renouvelable et d'énergie de remplacement, soit la modernisation du réseau, le SE et la production d'électricité.

Des initiatives de développement technologique dans la province soutiennent aussi les systèmes solaires PV, le stockage par batterie et la géothermie. Le développement des énergies renouvelables de grande taille, en particulier les systèmes solaires PV, est motivé par les besoins en matière de contrats d'achat d'électricité. Des développements récents en matière de réseau intelligent comprennent l'intégration de compteurs dans des collectivités rurales et de nouvelles applications de système de GRED. La province a déployé plus de 1,25 million de compteurs intelligents. Ces appareils complètent les tarifs et les crédits de la facturation nette, qui offrent aux propriétaires d'installations de microproduction de moins de 150 kW des crédits fondés sur les tarifs de base, et aux installations de 150 à 5 000 kW des crédits fondés sur les tarifs horaires du marché de gros.

Les nouveaux déploiements de SE comprennent le premier projet de [stockage par batterie à grande capacité](#) de 10 MW de la province, lié au parc éolien Summerview II. De plus, [Canyon Creek](#) accueillera le premier projet de stockage d'énergie par pompage de l'Alberta – une installation en boucle fermée hors cours d'eau qui pourra fournir 75 MW pendant une période maximale de 37 heures. Dans l'avenir, ce projet pourrait être agrandi à 400 MW tout en conservant la même empreinte, et sera utilisé pour permettre le déplacement de la demande vers la période hors pointe, fournir de la puissance et soutenir l'intégration d'ER.

## Saskatchewan



Le réseau électrique de la Saskatchewan évolue de façon active, et les derniers développements en matière de réseau intelligent sont motivés par la décarbonation et les cibles de réduction des émissions de 50 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Les domaines d'intérêt comprennent les cibles d'ER, le développement des technologies et des entreprises et la fiabilité du réseau.

La Saskatchewan est en phase de déploiement des compteurs intelligents avec 21 515 compteurs intelligents résidentiels installés depuis 2021 et 47 012 compteurs intelligents commerciaux et industriels depuis 2017. SaskPower, le service public d'électricité intégré verticalement de la province, a annoncé le déploiement de masse de compteurs intelligents résidentiels à partir de 2022, permettant au service public de répondre plus rapidement aux indisponibilités du réseau et de fournir aux clients des renseignements détaillés sur leur consommation d'électricité.

En 2018, SaskPower a lancé un [programme de modernisation de la distribution](#) avec le financement de RNCan. Ce programme modernisera l'infrastructure de surveillance et de contrôle qui soutient et alimente le centre de contrôle du réseau de distribution de la province. De plus, le [premier système de SE par batterie](#) de la province, d'une capacité de 20 MW/20 MWh, a été déployé en 2021 pour soutenir le stockage des sources d'énergie renouvelable variable (ERV).

Un programme de mesurage net pour les systèmes inférieurs à 100 kW offre un crédit de 7,5 ¢/kWh pour l'électricité exportée vers le réseau, et ce crédit peut être reporté indéfiniment. De plus, SaskPower offre un programme de [GD pour les grands clients industriels](#) capables de réduire leur consommation d'électricité de 5 MW à partir d'un seul endroit, facilitant le déplacement de la consommation d'électricité lorsque la demande est élevée.

## Manitoba



Les initiatives de réseau intelligent du Manitoba, y compris l'automatisation du réseau intelligent, la modernisation et l'intégration des énergies renouvelables, sont motivées par les besoins d'adéquation et de fiabilité du réseau, la mise à niveau de l'infrastructure vieillissante et les possibilités de réduction des coûts d'exploitation et d'entretien.

Manitoba Hydro, le service public d'électricité intégré verticalement de la province, souhaite actuellement automatiser 55 circuits de distribution dans la ville de Winnipeg et déployer un système de contrôle par commutation à distance pour 14 circuits de sous-transport dans les régions rurales du Manitoba. De plus, des travaux continuent pour installer des équipements de surveillance intelligents dans le réseau secondaire.

En soutien au déploiement des énergies renouvelables et du stockage, Manitoba Hydro a connecté environ 1 140 RED, composées principalement de petits systèmes solaires PV au sol et en toiture dont la taille médiane est de 16 kW, pour un total de 36 MW. Le Manitoba accepte une puissance de production allant jusqu'à 100 kW pour la [facturation nette](#), avec les surplus d'électricité crédités à environ 2,403 ¢/kWh pour 2021-2022.

[EnerTrend](#), un outil produisant des profils énergétiques démontrant le potentiel du mesurage avancé par intervalles, utilise les données recueillies pour offrir aux utilisateurs une meilleure connaissance de leur consommation d'énergie, ce qui permet d'identifier des possibilités d'économies. Manitoba Hydro offre l'outil sous la forme d'un abonnement à 134 grands utilisateurs industriels et commerciaux.

## Ontario



Le réseau électrique de l'Ontario se modernise et les structures d'électricité évoluent de façon active. Ces changements sont entraînés principalement par les besoins d'adéquation au niveau de la distribution, de fiabilité, de qualité de l'électricité, d'utilisation optimale des actifs et de mise à niveau de l'infrastructure vieillissante. Les distributeurs de l'Ontario commencent à envisager des investissements dans les compteurs intelligents de seconde génération.

Comme l'Alberta, l'Ontario exploite un marché de l'électricité qui, dans ce cas, comprend l'énergie et la puissance, et est exploité par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). La plupart des clients résidentiels, des clients de petites entreprises et des clients agricoles paient des tarifs déterminés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), choisissant entre des tarifs par palier ou établis en fonction de l'heure de consommation. L'Ontario a aussi mis en œuvre des projets pilotes pour permettre aux clients résidentiels de [tester de nouvelles structures tarifaires](#), comme la tarification en période critique, la tarification dynamique en période critique, des ratios améliorés au niveau des tarifs établis en fonction de l'heure de consommation et d'autres structures de tarifs établis en fonction de l'heure de consommation. Pour les clients plus importants, l'[Industrial Conservation Initiative](#) offre des mesures incitatives pour réduire la demande pendant les cinq périodes de pointe les plus élevées de la journée en Ontario sur une période de 12 mois. Des études sont en cours pour veiller à ce que les mesures incitatives et les structures de marché favorisent les RED et la participation des consommateurs lorsque cela crée de la valeur pour les clients. Cela comprend des consultations de travail par la CEO, la SIERE et l'ancien Energy Transformation Network of Ontario (ETNO).

L'Ontario possède un programme de [mesurage net](#) dans le cadre duquel les participants peuvent réduire leur consommation d'électricité nette et ainsi réduire leurs coûts en électricité. Des crédits de facturation pour l'électricité fournie au réseau peuvent être reportés pendant un an. La province envisage aussi, à l'aide d'un projet de démonstration, le mesurage net collectif qui permettra le partage des crédits de facturation et la participation de différents comptes d'utilisateurs et de multiples unités de production.

Les sociétés de distribution locale de l'Ontario continuent d'investir dans la modernisation du réseau. Les derniers développements en matière de politique de réseau intelligent se sont notamment concentrés sur l'intégration du mesurage : système de gestion des données de compteur et mise en œuvre de la norme [Green Button](#) par les services publics d'électricité et de gaz naturel. Cette norme internationale portant sur les données permet aux clients d'accéder à leurs données dans un format numérique cohérent et d'autoriser leur service public d'électricité à partager automatiquement leurs données énergétiques avec des applications de données de leur choix. Les initiatives actuelles et à venir se concentrent sur les programmes d'efficacité énergétique, les codes de bâtiment et les normes d'équipement, qui forment la base de l'économie et de la gestion de la demande d'électricité, de l'intégration des RED aux niveaux locaux et régionaux et des bacs à sable réglementaire.

La province offre des programmes comme le [Local Initiatives Program](#), qui s'appuie sur des mécanismes concurrentiels visant à déterminer comment la conservation de l'électricité et la gestion de la demande peuvent être utilisées comme ressource pour répondre aux besoins des systèmes locaux et régionaux identifiés dans le cadre du processus de planification régionale de la SIERE. Le fonds [Grid Innovation Fund \(GIF\) de la SIERE](#) s'est concentré sur la performance de nouvelles technologies, de nouvelles pratiques et de nouveaux services, l'élimination des obstacles du marché et l'adoption de solutions énergétiques rentables. En 2021, le fonds GIF de la SIERE et l'Espace innovation CEO ont organisé une demande de propositions de projets de RD novateurs pour tester les capacités des RED à fournir des services aux niveaux locaux et provinciaux tout en offrant de la valeur aux consommateurs et au réseau. La CEO a aussi lancé son [Espace innovation 2.0](#) pour appuyer le développement et l'adoption de nouvelles idées et technologies dans le secteur de l'énergie de l'Ontario.

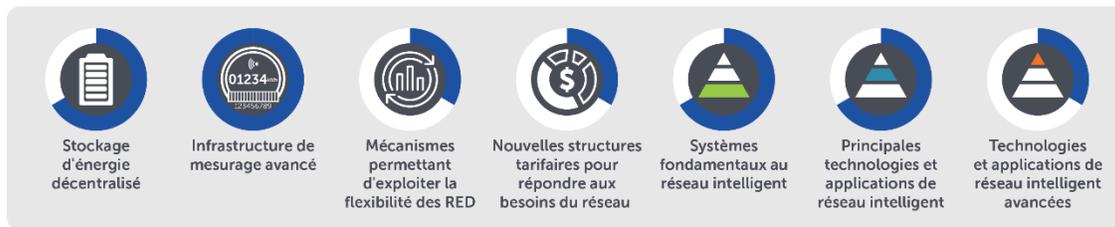
Plusieurs technologies de réseau intelligent novatrices font actuellement l'objet de projets pilotes, de démonstrations et de déploiements dans la province. Oshawa Power and Utilities Corporation [effectue des essais et des démonstrations de systèmes de contrôle de réseau prédictifs](#) pour la surveillance des postes de distribution dans le cadre de la gestion des RED. Ces capacités ont été exploitées par la centrale électrique virtuelle Solar Energy Management System Homes pour la prédiction de la capacité des batteries, les microréseaux en collaboration avec l'Institut de technologie de l'Université de l'Ontario, et l'évaluation de l'impact des VE au niveau du réseau de distribution. Oakville Hydro a installé des [systèmes avancés et automatisés de rétablissement après indisponibilité](#) au cœur du centre-ville. La modernisation du réseau réduit l'impact des indisponibilités sur les entreprises et les résidents et augmente les avantages économiques pour la collectivité. Si des indisponibilités surviennent, un équipement local détermine automatiquement leur emplacement et reconfigure le réseau, rétablissant rapidement le service pour les clients.

Les sociétés innovantes de l'Ontario appuient également la modernisation du réseau. Chez Elocity, un projet est en cours pour faire la démonstration d'EVPLUG, [une solution de réseau de recharge pair-à-pair](#) conçue pour éliminer les obstacles à l'adoption rapide des VE. EVPLUG est une technologie intelligente conçue pour transformer les bornes de recharge en nœuds de chaîne de blocs, permettant aux propriétaires publics et privés de partager des bornes de recharge, fournissant aux consommateurs plus de renseignements sur leurs habitudes de recharge et permettant aux fournisseurs d'électricité de gérer les charges liées à la recharge et de mettre en œuvre des programmes de mesures incitatives pour les VE.

Anciennement nommé Ontario Smart Grid Forum, l'ETNO a terminé ses travaux. De hauts dirigeants et des experts du secteur de l'énergie de l'Ontario se sont réunis pour fournir des conseils au sujet d'un système d'énergie du futur efficace et abordable. L'ETNO s'est concentré sur la reconnaissance et l'intégration du potentiel des RED à mesure que la modernisation du réseau progresse. Plusieurs rapports ont été publiés, résumant les discussions sur l'intégration des RED, l'accès aux données et les principes clés de la modernisation du réseau : [Structural Options for Ontario's Electricity System in a High-DER Future](#) (Options structurelles pour le réseau électrique de l'Ontario dans un avenir riche en RED), [Improving Access to Data Recommendations](#) (Recommandations pour améliorer l'accès aux données), [Principles Guiding the Transformation of the Energy System in Ontario](#) (Principes directeurs de la transformation des réseaux énergétiques de l'Ontario) et [Distribution System Structures for a High DER Future – A Blueprint to Guide the Local Energy Transition in Ontario](#) (Structures des réseaux de distribution pour un avenir riche en RED – Un plan pour guider la transition énergétique locale en Ontario). Bien que formulés pour l'Ontario, plusieurs concepts peuvent s'appliquer à l'ensemble du Canada.

Le projet de démonstration portant sur [l'interopérabilité et les alternatives légères](#) (c.-à.-d. sans devoir procéder au remplacement ou à l'ajout de nouvelles lignes) de la région de York, mené par la SIERE en collaboration avec Alectra, explore actuellement les approches fondées sur le marché qui permettent de sécuriser les services d'énergie et de puissance des RED pour les besoins locaux tout en coordonnant l'ensemble du réseau de production-transport et en examinant les avenues possibles pour les interactions avec les systèmes de transport et de distribution (T et D).

## Québec



L'électricité du Québec est principalement fournie par Hydro-Québec (HQ), le service public d'électricité intégré verticalement de la province. Bien que la plupart de ses clients non industriels paient un tarif par palier, HQ a mis en place des options de [tarification dynamique](#) pour certains clients. Ceux-ci peuvent choisir de recevoir des crédits pour avoir réduit leur consommation pendant les événements de pointe ou de payer un tarif plus élevé pendant les événements de pointe en échange d'un tarif de base moins élevé. Il y a aussi de [nouvelles options de tarif](#) pour l'éclairage de photosynthèse et le chauffage des serres et les applications de minage de cryptomonnaie. Les puissances de production jusqu'à 50 kW peuvent être admissibles au mesurage net, sous la forme d'un crédit pouvant être reporté pendant 24 mois.

Les principaux moteurs du réseau intelligent de la province sont les cibles d'ER, les modèles d'affaires et de marché nouveaux ou en émergence, le développement des technologies et des entreprises, l'électrification des collectivités rurales et éloignées et des collectivités du Nord et le développement des villes intelligentes. Le Québec a 3,9 millions de compteurs intelligents. Ce réseau de compteurs intelligents, en plus des applications existantes, sera utilisé par la [filiale Hilo d'HQ](#) en complément des technologies et des programmes de transition énergétique, pour augmenter l'efficacité énergétique et profiter de la flexibilité des charges.

Au Québec, un autre moteur de la modernisation du réseau est le [Plan pour une économie verte 2030](#), qui vise à promouvoir l'électrification et à réduire les émissions de GES. Dans le cadre de ce plan, Québec fournira 70 % de l'approvisionnement énergétique des réseaux autonomes en énergies renouvelables d'ici 2025, ajoutera 1,5 million de VE en circulation d'ici 2030 et cessera la vente de véhicules à essence neufs à partir de 2035. Dans l'ensemble, le Québec souhaite devenir la « batterie » de l'Amérique du Nord, une source d'électricité propre et renouvelable flexible.

La filiale de SE [EVLO d'Hydro-Québec](#) déploiera bientôt dans le Nord-du-Québec un système de stockage d'énergie de 4 MW/20 MWh fondé sur une technologie de batterie au phosphate de fer lithié développée par la filiale elle-même comme premier effort pour assurer la résilience du réseau de transport d'une collectivité locale. Cette technologie est aussi utilisée dans le nouveau microréseau de Lac-Mégantic. Jumelée à des systèmes solaires PV et d'autres composantes de charge flexible de réseau intelligent, elle permet

aux bâtiments connectés de fonctionner pendant plusieurs heures sans être connectés au réseau.

## Terre-Neuve-et-Labrador



La modernisation du réseau intelligent à Terre-Neuve-et-Labrador (T.-N.-L.) est motivée par les besoins d'adéquation au niveau du réseau de transport, d'adéquation de la production et de fiabilité pour atteindre les cibles d'ER, de décarbonation et d'électrification de la province.

NL Hydro, le service public d'électricité intégré verticalement de la province qui dessert le Labrador, certaines collectivités rurales ainsi que tous les clients industriels de Terre-Neuve, a déployé approximativement 19 000 compteurs intelligents permettant aux clients de suivre leur consommation d'électricité. NL Hydro et Newfoundland Power, le service public d'électricité détenu par des investisseurs qui dessert la majorité des clients de l'île, offrent tous deux un [mesurage net](#) pour les puissances allant jusqu'à 100 kW; les surplus sont crédités annuellement.

Les projets de réseau intelligent de T.-N.-L. comprennent un engagement du [Conseil communautaire du NunatuKavut](#) et de résidents du sud du Labrador pour créer un plan et un projet d'énergie propre communautaire afin de réduire la consommation de diesel. De plus, le gouvernement du Nunatsiavut s'engage avec plusieurs collectivités pour mettre en œuvre certains aspects de son plan de sécurité énergétique. Il a déjà installé un système solaire PV de 50 kW à Makkovik et fait avancer des plans d'un certain nombre de petits projets, allant d'environ 10 à 50 kW pour chaque projet. Le gouvernement du Nunatsiavut fait également progresser la conception d'une installation de production d'énergie éolienne et de stockage par batterie de potentiellement plus grande échelle à Nain, la collectivité la plus septentrionale du Labrador. Il y a deux collectivités hors réseau à Terre-Neuve dans lesquelles des projets appartenant à des investisseurs sont déjà en service : Mary's Harbour, avec un système combiné de petite centrale hydroélectrique, d'énergie solaire PV et de stockage par batterie, et Ramea, où la planification est en cours pour augmenter la puissance de la production éolienne existante et installer un système de stockage par batterie dans un avenir proche.

## Nouveau-Brunswick

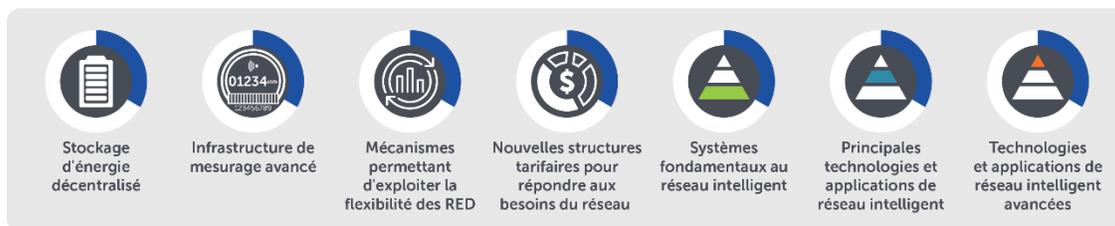


Au Nouveau-Brunswick, la modernisation du réseau intelligent est réalisée dans le cadre de programmes sur les technologies et l'efficacité énergétiques, les réductions des émissions, les compteurs intelligents et les énergies renouvelables. Ces activités sont motivées par les besoins en matière de fiabilité, de résilience, de cibles d'ER, de décarbonation et d'électrification, et par les modèles d'affaires ou de marché nouveaux et en émergence.

Énergie NB, le service public d'électricité intégré verticalement qui dessert la majeure partie de la province, a réalisé plusieurs activités associées au réseau intelligent. Le [Programme ÉconoPointes](#), accessible aux clients commerciaux et industriels, offre 25 dollars par kW pour la moyenne de la réduction de demande durant les événements de gestion de la demande. Le mesurage net est offert pour la production décentralisée jusqu'à 100 kW, et les crédits sont réinitialisés annuellement.

Le [projet de communauté énergétique intelligente de Shediac](#) comprend trois activités : faire l'essai de nouvelles technologies énergétiques intelligentes et de RED, construire la première installation solaire de grande taille d'Énergie NB — un parc solaire de 1,63 MW avec un système de stockage par batterie Fluence de 2 MW/4 MWh, et convertir deux immeubles commerciaux en immeubles à consommation nette nulle autonomes par l'intégration de RED et l'amélioration de l'efficacité. Saint John Energy, un service public d'électricité municipal, a installé une batterie Tesla Megapack (lithium-ion) de 1,25 MW/2,5 MWh qui sera utilisée pour l'écrêtage des pointes. Le projet [Smart Energy de Saint John Energy](#) utilisera des prévisions météorologiques et des données pertinentes pour prédire la demande de pointe et hors pointe du profil de charge du service public d'électricité. Les prédictions de profils de charge obtenues à partir de techniques d'intelligence artificielle basées sur l'apprentissage automatique seront utilisées pour l'optimisation des systèmes et le déploiement des batteries à grande capacité et à l'échelle résidentielle, des VE et des dispositifs de stockage thermique. De plus, Énergie NB mène un projet de [système de réduction de la tension](#) et fait aussi la démonstration de la gestion de chauffe-eau pendant les périodes de pointe.

## Île-du-Prince-Édouard



À l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.), des initiatives de transition vers une collectivité électrifiée, durable et à faibles émissions de carbone sont motivées par les besoins de fiabilité et de résilience du réseau pour répondre aux menaces naturelles, y compris celles qui sont associées aux changements climatiques.

Les programmes d'énergie propre en cours dans la province comprennent le [Solar Program](#), qui fournit jusqu'à 40 % des coûts d'installation jusqu'à un maximum de 10 000 dollars. Maritime Electric, le service public d'électricité intégré verticalement détenu par des investisseurs qui dessert la majorité de l'Î.-P.-É., offre un programme de mesurage net pour la production décentralisée jusqu'à 100 kW; des crédits peuvent être reportés pendant un an.

Les développements des deux dernières années en matière de réseau intelligent comprennent un système d'automatisation et de gestion du réseau de distribution et la planification de l'installation d'une ligne de transport pour soutenir l'intégration de l'énergie éolienne. Summerside Electric effectue aussi un projet pilote sur l'IMA avec 762 compteurs intelligents déployés.

En 2020, en plus des unités lithium-ion du parc de recherche et développement sur l'énergie éolienne de l'Institut de l'énergie éolienne du Canada (IEEC) et du Credit Union Place de Summerside, la construction du [projet Summerside Sunbank](#) a débuté. Il s'agit d'un projet de parc solaire de 21 MW et de stockage par batterie de 20 MWh dans la ville de Summerside. Le [projet de microréseau de Slemon Park](#) de la société provinciale PEI Energy Corp. a aussi été annoncé, combinant l'installation de SE et d'un système solaire PV de 10 MW.

## Nouvelle-Écosse



En Nouvelle-Écosse, les initiatives de réseau intelligent dans les domaines de l'efficacité énergétique, de l'électrification des transports, de la fiabilité, du SE et de l'énergie solaire PV sont motivées par des objectifs d'ER, de décarbonation, d'électrification et de création d'emplois. Récemment, dans sa loi [Environmental Goals and Climate Change Reduction Act](#), la province s'est engagée à réaliser diverses initiatives d'énergie propre, y compris une norme visant l'adoption de l'électricité renouvelable à 80 % d'ici 2030, l'arrêt de l'utilisation du charbon d'ici 2030 et un mandat d'adoption des véhicules zéro émission à 30 % d'ici 2030. Pour réaliser ces initiatives, la Nouvelle-Écosse a lancé une demande de propositions pour 350 MW/1 100 GWh d'énergie renouvelable à travers des producteurs d'électricité indépendants, qui fourniront 10 % de l'électricité de la province.

Dans le cadre de son [plan intégré des ressources de 2020](#), Nova Scotia Power (NSP), le service public d'électricité privé intégré verticalement de la province, a défini la GD et l'électrification des transports et du chauffage comme des activités stratégiques clés pour fournir les besoins à long terme en électricité de façon sécuritaire, fiable, abordable, propre et robuste.

NSP a presque terminé son déploiement de 500 000 compteurs intelligents dans la province, et plus de 90 % des résidences et des entreprises ont été mises à niveau. Le service public d'électricité propose un mesurage net aux clients ayant une production d'ER allant jusqu'à 100 kW, et un [mesurage net virtuel](#) est également offert. Les clients qui ont plusieurs comptes peuvent utiliser des génératrices personnelles pour fournir de l'électricité à tous les comptes qui se trouvent dans la même zone géographique ou la même zone de distribution, ce qui permet d'appliquer les crédits à plusieurs propriétés dans une même zone. En avril 2021, les réglementations sur le mesurage net de la province ont été modifiées pour accepter les tiers et les propriétés partagées, permettant ainsi à des projets comme les jardins solaires communautaires de participer. De plus, la province augmente la limite de mesurage net de 100 kW pour les clients non résidentiels facturés pour la puissance consommée. Le jardin solaire communautaire et les programmes d'augmentation de la limite de mesurage net sont en cours de développement. Efficiency Nova Scotia offre actuellement aux propriétaires jusqu'à 3 000 dollars en rabais pour les systèmes solaires PV de 10 kW ou moins.

Dans la communauté d'Elmsdale, NSP mène actuellement le projet [Intelligent Feeder Project](#), un projet pilote avec Opus One Solutions et Technologies du développement durable Canada pour aider à gérer l'électricité fournie par un parc éolien local. Intégrant une batterie au lithium-ion de 1,2 MW/2,3 MWh à grande capacité et 10 batteries au lithium-ion résidentielles, ce projet permet également d'alimenter plusieurs clients en électricité pendant les périodes d'indisponibilité du réseau. Avec un soutien fédéral et provincial, NSP déploie aussi son projet [pilote Smart Grid](#), qui comprend un jardin solaire communautaire de 2 MW, un système solaire PV installé sur une toiture d'un bâtiment commercial et du stockage par batterie, des batteries décentralisées et des bornes de recharge pour VE intelligentes offrant des capacités bidirectionnelles. La province a également constaté un intérêt accru des collectivités pour les déploiements de réseau intelligent à plus petite échelle.

## Yukon



Les principaux moteurs du réseau intelligent du Yukon comprennent l'augmentation et la gestion de la puissance du réseau électrique, le maintien et l'amélioration de la fiabilité, l'atteinte des objectifs en matière d'ER et la facilitation de la décarbonation et de l'électrification, notamment dans les collectivités éloignées. Les initiatives récentes se sont concentrées sur les transports propres, les [bornes de recharge pour VE](#) et les collectivités carboneutres.

Le gouvernement du Yukon offre actuellement un programme de mesurage net qui permet aux utilisateurs finaux de vendre les surplus d'énergie produits par les systèmes d'ER. [Le programme](#) rembourse les utilisateurs finaux en créditant le surplus d'énergie exporté, jusqu'à un minimum de 65 % de la production annuelle modélisée ou 32 500 kWh, à des tarifs supérieurs aux tarifs de base : 0,21 \$/kWh pour les zones desservies par l'hydroélectricité et 0,30 \$/kWh pour les zones desservies par du diesel. Des rabais allant jusqu'à 5 000 dollars sont également offerts pour les systèmes d'ER résidentiels.

Dans la collectivité éloignée d'Old Crow, la Première Nation Vuntut Gwitchin et le service public d'électricité local, [ATCO Electric Yukon](#), ont collaboré au projet solaire d'Old Crow. Comprenant un système solaire PV appartenant à la Première Nation et un système de contrôle de microréseau et une batterie appartenant au service public d'électricité, le projet a permis à la collectivité de réduire et parfois même de cesser complètement la production au diesel. À Whitehorse, Énergie Yukon, le producteur et transporteur

d'électricité du territoire, installe actuellement une batterie de 7 MW/40 MWh à grande capacité, ce qui contribuera à réduire la demande de pointe et les besoins futurs en matière de production au diesel.

## Territoires du Nord-Ouest

Les moteurs du réseau intelligent des Territoires du Nord-Ouest comprennent l'augmentation de la fiabilité et de l'abordabilité de l'électricité, la réduction des émissions de GES et de la dépendance au diesel, et la décarbonation. Le territoire a commandé des [études](#) examinant le potentiel d'intégration des ER dans les collectivités éloignées et la faisabilité du développement d'une infrastructure de recharge des VE.

Le mesurage net est offert par le service public d'électricité du territoire, la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, pour la production allant jusqu'à 15 kW; les surplus d'énergie sont crédités au tarif de base.

## Nunavut



Les projets d'énergie propre du Nunavut visent à accroître la compréhension de la consommation d'énergie, soutenir les ER dans les collectivités éloignées de l'Arctique et réduire les émissions de GES. Le territoire favorise l'élaboration de plans énergétiques pour les collectivités, dont la première phase se concentrera sur la compréhension du paysage énergétique et, dans le cas de certaines collectivités, l'élaboration de plans énergétiques complets. Un projet en cours à [Sanikiluaq](#) fera la démonstration d'un système à haute pénétration d'énergie éolienne et de batteries pour remplacer plus de 50 % de la production d'électricité au diesel actuelle.

## Normes

Les normes rassemblent des spécifications techniques, des essais et des procédures éprouvés pour garantir la sécurité et le rendement des produits et des systèmes. Les mises à jour récentes des normes relatives aux réseaux intelligents sont présentées dans cette section.

### Normes en lien avec l'interconnexion au réseau de distribution et les onduleurs

Des normes sont en cours d'élaboration pour interconnecter les RED apportant de nouvelles exigences en matière de conformité des produits et des essais de sécurité en plus de tirer parti des fonctions de soutien au réseau, en particulier pour les onduleurs. Les normes de base pour spécifier les exigences d'interconnexion des RED utilisées par les services publics d'électricité canadiens sont l'édition 2018 de la norme 1547 de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) intitulée Interconnection and Interoperability of DERs with Associated Electric Power Systems Interfaces et la norme canadienne équivalente, la norme C22.3 No. 9 de la Canadian Standards Association (CSA) – Interconnexion des ressources énergétiques distribuées et des réseaux de distribution d'électricité, publiée en 2020<sup>15,16</sup>. Pour la conformité de l'interconnexion, l'IEEE a mis à jour la norme IEEE 1547.1 qui a été publiée en 2020 sous le titre IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting DERs with Electric Power Systems and Associated Interfaces<sup>17</sup>. Des efforts seront nécessaires dans les années à venir pour améliorer l'alignement entre la norme CSA C22.3 No. 9, qui contient également des essais de conformité des produits, et la série IEEE 1547.

Bien que les normes ci-dessus fournissent le cadre d'interconnexion et les exigences en matière de conformité, elles ne sont pas en soi des normes de certification de produits. Un amendement à la norme CSA C22.2 No. 107.1 – Power Conversion Equipment, publié en septembre 2021, exige des essais de compatibilité avec le réseau selon la norme C22.3 No. 9 (2020) pour les produits entrant dans son champ d'application (RED qui s'interconnectent avec les réseaux de distribution jusqu'à 50 kV entre phases) et vise le marché canadien<sup>18</sup>. Les onduleurs qui n'entrent pas dans le champ d'application de la norme C22.3 No. 9 peuvent néanmoins être mis à l'essai selon cette norme ou selon une norme d'interconnexion différente, à condition que cela soit identifié comme le prescrit la norme CSA C22.2 No. 107.1.

### Interconnexion avec le réseau de transport

L'IEEE a commencé en 2020 à élaborer une nouvelle norme pour répondre aux exigences d'interconnexion aux systèmes de transport pour la production par onduleur. Cette

norme fait actuellement l'objet du projet IEEE P2800 – IEEE Draft Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems<sup>19</sup>.

## Communication et interopérabilité

Un réseau intelligent comporte un ensemble diversifié de RED connectées qui doivent être identifiables de manière unique dans les réseaux électriques et capables d'échanger des données avec des interfaces connues, d'où la nécessité de modèles de communication et de représentation communs. Outre le matériel, les composants logiciels doivent également se connecter les uns avec les autres à l'aide d'interfaces de programmation d'applications (IPA) unifiées et de protocoles de découverte automatique, par exemple le langage de description de service Web (WSDL).

Pour garantir l'interopérabilité, les normes d'interconnexion exigent souvent la conformité à un ensemble minimal de normes de communication. Par exemple, la norme IEEE 1547 exige que les équipements soient conformes à au moins l'un des protocoles suivants :

- IEEE 2030.5 – IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol<sup>20</sup>
- IEEE 1815 – IEEE Standard for Electric Power Systems Communications (DNP3)<sup>21</sup>
- SunSpec Modbus<sup>22</sup>

Les produits et les systèmes peuvent mettre en œuvre et utiliser d'autres protocoles, pour autant qu'ils soient conformes aux exigences de leur juridiction. Par exemple, la série de normes 61850 de la Commission électrotechnique internationale (CEI) s'est étendue au-delà de l'automatisation des postes du réseau électrique pour inclure le soutien des RED et le modèle CIM (Common Information Model) afin de garantir une meilleure visibilité et interopérabilité<sup>23</sup>. MultiSpeak est une autre spécification utilisée pour l'interopérabilité par les réseaux de distribution afin de simplifier l'intégration de divers services, de la gestion des données des compteurs au traitement des événements de GD<sup>24</sup>.

Le besoin d'interopérabilité s'étend également aux dispositifs destinés à contrôler ces RED, à savoir les systèmes de gestion de l'énergie (SGE), les systèmes de GRED et les contrôleurs de microréseaux. Des projets sont en cours pour élaborer des spécifications et des exigences de conception et d'essai pour ces systèmes fondamentaux de gestion des réseaux intelligents. Les comités de normalisation sont très actifs sur ces sujets, notamment :

- IEEE 2030.7 – IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers (publié en avril 2018)<sup>25</sup>

- IEEE 2030.11 – IEEE Guide for Distributed Energy Resources Management Systems (DERMS) Functional Specification (publié en juin 2021)<sup>26</sup>
- Série CEI 61970 – Energy management system application program interface (EMS-API)<sup>27</sup>

## Véhicules électriques

La norme J1772 de la Society of Automotive Engineers (SAE) – EV and Plug in Hybrid EV Conductive Charge Coupler et sa contrepartie CEI dans la série CEI 62196, définit un signal de contrôle du courant pour permettre la modulation du régime de charge des VE<sup>28,29</sup>. Cette capacité permet à un système de gestion de l'énergie des VE (SGEVE) de contrôler la charge des VE.

Dans l'édition 2018 du Code canadien de l'électricité (CSA C22.1), la terminologie relative au SGEVE a été introduite et les capacités de surveillance et de contrôle de ce dernier ont été reconnues et autorisées<sup>30</sup>. En outre, des dispositions relatives au fonctionnement bidirectionnel pour fournir une alimentation de remplacement ou exporter vers le réseau pour les besoins du réseau ont été incluses dans le code et renvoient aux règles d'interconnexion appropriées.

Bien que des normes existent pour les convertisseurs de puissance bidirectionnels, tels que les onduleurs, ces normes ne couvrent pas les aspects uniques des VE. C'est pourquoi les associations de normalisation UL et CSA ont lancé en 2021 l'élaboration d'une norme binationale, UL 9741 / CSA C22.2 No. 348<sup>31,32</sup>. Bien que son champ d'application soit encore en cours d'élaboration, cette norme devrait couvrir la certification de sécurité et l'interconnexion des convertisseurs électroniques de puissance situés à l'extérieur des VE destinés à fournir de l'énergie à des charges ou au réseau à partir de la batterie du véhicule.

## Initiatives et réseaux nationaux

### Réseaux académiques

En 2020, les activités du réseau portant sur les technologies de stockage de l'énergie ([NESTNet](#)) du Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG) ont pris fin. Avec le financement de 5,2 millions de dollars du CRSNG et de 3,5 millions de dollars de partenaires, le réseau NESTNet a réuni 15 universités et 26 partenaires des services publics, de l'industrie et du gouvernement pour mener des recherches s'inscrivant dans quatre thèmes : technologies de SE, convertisseurs électroniques de puissance, intégration des réseaux électriques et enjeux économiques et politiques. Au cours du programme de cinq ans, 350 employés hautement qualifiés ont été formés et 124 étudiants ont obtenu un diplôme. Les activités du réseau ont permis la réalisation de brevets et de conférences, d'articles dans des journaux scientifiques, de présentations et de rapports accessibles au public.

En 2021, le projet Hybrid Thermal Electric Microgrid ([HyTEM](#)) a reçu un financement de 1,65 million de dollars du CRSNG et de 1 million de dollars de MITACS. Axé sur la formation, le programme de 6 ans, mené par l'Université Simon-Fraser et soutenu par plusieurs universités partenaires, vise à accroître les connaissances des microréseaux hybrides intégrant des RED et des systèmes de chauffage de bâtiment.

### Dialogue sur la transition énergétique : dialogue sur les politiques avec la communauté de modélisation des systèmes électriques

RNCan a lancé une demande de proposition au cours de l'été 2021 pour établir un dialogue à long terme sur la transition énergétique afin de soutenir un dialogue continu entre la communauté de modélisation des systèmes électriques canadiens, les décideurs et les intervenants intéressés par le rôle de l'électricité dans la transition vers la carboneutralité du Canada. Ce dialogue a pour but de soutenir l'écosystème naissant de la modélisation des systèmes électriques au Canada et de lui offrir un forum national pour faire avancer ses travaux. Le dialogue vise à rapprocher les gouvernements et les services publics d'électricité de l'expertise canadienne en matière de modélisation des systèmes électriques et de la connaissance des politiques d'énergie propre, afin de faciliter une prise de décisions éclairées en matière de politique complexe et ambitieuse.

Cette initiative fait suite à l'[Initiative de modélisation énergétique](#) financée par RNCan et menée par l'Institut de l'énergie Trottier au cours des deux dernières années. L'initiative a permis de créer un dialogue au sein de la communauté de modélisation des réseaux électriques du Canada. Elle a créé un répertoire canadien des modèles, des modélisateurs

et des utilisateurs, et a fourni des modèles sur les impacts économiques des initiatives d'électrification. L'initiative a aussi financé 30 projets qui font la démonstration de capacités de modélisation et de recherche au Canada, mettant en valeur diverses approches analytiques appliquées à différentes échelles, y compris des analyses technico-économiques et environnementales, la consommation d'électricité et la production des réseaux électriques.

## Centre canadien d'information sur l'énergie

Comme annoncé dans le budget fédéral de 2019, le [Centre canadien d'information sur l'énergie](#) (CCIE) est une initiative visant à créer un guichet unique de données sur l'énergie au Canada. Statistique Canada dirige le centre, constamment en développement et en évolution, en collaboration avec RNCAN, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) et la Régie de l'énergie du Canada (REC). Actuellement, le portail Web du CCIE comprend un répertoire interrogeable et centralisé de 750 produits reliés aux données provenant de plus de 100 sources différentes, ce qui facilite l'accès aux données sur l'énergie. En plus de lier des jeux de données et des publications associés à différentes sources d'énergie, tendances et utilisations, le CCIE fournit également des données interactives fédérales et provinciales sur divers sujets, dont la production d'électricité, la consommation, les exportations, les importations, les caractéristiques d'emploi et l'environnement. De nouvelles données sur la génération d'électricité à partir de sources de chaleur sont en cours d'élaboration. Des travaux sont aussi en cours pour évaluer la qualité des données et formuler des recommandations pour concilier les données sur la production d'électricité et le commerce et pour développer des concepts harmonisés sur l'électricité.

## Forum sur les services publics d'électricité

Le Forum sur les services publics d'électricité est composé de tous les opérateurs de systèmes de transport provinciaux réunis par RNCAN et est organisé par l'IEEC pour collaborer à résoudre des problèmes courants associés à la planification et à l'exploitation des réseaux évoluant vers une forte pénétration d'ER. Plus récemment, le Forum sur les services publics d'électricité a terminé deux projets. Le premier projet, [Wind Farm Enhanced Capability Demonstration Project](#), a été réalisé au parc éolien de 50,6 MW de NSP, Nuttby Mountain. Le projet a démontré la capacité des éoliennes à fournir des services tels que la réponse en fréquence rapide, la réponse puissance-fréquence et la commande automatique de génération, habituellement fournis par des alternateurs synchrones conventionnels. Le second projet, [Canadian Provincial Grid Code Study](#), était une initiative visant à harmoniser les codes de réseau dans l'ensemble du Canada pour faciliter l'intégration des ER. Le rapport fourni un sommaire complet des codes existants dans les provinces en lien avec les services système autant traditionnels qu'en émergence, ainsi que certains exemples internationaux pertinents, avec des

recommandations concernant l'évolution des codes de réseau et des points à considérer quant aux répercussions de l'adoption des RED sur le réseau de production-transport.

## Cybersécurité

Le [Centre canadien pour la cybersécurité](#), l'autorité nationale en matière de cybersécurité, réunit les expertises opérationnelles de cybersécurité du gouvernement fédéral en une seule organisation. Cette organisation constitue une source unique de conseils, de services et de soutien pour les enjeux opérationnels de la cybersécurité du gouvernement, des propriétaires et d'opérateurs d'infrastructures essentielles et du public.

RNCan gère le [Programme de la cybersécurité et de l'infrastructure énergétique essentielle](#), lancé en 2019 pour améliorer la cybersécurité et la résilience de l'infrastructure énergétique nationale et transfrontalière par des activités de RD, du partage de connaissances, des outils, des normes de l'industrie, des pratiques exemplaires et des lignes directrices. Les projets financés dans le cadre de ce programme combleront certaines lacunes des systèmes de contrôle industriel en matière de cybersécurité et renforceront la capacité des secteurs de l'énergie et des services publics à prévenir les cybermenaces et les incidents, à s'y préparer, à intervenir et à se rétablir lorsqu'ils surviennent. RNCan développe aussi des programmes d'information sur les menaces classifiés et non classifiés pour les intervenants qui font partie du secteur des infrastructures essentielles ou qui sont des partenaires pertinents du gouvernement. La diffusion de protocoles au sein du gouvernement et de l'industrie permet à RNCan de partager des mises à jour importantes plus rapidement avec les intervenants concernés. En collaboration avec Sécurité publique, RNCan contribue également au portail en ligne de la [Passerelle des infrastructures essentielles](#) pour partager des informations pertinentes en lien avec la sécurité et les menaces avec les intervenants du secteur de l'énergie.

Le laboratoire de recherche Canadian Resources Infrastructure Resilience Nexus de RNCan effectue des activités de RD, des essais sur des technologies, des exercices de simulation opérationnelle et du partage de renseignements et d'informations associés aux défis techniques du secteur de l'électricité en ce qui concerne la sécurité et la résilience. Des collaborations avec des laboratoires de l'industrie, du milieu universitaire et du gouvernement explorent les différents domaines de recherche qui contribuent à la cybersécurité du réseau intelligent, y compris les vulnérabilités dans les centres de contrôle et l'analyse des capteurs et des données.

## Avenir énergétique du Canada

Anciennement nommée l'Office national de l'énergie, la Régie de l'énergie du Canada (REC) publie des projections à long terme depuis 1967. Les rapports Avenir énergétique



examinent les possibilités qui peuvent s’offrir aux Canadiens à long terme dans le domaine de l’énergie. Ces projections sont fondées sur des modèles économiques et énergétiques. Les scénarios à long terme s’appuient sur des hypothèses à propos de l’innovation technologique, des politiques énergétiques et climatiques, des marchés de l’énergie, des comportements humains et de la structure de l’économie.

Avec les engagements du gouvernement du Canada pour atteindre la carboneutralité d’ici 2050, le rapport [Avenir énergétique du Canada en 2021](#) fait un premier pas vers la modélisation d’un avenir carboneutre avec six scénarios de carboneutralité pour le réseau électrique du Canada. Ces scénarios montrent les trajectoires auxquelles le réseau pourrait devoir s’adapter et soulignent l’importance des activités de RDDD en matière de réseau intelligent.

## Collaborations internationales

### International Smart Grid Action Network

Le Canada est un membre fondateur de l'International Smart Grid Action Network (ISGAN), un programme de collaboration technologique de l'AIE sur les réseaux intelligents. Actuellement, la Commission européenne et 26 gouvernements de pays soutiennent des engagements en lien avec le développement et le déploiement accélérés de réseaux électriques plus intelligents, plus propres, plus flexibles et plus résilients. Le réseau permet de réaliser diverses activités pour améliorer la compréhension à l'échelle mondiale des réseaux intelligents et de la valeur qu'ils apportent, combler les lacunes au niveau des connaissances et des outils, améliorer les échanges entre pairs et renforcer la coordination internationale.

L'ISGAN organise ses activités en volets, au sein de neuf groupes de travail (GT) permanents. Les experts nationaux du Canada participent activement au GT 2 sur les études de cas en lien avec les réseaux intelligents, au GT 4 sur la synthèse des connaissances pour les décideurs, au GT 5 sur le Smart Grid International Research Facility (SIRFN), au GT 6 sur les réseaux de transport et de distribution électrique et au nouveau GT 9 sur les marchés de la flexibilité.

Un sommaire des [moteurs et tendances technologiques des réseaux intelligents](#) des pays membres de l'ISGAN a été publié pour mieux comprendre l'évolution des réseaux intelligents au fil des années. D'autres publications ont exploré les nouveaux développements et fourni des connaissances sur la [transformation numérique des services publics d'électricité](#), les [microréseaux et mégaréseaux](#), [l'amélioration de l'interopérabilité entre les systèmes de technologie de l'information et de la communication](#), le [déploiement de technologies et l'analyse de marché pour les réseaux de transport et de distribution](#), [l'intégration des VE](#) et les [systèmes de SE](#).

L'étude sur les interactions entre les opérateurs de réseaux de transport et les opérateurs de réseaux de distribution a suscité beaucoup d'intérêt, avec un premier livrable [résumant les leçons apprises dans le cadre de projets réalisés principalement en Europe](#). Plusieurs activités associées à la [flexibilité](#) ont aussi été réalisées, y compris des ateliers sur les systèmes d'énergie locaux et le [réseau électrique du futur](#), et une présentation sur la [flexibilité du réseau électrique](#) organisée lors de la 12<sup>e</sup> réunion du Clean Energy Ministerial (CEM).

Le SIRFN, une collaboration entre des centres de recherche de 15 pays membres, a pour objectif d'améliorer les capacités internationales pour effectuer des essais en lien avec les réseaux intelligents et les évaluer. Les travaux visent à accroître la confiance des opérateurs de réseaux envers les technologies de réseau intelligent. Les publications et

les présentations récentes comprennent une revue des [méthodes d'essais en laboratoire utilisant des techniques de simulation en temps réel et en boucle fermée](#), du [développement de protocoles de certification pour l'interopérabilité des RED](#), des [essais en lien avec les microréseaux](#), des [essais au niveau des réseaux électriques](#) et des [méthodes pour effectuer des essais avancés en laboratoire](#).

Une série d'ateliers de transfert de connaissances interactifs sur les bacs à sable réglementaires a été organisée. Un [recueil de cas de bacs à sable réglementaires](#) a été publié et présenté lors de la 12<sup>e</sup> réunion du CEM, comprenant le projet Espace innovation du CEO et [quatre messages politiques](#). À la suite du succès de ce projet, une communauté de pratique internationale a été créée pour permettre aux pays, dont le Canada, de poursuivre les discussions sur l'expérimentation et l'innovation en matière de réglementations.

Le troisième plan de travail de cinq ans de l'ISGAN a récemment été approuvé. Entre 2022 et 2027, l'ISGAN continuera d'accélérer les actions de lutte contre les changements climatiques qui se concentrent sur les solutions centrées sur le client, y compris l'électrification dans l'ensemble des secteurs et le développement de systèmes numériques sécurisés. De plus, l'ISGAN continuera de se concentrer sur le rôle des réseaux intelligents dans la reprise post-pandémique pour soutenir les efforts mondiaux visant à créer une économie carboneutre d'ici 2050 et à atteindre la carboneutralité dans le secteur de l'électricité encore plus tôt.

En partenariat avec la Global Smart Energy Federation, l'ISGAN décerne annuellement le Prix d'excellence de l'ISGAN, qui souligne le leadership et l'innovation dans des projets de réseau intelligent dans le monde entier. L'édition de 2021 a reconnu des projets de réseau intelligent exemplaires visant particulièrement la sécurisation future du réseau grâce à la numérisation avancée et à l'Internet des objets. Le projet gagnant, Smart Energy Project de Saint John Energy au N.-B., au Canada, a été annoncé lors de la 12<sup>e</sup> réunion du CEM organisée en juin 2021 à Santiago, au Chili.

Des mentions honorables ont aussi été décernées à des projets canadiens. En 2020, London Hydro a reçu la mention « Digitalization Enabling Consumer Empowerment » pour avoir numérisé l'expérience client à l'aide de contrôles en temps réel. En 2019, la mention « Local Integrated Energy Systems (Smart Microgrids) » a été décernée au projet MyPowerNet de la ville de Summerside et au projet pilote de réseau intelligent d'Oshawa Power & Utilities Corporation Energy Service portant sur un système de gestion de l'énergie solaire.

## Mission Innovation – Mission axée sur l'électricité verte

Le Canada participe activement à Mission Innovation (MI), une initiative mondiale de 22 pays et de la Commission européenne lancée lors de la Conférence des Parties (CP) en 2015. Les pays de MI travaillent ensemble pour promouvoir les actions et les investissements dans la recherche, le développement et la démonstration afin de rendre l'énergie propre abordable, attrayante et accessible à tous au cours de cette décennie.

Pendant la première phase de MI, le Canada a fait preuve de leadership en soutenant la gouvernance et la portée internationale de l'initiative, a atteint son objectif visant à doubler les dépenses de recherche, de développement et de démonstration en énergie propre, et a participé aux huit défis de l'innovation (DI) de MI, y compris le DI1 sur les réseaux intelligents. La deuxième phase de MI (MI 2.0) a été lancée en juin 2021 pour créer une décennie d'actions à l'échelle mondiale à travers des missions publiques-privées qui fixent des objectifs d'innovation ambitieux. Ces missions visent l'adoption rapide des technologies en surmontant des obstacles en matière de coût, de performance et de mise à l'échelle des solutions d'énergie propre.

La [mission axée sur l'électricité verte](#) intitulée Green Powered Future Mission (GPFM), codirigée par la Chine, l'Italie et le Royaume-Uni, est l'une des sept missions de MI 2.0. La mission poursuivra les travaux sur les réseaux intelligents commencés dans le cadre du DI1 de la première phase de MI. Le Canada participe à la coalition de la GPFM en tant que membre de soutien, partageant des connaissances et apportant une expertise technique et des analyses pour éclairer les travaux de la mission. La GPFM vise à démontrer que d'ici 2030, les réseaux électriques de différentes zones géographiques et différents climats sont capables d'intégrer efficacement jusqu'à 100 % d'ERV dans leur production tout en maintenant leur rentabilité, leur sécurité et leur résilience. Grâce à des démonstrations à grande échelle et à des investissements accrus en RD, les membres de la mission développeront une boîte à outils de solutions novatrices pour démontrer que tous les pays peuvent bâtir un avenir alimenté par des sources d'énergies renouvelables et réaliser une transition énergétique abordable.

Le Canada participe et contribue à l'expertise technique et à l'analyse qui soutiennent les trois piliers de la mission. Le pilier sur les technologies d'ERV fiables et abordables se concentre sur la réduction des coûts et l'augmentation de l'efficacité, de la résilience et de la fiabilité dans divers climats et configurations de réseau. Le pilier sur la flexibilité du réseau et la conception du marché de l'électricité est axé sur des solutions de flexibilité pour répondre aux besoins d'infrastructure de réseau, soutenu par la réglementation et la conception de marché novateur. Le dernier pilier sur l'intégration des systèmes, des données et la numérisation est axé sur l'accélération de la numérisation des systèmes énergétiques grâce au développement d'un échange de données interopérable et à l'intégration efficace des systèmes pour faire connaître la pleine valeur des ERV. Chacun de ces piliers a déterminé des « points de bascule » en appui à l'objectif de 2030 de la



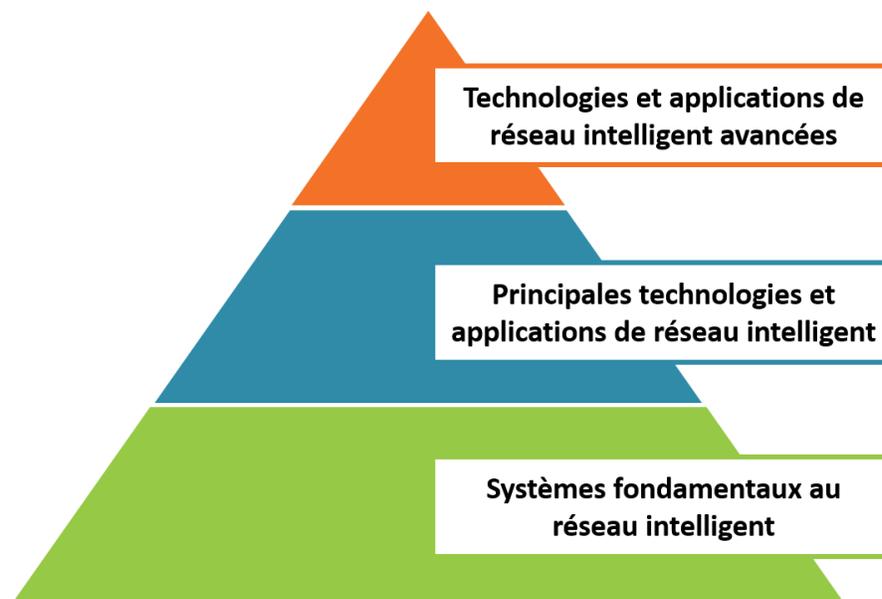
mission, ainsi que des priorités d'innovation particulières et des domaines d'intérêt pour les projets pilotes et les projets de démonstration.

En novembre 2021, lors de la COP26, la GPFM a publié sa [feuille de route conjointe des priorités mondiales en matière d'innovation](#). Cette feuille de route et les priorités d'innovation qu'elle souligne permettront d'orienter l'élaboration d'un plan d'action ciblé pour le plan de la mission en 2022-2024, décrivant des activités et des projets de démonstration spécifiques pour atteindre l'objectif de 2030. En participant, le Canada appuie la collaboration internationale en matière de solutions novatrices pour permettre l'intégration efficace des ERV dans les réseaux électriques, une étape importante pour réaliser la carboneutralité d'ici 2050.

## Résumé et perspectives

Un réseau électrique intelligent, modernisé et flexible joue un rôle essentiel pour fournir des solutions énergétiques abordables et sans GES à tous les citoyens et les secteurs économiques du Canada, alors que la demande accompagnant l'électrification devrait augmenter considérablement. Les politiques, la réglementation et les marchés devront soutenir les nouvelles solutions, les nouveaux participants et les nouvelles occasions d'affaires afin d'accomplir cette réalisation technologique tout en maintenant les investissements dans les infrastructures durables et abordables. Les investissements fédéraux, provinciaux et territoriaux dans la RDDD peuvent catalyser l'avancement des réseaux intelligents en fournissant un mécanisme permettant de collaborer avec les parties prenantes pour explorer et adopter des technologies et des modèles d'affaires novateurs.

La progression générale des réseaux intelligents peut être mesurée par le degré de surveillance et de contrôle, le niveau d'automatisation, le nombre d'éléments participant activement au réseau et le niveau d'intégration des clients et des systèmes. Le rôle des technologies et des applications du réseau intelligent, à savoir où elles se situent dans cette progression, peut être divisé selon l'un des trois niveaux de maturité présentés dans la Figure 8.



**Figure 8 : Progression des technologies et applications dans les réseaux intelligents**

Les *systèmes fondamentaux au réseau intelligent*, qui constituent la base d'un réseau intelligent, ont été déployés par la plupart des provinces et des territoires; en 2019, l'automatisation des réseaux de distribution et les systèmes de gestion des pannes ont

été les plus adoptés, suivis de près par l'automatisation des postes, les SCADA, les topologies de circuit et les technologies et applications pour la gestion des actifs.

Au cours des deux dernières années, des gains importants ont été réalisés dans tout le Canada en ce qui concerne le déploiement des *principales technologies et applications de réseau intelligent*. Ces progrès, qui sont maintenant généralisés, sont dus en grande partie au déploiement de l'IMA et des compteurs intelligents, qui constituent un élément clé de la modernisation des activités des services publics d'électricité et des relations avec la clientèle. En tant que solutions numériques clés, l'IMA et les compteurs intelligents permettent l'intégration des clients avec d'autres fonctions des services publics d'électricité, par exemple la gestion des pannes et les systèmes de facturation automatisée. Parmi les autres applications à l'étude, citons les systèmes de GRED, la GD, les capteurs avancés et les microréseaux.

Les *technologies et les applications de réseau intelligent avancées* n'ont pas encore été déployées à grande échelle et restent principalement au stade de projet pilote. Les projets de gestion de la tension et de la puissance réactive ainsi que les plateformes de renseignements pour les clients sont les plus soutenus et, dans une moindre mesure, les approches analytiques d'optimisation et les capacités d'auto-rétablissement des réseaux.

Le Canada possède un mix de production diversifié qui varie selon les provinces et les territoires; les objectifs d'électrification et de réduction des GES entraîneront des changements quant à l'adoption de nouvelles ressources propres et renouvelables. Les actifs nouveaux et améliorés des services publics d'électricité doivent être mieux utilisés, en plus d'inciter et d'aider les clients à devenir des participants actifs du réseau. Les clients modifient leurs habitudes de consommation avec la pénétration croissante des RED, y compris l'adoption de nouvelles solutions d'électrification, créant ainsi une occasion unique pour le réseau d'exploiter le potentiel de la flexibilité en aval du compteur. Comme plusieurs de ces déploiements ont lieu au niveau local, la coordination au niveau T et D devient de plus en plus importante. Cependant, pour que cela se produise, plusieurs défis techniques, réglementaires, économiques et sociaux doivent être relevés. Plusieurs défis et domaines de développement en lien avec les réseaux intelligents sont présentés ci-dessous.

### **Énergie renouvelable variable**

En raison des objectifs de décarbonation et de la baisse des coûts technologiques, en particulier pour l'éolien et l'énergie solaire PV, les ERV sont de plus en plus déployées. Au niveau actuel et à court terme, les ERV ne représentent pas un défi important pour le réseau électrique. Cependant, à mesure que la pénétration des ERV augmentera et sera plus importante, de nouvelles solutions de réseau intelligent seront nécessaires pour faciliter leur intégration.

L'impact de l'intégration des ERV sur le réseau varie d'un endroit à l'autre. La capacité d'accueil – les considérations techniques relatives à la quantité d'ERV que le réseau peut supporter sans nécessiter de modifications pour maintenir sa sécurité, sa fiabilité et la qualité de l'électricité – doit donc être calculée de manière très granulaire. L'établissement d'une méthodologie commune pour déterminer et présenter la capacité d'accueil pourrait simplifier l'interconnexion pour les distributeurs, les régulateurs, les vendeurs et les clients. L'intégration des ERV dans le réseau électrique à des taux de pénétration élevés pose un certain nombre de défis : produisant souvent de l'électricité par onduleur, les ERV peuvent avoir des caractéristiques électriques différentes de celles des alternateurs synchrones conventionnels qu'elles complètent ou remplacent; les ERV ajoutent une variabilité supplémentaire au réseau, ce qui nécessite une plus grande flexibilité du réseau; les ERV sont souvent connectées au réseau de distribution, ce qui nécessite de nouvelles approches en matière de protection et de contrôle du réseau électrique pour s'adapter aux flux de puissance changeants; et la propriété des ERV peut prendre des formes nouvelles variées, ce qui nécessite des structures de marché et de facturation adaptées.

### *Ressources produisant par onduleurs et fonctions étendues des onduleurs*

La présence sur le réseau électrique de ressources basées sur des onduleurs, notamment le solaire PV, les batteries et certaines éoliennes, augmente rapidement. Ces ressources ont des caractéristiques de fonctionnement différentes de celles des ressources synchrones qui dominent aujourd'hui. Comme ces types de ressources sont de plus en plus connectées, de nouvelles fonctions pour les onduleurs, connues sous le nom de FEO, devront être utilisées. Les nouveaux équipements qui arrivent sur le marché doivent offrir ces fonctions pour être en mesure de soutenir le réseau d'aujourd'hui et du futur. Bien qu'elles soient généralement bien comprises, leur déploiement en est à ses débuts (c'est-à-dire que les capacités sont requises, mais pas nécessairement activées). La détermination du moment et de la manière d'utiliser les FEO est un sujet de RD actuel.

Les onduleurs sont également caractérisés par leur façon d'interagir avec le réseau, par exemple, en étant assujettis au réseau ou en étant bâtisseurs de réseau. Pour les pénétrations faibles à moyennes, le mode « assujetti au réseau » sera suffisant. Des normes pour le mode assujetti au réseau ont été établies et continuent d'évoluer. À haute pénétration, cependant, la recherche indique que le mode « bâtisseur de réseau » sera nécessaire pour assurer la stabilité du réseau et fournir des capacités de rétablissement du réseau après une période d'indisponibilité importante.

La compréhension des caractéristiques du réseau avec une fraction significative de la production basée sur des onduleurs sera essentielle pour atteindre des taux de pénétration plus élevés des ERV. Il est nécessaire de poursuivre les recherches sur l'application des onduleurs assujettis au réseau notamment des réglages et de leur coordination avec les systèmes de protection et de contrôle du réseau de distribution.

Des recherches plus poussées sont nécessaires sur les capacités de bâtisseur de réseau des onduleurs et de leur application au réseau électrique.

### *Hydrogène*

Il existe un lien entre les ERV et l'hydrogène, comme le décrit la [Stratégie canadienne pour l'hydrogène](#), pour atteindre les objectifs de décarbonation. L'hydrogène vert, qui est produit à partir d'ER, peut être utilisé pour l'équilibrage des ER et la flexibilité du réseau en agissant comme un système de SE. Par extension, l'hydrogène produit par les ERV permet ensuite à d'autres secteurs de se décarboner même s'ils ne sont pas connectés au réseau électrique.

Les technologies liées à l'hydrogène – électrolyseurs, piles à combustible, stockage et véhicules à hydrogène – ne sont pas encore matures sur le plan économique. Il existe plusieurs sous-secteurs, notamment dans les transports et l'industrie, où l'hydrogène avec sa forte densité énergétique peut remplacer les combustibles fossiles existants et favoriser la décarbonation de l'ensemble des secteurs. La faiblesse des volumes de production et de l'adoption en général est l'une des raisons pour lesquelles les technologies liées à l'hydrogène ne sont pas encore compétitives en matière de coûts. La capacité d'estimer et de comprendre la demande en hydrogène à long terme est essentielle pour planifier la mise à l'échelle et l'intégration des technologies liées à l'hydrogène dans les réseaux intelligents du futur.

### *Électrification de l'ensemble des secteurs*

L'électrification de l'ensemble des secteurs aura un impact important sur le réseau électrique du Canada et nécessitera d'énormes investissements dans les infrastructures connexes. Des activités menées par RNCAN, ECCC et d'autres organisations sont en cours pour aider à informer les politiques, les services publics d'électricité et l'industrie sur la façon dont cette transition peut être réalisée sur le plan économique.

Le réseau électrique doit être considérablement modernisé pour fournir l'énergie et la puissance nécessaires à l'électrification de l'ensemble des secteurs. Sans une stratégie cohérente, ces mises à niveau seront inefficaces, ajouteront des coûts importants et risqueront de menacer la sécurité et la fiabilité du réseau électrique. Pour chaque secteur, des stratégies sont nécessaires pour identifier les principales cibles de l'électrification et le développement technologique requis pour la rendre possible. Les impacts sur le réseau électrique doivent également être évalués, ce qui permettra au réseau de déterminer les voies techno-économiques les plus efficaces. Les charges électrifiées auront la possibilité d'offrir une certaine flexibilité, non seulement grâce à l'électricité, mais aussi grâce à l'inertie thermique, comme l'ont déjà prouvé les systèmes de chauffage de l'eau et des espaces.

## *Véhicules électriques*

L'adoption des véhicules zéro émission, en particulier des véhicules électriques à batterie, est en augmentation. De nouvelles normes d'interface de chargeurs électroniques sont en cours d'élaboration et permettent des applications V2G. Bien que l'infrastructure de recharge électrique soit largement déployée au Canada, les mises en œuvre de la recharge intelligente sont limitées.

La charge imprévisible et non gérée des VE ajoutera de nouvelles demandes d'électricité en période de pointe sur le réseau électrique. La recharge intelligente, par l'entremise du réseau intelligent, peut offrir aux services publics d'électricité la flexibilité nécessaire pour réduire la demande d'électricité en période de pointe et ainsi minimiser les coûts de puissance associés à l'infrastructure de recharge. Si l'on va plus loin, ces approches de recharge intelligente peuvent même être utilisées pour stocker l'ERV, et peut-être la réinjecter à un moment plus opportun lorsque le réseau est en manque de puissance. Toutefois, d'importants défis réglementaires et techniques doivent être relevés, notamment une meilleure compréhension des modes de chargement des VE et du vieillissement des batteries. En outre, les produits permettant ces fonctionnalités techniques doivent être développés, certifiés et adoptés.

## *Flexibilité*

Actuellement, l'équilibre entre la demande et la production est principalement assuré par des générateurs centralisés de grande taille. Cependant, les charges peuvent également participer à l'effort en offrant de la flexibilité, ce qui a été démontré par les programmes de GD. Les applications observées aujourd'hui se limitent principalement à l'écêtement des pointes dans le secteur industriel et, dans une moindre mesure, dans le secteur résidentiel. Les applications de service au réseau plus complexes de la GD, comme la régulation, sont très limitées; cependant, pour de telles applications, les charges pourraient être une solution de rechange aux centrales à combustible fossile ou aux batteries coûteuses.

La flexibilité sera nécessaire pour faire face à la variabilité et à l'incertitude d'un réseau électrique décarboné avec une forte pénétration d'ERV et à des profils de demande changeants amplifiés par l'électrification. À mesure que le réseau continue à se moderniser, de nouveaux types de services système seront également nécessaires au niveau local pour maintenir la qualité de service attendue des clients. Compte tenu de la variété de charges que l'électrification va introduire, l'identification et l'exploitation de la flexibilité de ces charges peuvent permettre de mettre en place des systèmes rentables et mieux intégrés, en reportant les dépenses d'investissement pour la modernisation des infrastructures.

En plus de la compréhension de la quantité de flexibilité nécessaire pour soutenir un réseau qui atteint tous les objectifs de carboneutralité, la valeur que les RED peuvent

apporter doit être mieux quantifiée. Dans les cas où la flexibilité peut être exploitée à partir de RED de plus petite capacité, les agrégateurs peuvent jouer un rôle clé dans l'exploitation de ce potentiel. Les applications en matière de flexibilité doivent être plus largement acceptées comme une alternative légère pour répondre aux besoins techniques et économiques du réseau. Des recherches et des démonstrations supplémentaires sont nécessaires pour comprendre comment contrôler et exploiter le potentiel de flexibilité des RED.

La création de marchés et d'autres mécanismes pour acquérir la flexibilité basée sur la charge sera unique en fonction de la structure du réseau électrique et de l'environnement réglementaire. Le mesurage net existe dans la plupart des provinces et territoires pour la production, la consommation et la vente d'ER, mais il reste à déterminer comment les RED seront compensées pour fournir des services système. Des méthodes seront nécessaires pour assurer la coordination entre les réseaux de distribution locaux et les réseaux de production-transport afin d'intégrer efficacement la flexibilité tout en tenant compte des aspects liés à l'approvisionnement, à la visibilité et au contrôle, comme l'énergie transactionnelle (ET) par exemple. Avec les charges acquérant davantage de capacités propres aux RED, il sera possible de mieux gérer la tension et la puissance réactive, ce qui permettra au réseau de fonctionner plus efficacement.

### *Microréseaux et microréseaux éloignés*

Les collectivités éloignées du Canada ont des systèmes uniques hors réseau, des options de stockage à long terme limitées et un accès routier souvent inexistant ou limité; de plus, les collectivités du Nord ont un climat rigoureux. L'élimination de leur dépendance à l'égard des combustibles fossiles est essentielle pour atteindre des objectifs de caboneutralité et améliorer la santé de la population. Malgré ces difficultés, il existe plusieurs projets de microréseaux utilisant des batteries en combinaison avec des ER pour réduire la dépendance au diesel.

Les solutions de microréseaux des collectivités éloignées et nordiques sont plus coûteuses en raison de leur nature isolée, ce qui augmente les coûts et limite l'accès à l'expertise et aux équipements. Il est nécessaire de poursuivre la RD afin de renforcer l'autonomie des collectivités et de relever les défis techniques qui leur sont propres.

Sur le réseau interconnecté, il existe quelques projets de microréseaux axés sur la résilience qui démontrent la capacité de passer d'un réseau connecté à un réseau séparé tout en maintenant des charges prioritaires minimales. Bien que la baisse du coût des batteries et des ER facilite le déploiement de microréseaux connectés et éloignés, ces derniers ne sont pas encore largement réalisables d'un point de vue économique et technique.

La création de microréseaux pouvant passer facilement d'un mode connecté au réseau à un mode séparé du réseau reste un défi sur le plan du coût-bénéfice. L'idée de

microréseaux en CC, qui peuvent améliorer l'efficacité énergétique en réduisant les pertes de conversion, fait également son chemin. Cependant, il n'existe pas de normes ni de lignes directrices en matière de CC, ce qui nécessite un travail important en RD.

### *Cybersécurité*

Dans une enquête de Statistique Canada, 39 % des entreprises canadiennes du secteur de l'énergie et des services publics d'électricité ont déclaré avoir été touchées par un cyberincident en 2019<sup>33</sup>. Les cybermenaces sont de plus en plus préoccupantes, car de plus en plus de dispositifs de l'Internet des objets sont connectés aux infrastructures critiques. Le réseau intelligent s'appuie sur plusieurs dispositifs connectés pour assurer l'acquisition et le contrôle des données afin d'opérer le réseau. Ces dispositifs, y compris les RED, sont de plus en plus connectés, depuis les appareils des clients jusqu'aux installations industrielles, en passant par les collectivités et les villes, et des données importantes sont échangées sur les réseaux électriques et de TI. Les services publics d'électricité s'efforcent de protéger le réseau et les données des clients contre toute forme d'intrusion. Les technologies de l'information et de la communication continuent d'être développées et mises à l'essai afin d'améliorer les systèmes cyberphysiques.

Le réseau intelligent étant une infrastructure critique, celui-ci doit être résilient et faire preuve d'intégrité dans son fonctionnement. L'amélioration continue des mesures et des pratiques de cybersécurité est nécessaire pour protéger le réseau. La découverte des vulnérabilités en matière de cybersécurité et la mise en œuvre de solutions seront un défi permanent. Les meilleures pratiques doivent être constamment améliorées en ce qui concerne l'intégration de la sécurité dans les différentes couches de l'architecture du réseau intelligent, la protection des données internes et des données des clients, et les essais pour identifier les vulnérabilités du système. Il faudra continuer à étudier de nouvelles méthodes et approches pour protéger les réseaux et les données des clients afin de préserver le réseau intelligent. Comme ces risques touchent plusieurs secteurs, la collaboration peut aider à élaborer de meilleures solutions pour faire face aux menaces de cybersécurité.

Le réseau intelligent continue d'évoluer et des efforts de modernisation sont en cours pour permettre au secteur de l'électricité de faire une transition vers la carboneutralité. Pour atteindre ces objectifs, les structures d'électricité devront s'adapter pour permettre une transition juste, équitable, diversifiée et inclusive pour toutes les parties prenantes, en mettant l'accent sur les clients. Toutes les provinces et tous les territoires du Canada progressent à des vitesses différentes en fonction de leurs priorités respectives, mais de nombreux facteurs, notamment les objectifs en matière d'ER, de fiabilité du réseau et de décarbonation par l'électrification, sont communs. D'autres travaux seront nécessaires pour tenir compte des différents contextes des collectivités éloignées et nordiques, des collectivités rurales et des centres urbains en ce qui concerne les efforts de modernisation. De nouvelles solutions, technologies et méthodes, y compris celles impliquant les onduleurs et les VE, devront faire l'objet de projets de recherche, de



démonstration et de déploiement supplémentaires. De nouveaux participants, offrant des charges flexibles et une production distribuée, vont à la fois proposer des défis et offrir des solutions aux services publics d'électricité à mesure que l'électrification progresse. Cependant, les normes et les réglementations doivent évoluer au même rythme que ces progrès pour permettre leur adoption à mesure que le déploiement du réseau intelligent se poursuit.

## Bibliographie

- <sup>1</sup> Ressources naturelles Canada, “Cahier d'information sur l'énergie 2021-2022,” décembre 2021, [https://www.rncan.gc.ca/sites/rncan/files/energy/energy\\_fact/2021-2022/PDF/energy-factbook-december23-2021-FRENCH\\_accessible.pdf](https://www.rncan.gc.ca/sites/rncan/files/energy/energy_fact/2021-2022/PDF/energy-factbook-december23-2021-FRENCH_accessible.pdf).
- <sup>2</sup> International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, “Photovoltaic Power Systems Annual Report 2021,” mars 2022, [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/03/IEA-PVPS\\_Annual\\_Report\\_2021\\_v1.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2022/03/IEA-PVPS_Annual_Report_2021_v1.pdf).
- <sup>3</sup> Nova Scotia Power, “Smart Meters,” 2022, <https://nspower.ca/smartmeters>.
- <sup>4</sup> NB Power, “EUB Positive Decision and Timeline,” 2021, <https://www.nbpower.com/en/grid-modernization/smart-meters/decision/>.
- <sup>5</sup> Environnement et changement climatique Canada, “Sources et puits de gaz à effet de serre: sommaire 2021,” avril 2021, <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/sources-puits-sommaire-2021.html>.
- <sup>6</sup> Hassan Farhangi, “The Path of the Smart Grid,” *IEEE Power and Energy Magazine* 8, no. 1 (décembre 2009): 18–28, <https://doi.org/10.1109/MPE.2009.934876>.
- <sup>7</sup> Ressources naturelles Canada, “Programme des énergies renouvelables intelligentes et de trajectoires d'électrification,” avril 2022, <https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/programmes-dinfrastructures-vertes/programme-des-energies-renouvelables-intelligentes-et-de-trajectoires-delectrification/23567>.
- <sup>8</sup> Ressources naturelles Canada, “Programme fédéral de R-D énergétique interne,” mai 2010, <https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/financement-subsidies-occasions-de-financement-programme-recherche-developpement-energetiques/4994>.
- <sup>9</sup> Ressources naturelles Canada, “Programmes d'infrastructures vertes,” juin 2017, <https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/programmes-dinfrastructures-vertes/19781>.
- <sup>10</sup> Ressources naturelles Canada, “Programme des réseaux intelligents,” janvier 2022, <https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/programmes-dinfrastructures-vertes/programme-reseaux-intelligents/19794>.
- <sup>11</sup> CAMPUT, “CAMPUT Members Speaking at NRCAN/ISED Event,” novembre 2020, <http://www.camput.org/homepage-excerpt/camput-members-speaking-at-nrcan-ised-event/>.
- <sup>12</sup> Impact Canada, “Défi Plein potentiel,” mars 2022, <https://impact.canada.ca/fr/defis/plein-potentiel>.
- <sup>13</sup> Impact Canada, “Défi Branchés sur l'avenir,” mars 2022, <https://impact.canada.ca/fr/defis/branches-sur-lavenir>.
- <sup>14</sup> CleanBC, “Zero-Emission Vehicle Update 2021,” 2021, <https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/electricity-alternative->

[energy/transportation/2021\\_zero\\_emission\\_vehicle\\_update.pdf?msclid=2cf251a7c1ab11ec99debdea1696b49e](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112).

<sup>15</sup> IEEE, “IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,” IEEE Std 1547-2018, avril 2018, 1–138, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>.

<sup>16</sup> CSA Group, “Interconnexion des ressources énergétiques et des réseaux de distribution d'électricité,” CSA C22.3 NO. 9:F20, 2020, <https://www.csagroup.org/store/product/>.

<sup>17</sup> IEEE, “IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces,” IEEE Std 1547.1-2020, mai 2020, 1–282, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2020.9097534>.

<sup>18</sup> CSA Group, “Power Conversion Equipment,” CSA C22.2 NO. 107.1:16 (R2021), 2016, <https://www.csagroup.org/store/product/2701517/>.

<sup>19</sup> IEEE, “IEEE Draft Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBR) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems,” IEEE P2800/D6.1, juin 2021, 1–197.

<sup>20</sup> IEEE, “IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol,” IEEE Std 2030.5-2018 (Revision of IEEE Std 2030.5-2013), décembre 2018, 1–361, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8608044>.

<sup>21</sup> IEEE, “IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3),” IEEE Std 1815-2012 (Revision of IEEE Std 1815-2010), Octobre 2012, 1–821, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6327578>.

<sup>22</sup> SunSpec Alliance, “SunSpec Modbus Specifications,” n.d., <https://sunspec.org/sunspec-modbus-specifications/>.

<sup>23</sup> IEC, “Communication Networks and Systems for Power Utility Automation,” IEC 61850 Series, 2022, <https://webstore.iec.ch/publication/6028>.

<sup>24</sup> “MultiSpeak,” 2020, <https://www.multispeak.com/>.

<sup>25</sup> IEEE, “IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers,” IEEE Std 2030.7-2017, avril 2018, 1–43, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8340204>.

<sup>26</sup> IEEE, “IEEE Guide for Distributed Energy Resources Management Systems (DERMS) Functional Specification,” IEEE Std 2030.11-2021, juin 2021, 1–61, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2021.9447316>.

<sup>27</sup> IEC, “Interface de programmation d'application pour système de gestion d'énergie (EMS-API),” IEC 61970 Series, 2022, <https://webstore.iec.ch/publication/61167>.

<sup>28</sup> SAE International, “SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler - SAE International,” J1772A, octobre 2017, [https://www.sae.org/standards/content/j1772\\_201710/](https://www.sae.org/standards/content/j1772_201710/).

<sup>29</sup> IEC, “Fiches, socles de prise de courant, prises mobiles de véhicule et socles de connecteur de véhicule – Charge conductive des véhicules électriques,” IEC 62196 Series, IEC 62196, 2014, <https://webstore.iec.ch/publication/6582>.

<sup>30</sup> CSA Group, “Code canadien de l'électricité, première partie (vingt-quatrième édition), norme de sécurité relative aux installations électriques,” CSA C22.1-F18, 2018, 1–937.

<sup>31</sup> UL, “Bidirectional Electric Vehicle (EV) Charging System Equipment,” UL 9741 (DRAFT), 2021, [https://ulstandards.ul.com/wp-content/uploads/2021/01/prop-9741\\_scope.html](https://ulstandards.ul.com/wp-content/uploads/2021/01/prop-9741_scope.html).

<sup>32</sup> CSA Group, “Vehicle to Grid Charging Equipment,” CSA C22.2 NO. 348 (DRAFT), 2020, <https://www.scc.ca/en/standards/notices-of-intent/csa/vehicle-grid-charging-equipment>.

<sup>33</sup> Statistique Canada, “Enquête canadienne sur la cybersécurité et le cybercrime (ECCC),” septembre 2021, [https://www23.statcan.gc.ca/imdb/p2SV\\_f.pl?Function=getSurvey&SDDS=5244](https://www23.statcan.gc.ca/imdb/p2SV_f.pl?Function=getSurvey&SDDS=5244).

# Annexe

## Glossaire

Terme	Définition
<b>Fonctions étendues des onduleurs (FEO)</b>	Les FEO sont un ensemble de fonctionnalités et de caractéristiques qui permettent à la production par onduleur de soutenir le réseau pendant les périodes de fonctionnement normal et les situations de perturbation. Nécessaires pour intégrer une plus grande production par onduleur, ils peuvent fournir, par exemple, un soutien de tension et de fréquence ainsi que l'alimentation en continue lors de perturbations (c.-à-d., demeurer connecté pendant une courte période pendant ou après un défaut).
<b>Infrastructure de mesurage avancé (IMA)</b>	L'IMA comprend de déploiement des compteurs intelligents et des réseaux de communication qui permettent l'automatisation des méthodes de collecte de données en lien avec l'électricité. L'IMA peut être intégrée à d'autres systèmes des services publics d'électricité comme les opérations, la gestion des pannes ou la facturation des clients pour faciliter la planification du réseau de distribution, améliorer la fiabilité ou permettre la création de nouvelles options tarifaires.

Terme	Définition
<b>Gestion de la demande (GD)</b>	<p>La GD consiste à modifier la consommation d'électricité typique d'une charge, en réponse à un besoin du réseau électrique. Bien qu'elle soit habituellement associée à l'écrêtage de pointe (réduction de la demande pendant les périodes de pointe), elle peut englober tout service de flexibilité fourni par les charges. Elle est généralement mise en œuvre i) selon un horaire, ii) directement par un signal de contrôle ou une instruction du service public d'électricité, iii) directement par un signal de contrôle d'un agrégateur indépendant ou iv) indirectement par des signaux de prix.</p>
<b>Système de gestion des ressources énergétiques décentralisées (GRED)</b>	<p>Un système de GRED est une plateforme utilisant des fonctionnalités de contrôle en temps réel pour gérer des ensembles de RED afin de fournir des services système à la fois à l'échelle locale, par exemple par le contrôle volt-var, et à l'échelle du réseau de production-transport, par la réglementation.</p>
<b>Stockage d'énergie (SE)</b>	<p>Le SE est une unité ou un système qui peut i) retirer de l'énergie électrique à une période donnée pour l'injecter à une période ultérieure ou ii) retirer de l'énergie électrique à une période donnée pour la consommer (électrique ou autre) à une période ultérieure. Ces technologies peuvent être utilisées pour l'arbitrage de l'énergie, l'équilibrage des ER, l'amélioration de la fiabilité et de la résilience ou pour fournir des services système comme la régulation de fréquence ou la puissance de réserve.</p>

Terme	Définition
<p><b>Automatisation du réseau (AR)</b></p>	<p>L'AR est la surveillance numérique, la mesure, et la protection et le contrôle automatisés subséquents, des réseaux de distribution (dans le contexte de ce rapport). Elle représente la capacité du réseau à réagir de façon autonome aux conditions actuelles, y compris les interruptions de service. Elle comprend, par exemple, la localisation de défauts, l'isolement et le rétablissement du service (LDIRS), la détection de défauts, l'isolement et le rétablissement (DDIR) et d'autres technologies et méthodes permettant d'accroître la capacité du réseau de distribution à réacheminer l'électricité afin d'assurer la fiabilité du système. Un réseau entièrement automatisé nécessite peu ou pas d'intervention de la part d'un opérateur.</p>
<p><b>Microréseau</b></p>	<p>Généralement, un microréseau est un réseau électrique local qui comprend un ensemble de production d'énergie renouvelable décentralisée, de charges flexibles et non flexibles et de stockage (optionnel) et qui, par la communication et les contrôles automatisés, peut fonctionner soit en mode interconnecté, soit indépendamment des autres microréseaux ou d'un plus grand réseau.</p>
<p><b>Nouvelles options tarifaires pour les besoins du réseau</b></p>	<p>Les nouvelles options tarifaires pour les besoins du réseau sont de nouveaux tarifs d'électricité structurés pour modifier la consommation en reflétant davantage les besoins du réseau et les coûts de service.</p>



# LA SCIENCE au service des Canadiens

Ressources naturelles Canada  
CanmetÉNERGIE à Varennes  
1615 boul. Lionel-Boulet  
Varennes, QC J3X 1P7  
(450) 652-4621