janvier 2026

Trop intelligent pour être ignoré :

Comment une demande flexible peut contribuer à la construction d'un système électrique plus propre et plus rentable

Par Alex Vanderhoof

L'évolution rapide de l'offre et de la demande en électricité met à rude épreuve le réseau électrique vieillissant du Canada. Ces pressions peuvent engendrer des coûts pour les services publics, les gouvernements et les consommateurs. Pourtant, accroître la flexibilité des systèmes électriques peut réduire considérablement ces coûts, contribuant ainsi à préserver l'abordabilité et la fiabilité de l'électricité au Canada.

Du côté de la demande, la dépendance croissante vis-à-vis de l'électricité pour le chauffage et les transports – des usages qui varient au cours de la journée et de l'année – risque de conduire à des périodes de pointe plus intenses et plus fréquentes. Cela peut, à son tour, faire grimper les coûts du système et mettre à rude épreuve la capacité du réseau.

Du côté de l'offre, les services publics intègrent davantage de production d'énergie renouvelable à faible coût, comme les énergies éolienne et solaire. Mais les types de production utilisés par les services publics pour répondre à la demande de pointe sont généralement les ressources les plus coûteuses, comme les centrales de pointes au gaz ou de l'hydroélectricité importée. Des changements brusques et importants dans la demande de pointe peuvent donc avoir une incidence excessive sur les coûts du système, ce qui, au fil du temps, peut exercer une pression à la hausse sur les tarifs de l'électricité. Des tarifs d'électricité plus élevés peuvent aggraver les difficultés d'accès à l'énergie. Cela freine également la transition énergétique. Le recours accru à une électricité propre est essentiel à la décarbonation, et cette transition peut s'effectuer plus rapidement lorsque l'électricité est plus rentable que les énergies fossiles.

Table de matières

1. L'évolution du réseau électrique ouvre de nouvelles perspectives pour la gestion de la demande....3
2. Quels sont les avantages potentiels d'une demande plus flexible?....7
3. Où en sommes-nous avec la mise en œuvre de la gestion flexible de la demande au Canada?....12
4. Quels sont les obstacles à une demande plus flexible?....16
5. Comment la flexibilité de la demande pourrait-elle atteindre son plein potentiel?....20

Conclusion....25

Glossaire....26

References....27

Les gestionnaires de réseau peuvent répondre aux pics de consommation plus élevés en augmentant la capacité de production, par exemple en construisant de nouvelles centrales à gaz. Les coûts sont ensuite amortis par le biais des tarifs pour les consommateurs. Cependant, l'ajout de nouvelles capacités de production prend du temps et coûte cher. Selon l'offre, cela peut également exercer une pression à la hausse sur les émissions. De nouveaux investissements dans l'approvisionnement en électricité sont inévitables pour répondre à la croissance anticipée de la demande. Mais une attention particulière portée au côté demande du système d'électricité, notamment les efforts pour réduire la consommation d'électricité aux périodes de pointe, pourrait permettre de répondre aux besoins en électricité de manière plus rentable, avec des délais de mise en œuvre plus courts.

De nouveaux outils permettant de rendre la demande plus flexible peuvent y contribuer. La gestion de la demande, comme les programmes d'économie d'énergie, est utilisée depuis longtemps pour réduire les coûts globaux à l'échelle du système en rendant l'utilisation de l'électricité plus efficace. Mais de nouvelles technologies, comme les compteurs intelligents, les véhicules électriques (VE) et les batteries domestiques, élargissent le champ des solutions possibles en fonction de la demande, en offrant notamment une plus grande flexibilité dans les horaires de la demande des consommateurs, même pour les petits consommateurs d'électricité comme les ménages et les petites entreprises.

Des profils de demande avec moins de « pics », avec un écart moindre entre la demande moyenne d'électricité et la hauteur des pics de demande, sont plus économiques à exploiter. En décalant la demande vers les heures creuses et en réduisant les pics de consommation, la gestion de la demande (GD) axée sur la flexibilité peut aider à équilibrer l'offre et la demande plus efficacement, réduisant ou retardant le besoin en investissements coûteux en infrastructures et améliorant la fiabilité globale du réseau. Une demande flexible permet d'adapter les besoins d'extension du réseau en optimisant l'utilisation du système existant. Cependant, malgré leurs avantages avérés, les outils de gestion d'une demande flexible restent sous-utilisés à l'échelle nationale.

Ce document d'analyse examine les défis auxquels est confronté le système d'électricité, les facteurs qui sous-tendent le potentiel croissant de la gestion de la demande flexible et les avantages d'une approche complémentaire axée sur l'offre et la demande, notamment la flexibilité de la demande des petits consommateurs d'électricité, comme les ménages et les petites entreprises. Il identifie ensuite les obstacles à une adoption plus large de la gestion de la demande flexible et plaide en faveur de diverses modifications politiques susceptibles de produire un système électrique plus rentable, plus fiable et plus intelligent.

1 L'évolution du réseau électrique ouvre de nouvelles perspectives pour la gestion de la demande

Réduire les coûts en maîtrisant la demande en électricité est une pratique courante et éprouvée. La gestion de la demande englobe diverses solutions, notamment les mesures traditionnelles d'efficacité énergétique, comme l'isolation des bâtiments et l'utilisation d'éclairage et d'appareils électroménagers à haute efficacité, qui réduisent la consommation globale d'électricité en tout temps, y compris aux heures de pointe. Grâce aux nouvelles technologies, comme les compteurs intelligents et le stockage d'énergie domestique, de nouvelles opportunités émergent pour la gestion de la demande. Ces technologies permettent de rendre les profils de consommation plus flexibles et de réduire ainsi les coûts globaux du système.

Les systèmes d'électricité évoluent de manière à rendre les solutions axées sur la demande particulièrement précieuses : demande en électricité croissante, pics de demande plus élevés et complexité croissante de la gestion de l'offre et de la demande. Ensemble, ces tendances menacent d'entraîner une hausse des coûts de l'électricité. Cette section détaille ces tendances et met en lumière l'importance croissante des solutions de gestion de la demande, comme une demande flexible, pour soutenir un réseau plus abordable, plus fiable et plus résilient.

La demande en électricité augmente rapidement

La transition vers l'énergie propre au Canada s'accompagnera d'une croissance massive de la demande en électricité. L'Institut Climatique du Canada prévoit que la demande canadienne d'électricité augmentera d'un facteur de 1,6 à 2,1 d'ici 2050 dans une perspective de carboneutralité, ce qui exigera que la capacité de production augmente d'un facteur de 2,2 à 3,4 (Dion et coll. 2022). Ces prévisions concordent avec celles d'Électricité Canada, qui estime que la demande annuelle d'électricité au Canada pourrait plus que doubler, passant d'environ 600 térawattheures (TWh) par an à plus de 1 200 TWh par an (Électricité Canada 2025a). À l'échelle mondiale, la demande en électricité devrait également augmenter de façon constante, avec une croissance annuelle de 2,4 à 3,5 % d'ici 2050 (AIE 2024a).

Les planificateurs provinciaux du réseau électrique canadien revoient déjà à la hausse leurs prévisions de consommation. Au début de l'année 2025, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de l'Ontario a révisé ses prévisions de demande à la hausse de 15 % par rapport à l'estimation de l'année précédente. La province prévoit maintenant que la demande totale d'électricité passera de 151 TWh à 262 TWh d'ici 2050, soit une augmentation globale de 75 % (SIERE 2025). Hydro-Québec prévoit une augmentation de 25 TWh (environ 13 %) de la demande d'électricité et une

augmentation de 4 000 MW (environ 9 %) de la capacité d'ici 2032 (Hydro-Québec 2022). Manitoba Hydro prévoit que la demande en électricité au Manitoba pourrait plus que doubler au cours des 20 prochaines années (Manitoba Hydro 2025). De nombreuses autres provinces, dont Terre-Neuve-et-Labrador et le Nouveau-Brunswick, prévoient également une forte augmentation de la demande en électricité au cours des prochaines décennies, notamment dans le cadre de scénarios d'expansion industrielle, d'électrification des bâtiments et du transport, de nouvelles sources importantes de demande, comme les centres de données, et d'une augmentation des exportations d'énergie propre.

Les provinces et les territoires cherchent des solutions rentables pour gérer les pics de consommation plus élevés

La demande de pointe fait référence au niveau le plus élevé de consommation d'électricité atteint au cours d'une période donnée, généralement quotidienne, saisonnière ou annuelle. La croissance de la demande de pointe n'est pas nécessairement problématique, du moment que le réseau électrique a la capacité suffisante pour y répondre. Cependant, des problèmes surviennent lorsque la demande de pointe augmente plus rapidement que la demande moyenne. Dans un réseau relativement sujet à des pics de consommation (avec un faible ratio demande moyenne/demande de pointe), une plus grande partie des infrastructures est plus souvent inactive, mais doit tout de même être acquise et entretenue. Cela fait grimper les coûts du système, qui sont ensuite compensés par une quantité d'électricité (kilowattheures) fournie inférieure, et entraîne une hausse des tarifs pour les consommateurs. Lorsque des centrales à combustible fossile sont mises en service pour répondre aux pics de consommation, cela conduit également à une augmentation des émissions pendant les périodes de production.

La gestion de la demande en période de pointe a toujours été un enjeu majeur pour les réseaux électriques, et les entreprises de services publics ont depuis longtemps construit des infrastructures pour pouvoir répondre aux pics de consommation, même si ceux-ci ne surviennent que quelques heures par an. Cependant, à mesure que l'électrification du chauffage des bâtiments s'accélère et que des vagues de chaleur plus fréquentes entraînent des pics de demande de climatisation, les fluctuations de la demande liées aux conditions météorologiques s'intensifient. De nombreuses régions constatent déjà des augmentations plus marquées de la demande de pointe par rapport à la demande moyenne, ce qui soulève de nouvelles préoccupations quant à l'efficacité du réseau, à son accessibilité et aux émissions.

La façon dont la demande d'électricité fluctue au fil du temps varie d'une province et d'un territoire à l'autre au Canada. Certains réseaux d'électricité, comme celui de l'Alberta, présentent des profils de charge plus stables en raison de la prédominance d'une demande industrielle importante et constante et d'une utilisation limitée de l'électricité pour le chauffage des bâtiments. D'autres réseaux sont déjà relativement sujets à des pics de consommation, notamment ceux qui connaissent d'importantes variations saisonnières de la demande de chauffage et de climatisation. Le Québec, par exemple, connaît depuis longtemps des pics hivernaux élevés en raison des hivers froids et de l'utilisation généralisée des plinthes électriques pour le chauffage. Alors que la province investit dans des mesures d'efficacité énergétique, son surplus d'électricité disponible diminue à mesure que la demande continue d'augmenter, et on s'attend toujours à ce que le système subisse une pression croissante sur sa capacité hivernale.

De nombreuses provinces du pays anticipent déjà des augmentations substantielles non seulement de la demande globale d'électricité, mais aussi de la demande de pointe. En voici quelques exemples :

- Dans les perspectives de planification annuelle de l'**Ontario** pour 2025, la demande de pointe devrait augmenter de près de 60 % en 24 ans, passant d'environ 23 GW en 2026 à environ 37 GW en 2050. Il s'agit également d'une révision à la hausse par rapport aux prévisions de 2024 : les projections de demande les plus récentes sont supérieures de 3 GW (environ 6 %) en 2050 par rapport à celles de l'année précédente. Actuellement, l'Ontario connaît ses pics de demande les

Les stratégies permettant de réduire, de reporter ou d'aplanir la demande de pointe seront de plus en plus importantes pour maintenir la fiabilité et l'accessibilité du réseau à mesure que les systèmes électriques du Canada évoluent.

plus élevés en été, lorsque la demande en climatisation connaît une forte augmentation. D'ici 2030, la SIERE s'attend à des pics importants en été (en raison de la demande en climatisation) et en hiver (en raison de la demande en chauffage) (SIERE 2025a).

- En **Alberta**, l'Alberta Electricity System Operator (AESO) a projeté dans ses perspectives à long terme de 2024 que la demande de pointe pourrait croître de 31 % au cours des 20 prochaines années et atteindre 63 % au cours de cette période dans un scénario d'électrification élevée (AESO 2024).
- De même, le rapport sur les perspectives du système de la **Nouvelle-Écosse** pour 2024, publié en 2024, prévoit une hausse de la puissance de pointe nette du réseau de 362 MW (de 2365 à 2727 MW) au cours des 10 prochaines années, soit une augmentation de 15 % (Nova Scotia Power 2024). Si la Nouvelle-Écosse construisait une nouvelle centrale électrique pour répondre à cette croissance de la demande, celle-ci deviendrait le deuxième actif de production d'électricité le plus important de la province.
- Dans sa demande de tarif général pour 2023-2024, **Yukon** Energy a noté que la demande de pointe d'électricité a augmenté de 23 % entre 2017 et 2022 et prévoit une augmentation supplémentaire de 36 % de la demande de pointe non industrielle d'ici 2030 (Yukon Energy Corporation, 2023).

Compte tenu de ces tendances, la gestion rentable des pics de consommation croissants, sans surdimensionnement des capacités, demeure une préoccupation majeure pour les planificateurs de réseau. Les stratégies permettant de réduire, de reporter ou d'aplanir la demande de pointe seront de plus en plus importantes pour maintenir la fiabilité et l'accessibilité du réseau à mesure que les systèmes électriques du Canada évoluent.

Entretemps, la complexité croissante des systèmes crée des défis en matière de fiabilité et de résilience

Alors que le réseau électrique s'étend, sa gestion devient également plus complexe pour les exploitants. Une part importante des récentes augmentations de l'offre provient de sources peu coûteuses, mais variables, comme l'éolien et le solaire (AIE 2024, DiGangi 2025). Dans le même temps, l'intégration de technologies émergentes, telles que le stockage d'énergie à l'échelle du réseau, et la croissance rapide des ressources énergétiques distribuées (RÉD), comme l'énergie solaire photovoltaïque en toiture et les batteries domestiques, redéfinissent les méthodes et les lieux de production, de livraison et d'utilisation de l'électricité.

Dans sa dernière évaluation de la fiabilité, la North American Reliability Corporation (NERC) a averti que la majeure partie du réseau électrique nord-américain sera confrontée à des défis croissants au cours de la prochaine décennie en raison de la forte croissance de la demande et des mises hors service imminentes de centrales de production (NERC 2024). Ces facteurs entraîneront une augmentation des risques de pannes de courant, une dépendance accrue aux centrales de pointe coûteuses et une congestion croissante du réseau de transmission.

Les répercussions des changements climatiques augmentent également les risques et les coûts. Au Canada, les coûts associés à la réparation des infrastructures électriques endommagées par des tempêtes plus fréquentes et plus violentes sont en hausse (Ness, 2023). Tout en s'adaptant à ces changements, les services publics, les exploitants de réseaux et les organismes de réglementation

doivent maintenir la fiabilité du réseau, veiller à ce que les coûts de l'énergie restent justes et raisonnables pour les consommateurs et réduire les émissions.

La gestion de la demande, notamment grâce aux outils permettant d'accéder à une demande flexible, peut contribuer à répondre aux préoccupations liées à l'adéquation et à l'accessibilité des ressources

Traditionnellement, les planificateurs de systèmes assuraient la fiabilité du réseau en jumelant la capacité de l'entreprise, y compris les ressources de base comme le nucléaire et l'hydroélectricité, avec des ressources flexibles pour gérer les changements dans la production et les variations de la demande. La production pilotable d'électricité, comme les centrales au gaz naturel et les centrales hydroélectriques flexibles, peut être sollicitée pour répondre à la demande de pointe, avec une classe spécifique de centrales électriques appelées « centrales de pointe » pour illustrer leur rôle dans la gestion de ces pics de consommation.

Pour assurer un approvisionnement suffisant, les planificateurs du réseau électrique s'appuient sur les marges de réserve, un indicateur de fiabilité qui représente la capacité excédentaire disponible au-delà de la demande de pointe prévue. Par exemple, la Saskatchewan maintient une marge de réserve de 15 %, tandis que celle du Manitoba s'établit à 12 %. Dans certaines provinces, l'augmentation fulgurante de la demande et les mises hors service et arrêts de centrales électriques prévus pour des travaux de rénovation obligent les services publics à se procurer de nouvelles ressources, afin de maintenir ces normes.

Par exemple, dans sa plus récente évaluation de la fiabilité à long terme, la NERC prévoit que le niveau de marge de réserve anticipé en Saskatchewan demeurera stable autour de 26 % jusqu'en 2035, ce qui indique qu'aucun problème d'adéquation des ressources n'est prévu durant cette période. Toutefois, elle prévoit que la marge de réserve prévue du Manitoba passera d'environ 21 % à 4 % dans la même période, ce qui indique que des mesures supplémentaires seront nécessaires pour répondre de manière fiable à la demande de pointe (NERC 2024).

Plutôt que de se concentrer uniquement sur l'augmentation de l'offre pour répondre aux besoins en ressources, afin de gérer les pics de demande croissants, les solutions de gestion de la demande peuvent contribuer à réduire les pics prévus.

La gestion de la demande (GD) est une stratégie globale de gestion de l'énergie qui englobe l'efficacité énergétique et d'autres moyens de réduire la demande du réseau, au lieu de se fier uniquement à une offre supplémentaire pour répondre aux besoins des consommateurs. Un élément clé de la GD est constitué par les ressources flexibles de gestion de la demande, qui permettent d'ajuster les profils de consommation d'électricité en fonction des besoins du réseau en temps réel. Elle comprend également des programmes d'adaptation de la demande, qui permettent aux consommateurs d'ajuster leur consommation d'énergie en fonction des renseignements sur les conditions du réseau, les signaux de prix ou les mesures incitatives.

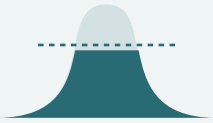
Des programmes de réponse à la demande pour les clients industriels existent depuis des décennies, permettant aux gros consommateurs d'énergie de réduire ou de décaler leur consommation d'électricité pendant les périodes de pointe en échange de tarifs d'électricité réduits. Cependant, des réseaux intelligents, associés aux nouvelles technologies énergétiques, comme les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les thermostats intelligents, élargissent le potentiel de flexibilité de la demande des plus petits consommateurs d'électricité. Ces nouvelles solutions permettent aux consommateurs, résidentiels et commerciaux, de modifier automatiquement leur consommation d'énergie en fonction des variations de prix ou d'autres signaux. Grâce aux nouvelles technologies, une augmentation substantielle de la flexibilité de la demande est possible, et les économies potentielles sont considérables.

2 Quels sont les avantages potentiels d'une demande plus flexible?

Cependant, des réseaux intelligents, associés aux nouvelles technologies énergétiques, comme les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les thermostats intelligents, élargissent le potentiel de flexibilité de la demande des plus petits consommateurs d'électricité. Cette section explique comment les stratégies de flexibilité peuvent favoriser un fonctionnement plus propre et plus efficace du réseau, et réduire ou retarder le besoin de modernisation des infrastructures. S'appuyant sur des exemples canadiens et internationaux, elle souligne les avantages économiques et de fiabilité considérables liés à l'accroissement de la flexibilité de la demande, notamment grâce aux technologies émergentes comme la recharge intelligente des véhicules électriques et les centrales électriques virtuelles.

Une demande flexible peut atténuer les pics de consommation

Une demande flexible peut réduire les pics en réduisant la consommation d'électricité aux heures de pointe (écrêtement des pics) ou en déplaçant la consommation d'électricité aux heures creuses (déplacement des charges des périodes de pointe).

Écrêtement des pics 	L'objectif de l'écrêtement des pics est de réduire la consommation d'électricité pendant les périodes de forte demande. Les appareils commandés par le service public, comme les thermostats intelligents et les chauffe-eaux à pompe à chaleur, peuvent être programmés pour consommer moins d'électricité pendant les périodes de pointe. Les clients bénéficient de coûts énergétiques réduits et peuvent également recevoir des mesures financières incitatives pour leur participation. Par exemple, Yukon Energy offre aux ménages des mesures financières incitatives pour participer à un programme de réponse à la demande de thermostats intelligents qui permet à la société de services publics de réduire temporairement la consommation d'électricité pour le chauffage pendant les périodes de forte demande (Yukon Energy Corporation, 2025).
Déplacement des charges des périodes de pointe	L'objectif du déplacement des charges des périodes de pointe est de déplacer la consommation d'électricité des périodes de pointe vers les périodes de faible demande. Par exemple, les bornes de recharge intelligentes pour véhicules électriques peuvent adapter les temps de charge en fonction de l'état du réseau, réduisant ainsi la pression pendant les heures de pointe tout en garantissant la recharge des véhicules lorsque cela est nécessaire. La tarification différenciée selon l'heure peut également inciter les consommateurs à recharger leurs véhicules ou à utiliser leurs appareils électroménagers pendant les heures creuses.

Alors que la demande en électricité continue d'augmenter et d'exercer une pression sur les infrastructures existantes, la flexibilité de la demande peut être déployée plus rapidement que la nouvelle génération et le nouveau transport

Alors que la demande en électricité continue d'augmenter et d'exercer une pression sur les infrastructures existantes, la flexibilité de la demande peut être déployée plus rapidement que la nouvelle génération et le nouveau transport, offrant un soulagement immédiat et permettant de gagner du temps pour la construction de nouvelles capacités de production.

Les mesures traditionnelles de gestion de la demande, telles que l'efficacité énergétique, contribuent depuis longtemps à la réduction de la demande de pointe en diminuant la consommation globale. Ces mesures restent importantes et peuvent être mises en œuvre conjointement avec une demande flexible distribuée, notamment grâce aux technologies capables de décaler ou de réduire la consommation en fonction de l'état du réseau.

Des études suggèrent qu'une demande flexible pourrait réduire considérablement les coûts des systèmes électriques

À l'échelle mondiale, de plus en plus d'éléments attestent des avantages importants découlant de l'augmentation d'une demande flexible. En Australie, une modélisation commandée par l'Agence australienne des énergies renouvelables (ARENA) a estimé le bénéfice net d'une flexibilité accrue de la demande entre 8 et 18 milliards de dollars, ce bénéfice augmentant avec la part des énergies renouvelables (Briggs et coll. 2024). Aux États-Unis, un rapport du Brattle Group estime que le potentiel de flexibilité du réseau électrique de l'État de New York en 2040 est plus de six fois supérieur à sa capacité actuelle, ce qui équivaut à environ 25 % de la demande de pointe nette du système en 2040. Atteindre ce niveau de flexibilité du réseau d'ici 2040 pourrait permettre d'éviter près de 3 milliards de dollars par an en coûts de réseau électrique, dont une grande partie pourrait servir à rémunérer les participants, une partie conservée en économies pour tous les contributeurs (Hledik et coll., 2025). De même, une étude du Brattle Group sur le potentiel de réponse à la demande au Colorado a révélé un potentiel de réponse à la demande hivernale rentable de 537 MW en 2030, soit environ le double de la capacité existante en 2022, date de publication du rapport (Hledik et coll. 2022).

Un cas d'utilisation important de la demande flexible est dans le secteur du bâtiment, où une part croissante de la recharge à domicile et du chauffage/climatisation électrique peut engendrer des tensions sur les réseaux électriques locaux et de grande envergure. Le Rocky Mountain Institute (RMI) estime que, dans le seul secteur résidentiel, la généralisation de la flexibilité de la demande pourrait permettre d'économiser de 10 à 15 % sur les coûts potentiels du réseau, et aux consommateurs de réduire leur facture d'électricité de 10 à 40 % (Dyson et coll. 2015). Le RMI estime que la demande résidentielle flexible peut permettre d'éviter 9 milliards de dollars par an en coûts d'investissement prévus dans le réseau aux États-Unis, soit plus de 10 % des besoins nationaux totaux, et 4 milliards de dollars supplémentaires par an en coûts de production d'énergie et de services auxiliaires. L'analyse de deux appareils, la climatisation et le chauffe-eau domestique, montre qu'environ 8 % de la demande de pointe aux États-Unis pourrait être réduite tout en maintenant le confort et la qualité du service (Dyson et coll. 2015).

Parmi les diverses solutions de flexibilité, les centrales électriques virtuelles (CEV) sont apparues comme un outil de réduction de la demande en période de pointe et d'économies de coûts. Une CEV désigne un ensemble de charges flexibles et de ressources énergétiques distribuées (RÉD) fonctionnant comme une seule et même grande centrale électrique (VP3 2023). En orchestrant la réponse en temps réel de nombreux petits actifs distribués, les CEV peuvent fournir des services de réseau traditionnellement assurés par la production centralisée, sans nécessiter de nouvelles infrastructures physiques.

Des études américaines ont démontré que le déploiement de 80 à 160 GW de CEV d'ici 2030 (soit l'équivalent de 10 à 20 % de la demande de pointe aux États-Unis) permettrait de soutenir une croissance rapide de la demande tout en réduisant les coûts globaux du réseau (DOE 2025). D'ici 2030, les CEV pourraient réduire la demande de pointe aux États-Unis de 60 GW, et potentiellement de plus de 200 GW d'ici 2050. De plus, une étude récente de RMI a révélé que les CEV peuvent contribuer à réduire les dépenses annuelles du secteur de l'énergie de 17 milliards de dollars en 2030 et compenser ou couvrir 14 % de la demande de pointe d'électricité aux États-Unis en 2050 (Brehm et coll. 2023).

Par ailleurs, un rapport du Brattle Group réalisé pour Google a révélé qu'un déploiement de CEV de 60 GW pourrait répondre aux besoins futurs en ressources à un coût net inférieur de 15 à 35 milliards de dollars à celui des autres options au cours de la prochaine décennie (Hledik et coll., 2023). En Californie, plus de 7 500 MW de capacité de CEV pourraient être déployés de manière rentable d'ici 2035, une capacité supérieure à celle de la plus grande centrale électrique de Californie et à la demande de pointe totale du réseau de Los Angeles. Cela pourrait entraîner des économies pour les consommateurs d'environ 550 M$ par an d'ici 2035 (Hledik et coll., 2024).

Un déploiement rapide de ces ressources est prévu aux États-Unis. Actuellement, le Département de l'Énergie des États-Unis s'est fixé un objectif ambitieux de 160 GW pour le déploiement des énergies renouvelables distribuées (RÉD). Un récent rapport de Wood Mackenzie prévoit que les États-Unis ajouteront 217 GW de capacité RÉD d'ici 2028, dépassant largement cet objectif (Martucci, 2024). Les ressources flexibles devraient représenter environ 50 % de cette capacité, le reste étant constitué par l'énergie solaire distribuée et le stockage d'énergie (Martucci, 2024).

Bien que moins de recherches spécifiques à la demande flexible aient été publiées au Canada, les études existantes soulignent un fort potentiel

Les provinces canadiennes commencent à s'intéresser aux avantages potentiels que les interventions sur la demande peuvent apporter au réseau. En voici quelques exemples :

- En **Ontario**, une étude de 2022 a révélé que les ressources énergétiques distribuées (RÉD), notamment la gestion de la demande, offrent une capacité rentable suffisante pour répondre, voire dépasser, les augmentations prévues de la demande d'électricité dans divers scénarios futurs (Dunsky 2022a). En tenant compte des conditions réelles, le rapport conclut que le potentiel réalisable des RÉD peut satisfaire une part importante des besoins énergétiques de la province, soit de 5 à 14 % de la demande de pointe estivale d'ici 2032 (Dunsky, 2022a).
- À l'**Île-du-Prince-Édouard**, les économies totales réalisables grâce à la gestion de la demande varient de 11 à 31 MW, ce qui représente entre 3,1 et 8,8 % du pic de demande d'électricité prévu pour 2030 (Dunsky 2021). Les solutions axées sur la gestion de la demande pourraient s'avérer particulièrement précieuses à l'Île-du-Prince-Édouard, compte tenu de l'intégration croissante des énergies renouvelables dans cette petite province et de sa capacité de production locale limitée.
- En **Nouvelle-Écosse**, une étude conjointe sur l'efficacité énergétique et la réponse à la demande potentielle a révélé que le potentiel total de gestion de la demande de pointe, rentable, est d'environ 80 MW d'ici 2027, et se stabilise autour de 70 MW à partir de 2035. On estime que le contrôle direct de la charge et la tarification en période de pointe critiques jouent le rôle le plus important (Navigant, 2019).
- Le gouvernement du **Manitoba** a évalué le potentiel du marché des programmes de gestion de la demande d'électricité et des véhicules électriques en 2022. Les résultats ont servi de base à une étude plus vaste sur la gestion de la demande, mais les données relatives à la gestion de la demande ne sont pas accessibles au public (Dunsky 2022b).

Bien que les études mentionnées ci-dessus offrent un aperçu précieux du potentiel technique et économique d'une demande flexible dans les provinces canadiennes, elles n'en explorent probablement que la surface. Des travaux supplémentaires sont en cours au niveau des services publics et des collectivités, et une grande partie de ces travaux n'est peut-être pas encore accessible au public.

Outre les travaux menés à l'échelle provinciale, de nombreux services publics et entreprises de distribution locaux explorent activement des solutions axées sur la demande par le biais de la planification interne, de partenariats axés sur des projets ou de programmes pilotes préliminaires. Cependant, les renseignements tirés de ces efforts demeurent souvent confidentiels ou non publiés. À mesure que l'intérêt pour la demande flexible continue de croître, une transparence et une diffusion accrues des résultats seront essentielles pour mieux comprendre sa valeur systémique et sa capacité d'adaptation aux différents contextes provinciaux.

Comment une demande flexible peut réduire vos factures d'électricité

PARTICIPANT BENEFITS:

- ✓ **Réduction des factures d'électricité :** Les clients qui utilisent des technologies de gestion de la demande (GD), comme les thermostats intelligents, l'éclairage automatisé et les programmes de réponse à la demande, contribuent à décaler leur consommation d'électricité vers les heures creuses ou à optimiser leur consommation d'énergie. En réduisant la demande de pointe, les services publics évitent les mises à niveau coûteuses des infrastructures (p. ex., nouvelles centrales électriques ou lignes de transport). Ces économies de coûts sont transmises aux consommateurs par une baisse progressive des tarifs d'électricité.
- ✓ **Mesures incitatives :** Les clients participant aux programmes de gestion de la demande peuvent recevoir des primes incitatives, en plus des économies d'énergie liées à une consommation d'électricité plus intelligente. Ces réductions de la demande sont bénéfiques pour le réseau électrique, car elles limitent le recours à une production d'électricité de pointe coûteuse et préviennent la congestion du réseau.
- ✓ **Évitement des primes de puissance et tarifs différenciés selon les heures de consommation :** Les entreprises utilisant des systèmes de gestion de l'énergie (SGE) peuvent optimiser leur consommation et réduire leurs frais généraux en évitant les primes de puissance coûteuses. Les gros consommateurs d'électricité paient généralement une prime de puissance basée sur la quantité d'électricité consommée pendant les périodes de pointe. Il est donc particulièrement important pour eux de gérer leur consommation de pointe, et pas seulement leur consommation totale, afin d'optimiser leurs factures d'électricité. L'adoption de la gestion de la demande aide les entreprises à atteindre leurs objectifs de neutralité carbone, à améliorer leurs performances en matière de développement durable et à se conformer aux exigences environnementales, sociales et de gouvernance (ESG).

RATEPAYER BENEFITS: Avantages pour les consommateurs : Une demande flexible permet d'éviter ou de reporter les mises à niveau du réseau, ce qui réduit les coûts d'exploitation globaux du réseau. Par conséquent, même ceux qui choisissent de ne pas adopter ou participer à la gestion de la demande ou à d'autres programmes de gestion de la demande favorisant la flexibilité peuvent bénéficier de factures moins élevées. En fin de compte, les avantages d'un ensemble d'investissements plus rentables dans le réseau profitent à tous les consommateurs.

2.2 Une demande flexible peut s'avérer particulièrement utile pour les réseaux de distribution et contribuer à ajourner, voire à éviter, des mises à niveau coûteuses des infrastructures locales

Avec l'accélération de l'électrification, les réseaux de distribution locaux sont soumis à une pression croissante. Grâce à l'écrêtement des pics de consommation et au déplacement des charges des périodes de pointe, les ressources flexibles peuvent contribuer à ajourner ou à éviter les mises à niveau traditionnelles des infrastructures de distribution, comme les transformateurs, les lignes d'alimentation et les sous-stations.

Par exemple, en Saskatchewan, une étude conjointe menée par SaskPower et l'Université de Regina a démontré que la recharge contrôlée des véhicules électriques permettait de maintenir la demande de pointe dans les limites de capacité des transformateurs, tandis qu'une recharge non contrôlée faisait grimper la demande à 244 % de la capacité nominale. (El-Hendawi et coll. 2025).

Des études menées par les services publics du monde entier révèlent également un potentiel important et agissent en conséquence :

- Aux **États-Unis**, Con Edison, une société locale de distribution d'électricité située à Brooklyn, dans l'État de New York, a reçu l'approbation des autorités de régulation pour investir jusqu'à 200 millions de dollars dans des ressources côté demande, afin d'éviter une modernisation de sous-station d'un coût d'un milliard de dollars. (New York State Public Service Commission 2014, Walton 2016). En 2024, le projet fonctionnait bien en deçà du budget.
- Au **Royaume-Uni** , les projections montrent qu'une recharge non contrôlée de 10 millions de VE augmenterait la demande de pointe du soir de 3 GW d'ici 2035, mais seulement de 0,5 GW avec une recharge intelligente (AER 2018).
- En **Chine**, le gouvernement s'est fixé pour objectif que 60 % des recharges de véhicules électriques s'effectuent en dehors des heures de pointe d'ici 2025, en commençant par cinq villes pilotes (NDRC 2023).

Au-delà des économies réalisées, les solutions de gestion de la demande offrent des avantages concrets pour accélérer le raccordement des clients dans les zones difficiles d'accès. Ces solutions peuvent souvent être déployées plus rapidement et alléger la pression sur les budgets d'investissement, les effectifs et les chaînes d'approvisionnement des services publics, notamment face à une croissance rapide de la charge. Les services publics conjoints de l'État de New York recommandent des délais de seulement 18 à 24 mois pour les projets de gestion de la demande dont le coût se situe entre 300 000 et 1 million de dollars, soit bien moins que pour les déploiements d'infrastructures classiques (Frick et coll. 2021, Hrab et coll., 2024).

3 Où en sommes-nous avec la mise en œuvre de la gestion flexible de la demande au Canada?

Le Canada a commencé à utiliser davantage de ressources du côté de la demande, mais les progrès sont inégaux et bien en deçà du potentiel. Certaines provinces, comme l'Ontario, la Colombie-Britannique, le Québec et la Nouvelle-Écosse, font des progrès grâce à des cadres actualisés et à des programmes ciblés. Cette section examine les progrès réalisés, les lacunes qui subsistent et les enjeux d'un déploiement toujours aussi lent.

Des progrès significatifs dans certaines juridictions

Bien que le rythme général d'adoption soit lent, certaines initiatives encourageantes ont été mises en place dans certaines provinces. Les efforts déployés dans quelques provinces méritent d'être soulignés :

ONTARIO

En janvier 2025, le gouvernement de l'Ontario a annoncé un nouveau cadre de 12 ans pour la gestion flexible de la demande d'électricité, et la SIERE a publié un plan de programme qui précise un objectif d'économies d'énergie de 4,6 TWh, un objectif d'économies sur la demande de pointe de 900 MW et un budget de 1,8 milliard de dollars pour les trois premières années du nouveau cadre, soit de 2025 à 2027. (SIERE 2025b).

Le cadre de gestion flexible de la demande comprend une grande variété de programmes, notamment des programmes de réponse à la demande pour les petites et les grandes charges.

L'un des programmes les plus réussis est le programme Peak Perks de la SIERE, qui a permis d'inscrire plus de 200 000 résidents de l'Ontario et d'atteindre une réduction de la demande de pointe d'une heure estimée à 187 MW durant l'été 2024. Depuis, le programme a pris de l'ampleur et devait permettre une réduction de la demande de pointe de plus de 200 MW durant l'été 2025 (SIERE 2025c). Les résultats du programme Peak Perks ont dépassé les attentes et celui-ci a récemment été élargi aux petites entreprises (SIERE 2024a).

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) prend également des mesures au niveau du réseau de distribution. En 2024, la CEO a mis en place un cadre d'évaluation coûts-avantages (OEB 2024a). Ce cadre comprend un test obligatoire pour les investissements dans le réseau de distribution de plus de 2 millions de dollars, exigeant que les projets d'infrastructure soient évalués par rapport à des solutions autres que les lignes électriques, comme les solutions de gestion de la demande.

COLOMBIE-BRITANNIQUE

En Colombie-Britannique, des mesures récentes ont été prises, notamment des modifications législatives à la Loi sur l'énergie propre (Gouvernement de la Colombie-Britannique, 2022), afin d'obliger BC Hydro à envisager des solutions axées sur la demande et à élaborer et présenter annuellement des plans de gestion de la demande (p. ex., BC Hydro, 2024a). Le Plan d'efficacité énergétique 2024 de BC Hydro prévoyait des économies de capacité de 400 MW grâce aux programmes d'adaptation de la demande et à la tarification en fonction des heures d'utilisation d'ici 2030 (BC Hydro 2025b). Ces plans, initialement axés sur l'efficacité énergétique, intègrent de plus en plus de mesures de gestion de la demande.

BC Hydro privilégie le déploiement local de la flexibilité de la demande, afin de pallier les contraintes du réseau de distribution, en commençant par les zones à forte valeur ajoutée (BC Hydro 2020). En Colombie-Britannique, les initiatives de gestion de la demande comprennent des incitatifs pour réduire la consommation en réponse à une alerte avant les périodes de pointe. Plus de 130 000 clients y participent depuis 2022. De plus, des incitatifs accrus encouragent l'installation de batteries, de bornes de recharge pour véhicules électriques et d'autres appareils intelligents. (BC Hydro 2025c). BC Hydro applique également une approche géographique ciblée pour utiliser les ressources de gestion de la demande comme solution de rechange aux infrastructures de réseau, afin de reporter ou de compenser les réinvestissements qui seraient autrement nécessaires dans des lignes d'alimentation et des sous-stations spécifiques (BC Hydro 2025b).

En Colombie-Britannique, ces initiatives passent du stade d'études pilotes à une pratique plus générale d'étude des solutions de rechange axées sur la demande (BC Hydro, 2022). Récemment, BC Hydro a également annoncé un service résidentiel basé sur un programme de production virtuelle (BC Hydro 2025a).

QUÉBEC

Le Québec a commencé à intégrer la flexibilité de la demande à sa stratégie globale visant à répondre à la demande croissante d'électricité et à soutenir la décarbonation. Hydro-Québec a lancé Hilo, un service complet de gestion intelligente de l'énergie à domicile, qui permet aux clients résidentiels de réduire leur consommation d'électricité durant les périodes de pointe hivernales en inscrivant des thermostats intelligents, des bornes de recharge pour véhicules électriques et d'autres appareils connectés à des programmes de réponse automatisée à la demande. Les clients sont récompensés pour leur participation, avec des paiements moyens de 205 $ durant la saison hivernale 2024-2025 (Hydro-Québec 2025a).

Parallèlement, Hydro-Québec a mis en place des structures tarifaires à variation temporelle, comme le tarif Flex D, qui incitent les clients résidentiels à décaler leur consommation en dehors des heures de pointe grâce à des tarifs réduits pendant la majeure partie de la saison hivernale et à des prix plus élevés lors des pics de demande (Hydro-Québec 2025b). Ces programmes sont complétés par des projets pilotes de tarification dynamique, qui ont démontré des réductions de la demande de pointe pouvant atteindre 22 % lors des épisodes hivernaux (Sergici 2024). Pour la seule saison 2024-2025, plus de 400 000 ménages ont participé à Hilo ou à ces régimes tarifaires, contribuant à une capacité flexible combinée de 2 330 MW (Hydro-Québec 2025a).

Les récentes évolutions politiques ont renforcé l'intégration de la flexibilité de la demande dans la planification à long terme du Québec. Le projet de loi n° 69, entré en vigueur en juin 2025, impose un plan intégré de gestion des ressources énergétiques sur 25 ans et simplifie les processus réglementaires, afin de soutenir les projets de transition énergétique, notamment les ressources liées à la gestion de la demande (Rolland et coll. 2024). S'appuyant sur ces fondements politiques, le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec prévoit une initiative d'efficacité énergétique de 10 milliards de dollars visant à réduire la consommation d'électricité de 10 %. Le plan comprend la distribution de plus d'un million de thermostats intelligents et des mesures financières incitatives pour les technologies efficaces (energynews 2025). Ces initiatives devraient doubler les économies d'énergie des consommateurs et libérer 3 500 MW de capacité du réseau, réaffirmant ainsi l'engagement du Québec à tirer parti des ressources côté demande, notamment la gestion de la demande qui permet une flexibilité accrue, en tant qu'outil essentiel pour la fiabilité et la décarbonation.

NOUVELLE-ÉCOSSE

En Nouvelle-Écosse, Efficiency Nova Scotia opère en tant que service public dédié à l'efficacité énergétique depuis 2009, avec des objectifs de réduction de la demande imposés et supervisés par l'organisme provincial de réglementation. La gestion de la demande est considérée comme une ressource à part entière du réseau, et le Plan intégré des ressources (PIR) 2020 de Nova Scotia Power prévoyait le déploiement d'une capacité de gestion de la demande de 81 MW d'ici 2045 (EfficiencyOne 2022). En 2024, le programme EfficiencyOne a permis de réaliser 172,8 GWh d'économies d'électricité et 30,7 MW d'économies sur la demande, dépassant ainsi leurs objectifs respectifs (EfficiencyOne, 2025).

En collaboration avec Nova Scotia Power et d'autres partenaires, Efficiency Nova Scotia développe activement son portefeuille de services de gestion de la demande. En 2023, l'exploitant a obtenu une capacité de 2,4 MW des services de gestion de la demande, qui est passée à 8,1 MW en 2024 (EfficiencyOne, 2025). Le cycle actuel du programme de gestion de la demande (2023-2025) vise une capacité de 17,9 MW d'ici 2025, dont 7,1 MW provenant du programme résidentiel EcoShift (p. ex. : contrôle des batteries, gestion comportementale de la demande, tarification de pointe, recharge intelligente des véhicules électriques) et 10,7 MW provenant du programme Smart Synergy destiné aux entreprises, aux organismes sans but lucratif et aux institutions (p. ex. ,réduction de la consommation, contrôle direct de la charge, tarification de pointe critique) (EfficiencyOne 2022). Ces efforts visent à contribuer à la gestion de la demande croissante d'électricité tout en favorisant la transition énergétique de la province vers un modèle plus propre (ClearResult 2024).

MANITOBA

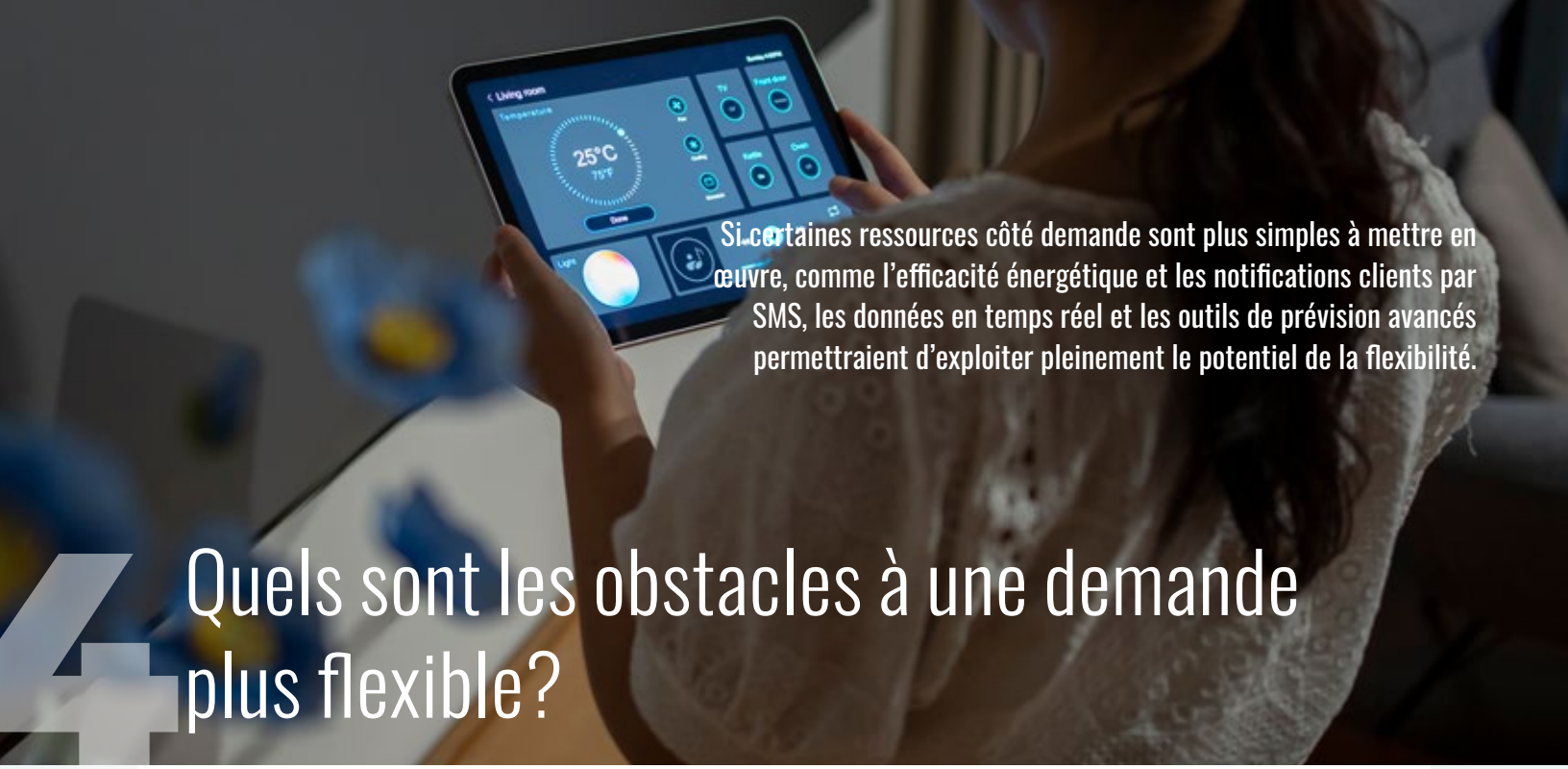
En 2025-2026, Efficiency Manitoba, en étroite collaboration avec Manitoba Hydro, commence à piloter des offres d'adaptation de la demande sur le marché. Les deux travaillent actuellement au lancement d'un projet pilote de réduction de la consommation pour les secteurs commercial et industriel, ainsi que d'un projet pilote de thermostat résidentiel intelligent (Efficiency Manitoba 2025). La nouvelle stratégie de carboneutralité du Manitoba promet d'accroître les économies d'énergie grâce à de nouveaux programmes de gestion de la demande et à une électrification bénéfique (Gouvernement du Manitoba, 2025)

Les solutions de gestion flexible de la demande sont sous-utilisées au Canada

Bien que des études aient démontré un potentiel technologique prometteur, leur déploiement réel demeure faible. Par exemple, une étude de Dunsky, menée en 2022, a révélé qu'en raison des mesures incitatives et de la structure en vigueur à l'époque, l'Ontario pourrait se priver de jusqu'à 2,8 GW de

capacité estivale économiquement viable provenant des ressources côté demande d'ici 2032, des ressources qui pourraient contribuer à réduire la demande de pointe et les coûts globaux du réseau (Dunsky 2022a). Des études menées à l'Île-du-Prince-Édouard et en Nouvelle-Écosse confirment cette tendance : bien que les évaluations démontrent d'importantes possibilités rentables d'amélioration de l'efficacité et de la gestion de la demande, leur adoption reste limitée (Dunsky 2021, Navigant 2019).

Cette situation entraîne un sous-déploiement des ressources côté demande, malgré l'efficacité prouvée des programmes de gestion de la demande (GD) qui permettent une demande flexible et qui améliorent la fiabilité du réseau. Si cet écart persiste, les provinces risquent de manquer une occasion de maintenir les tarifs bas, d'améliorer la fiabilité et de décarboner le secteur de manière rentable. L'accélération du déploiement des technologies de GD permettra d'éviter la surcapacité et de garantir que les consommateurs bénéficient pleinement des avantages escomptés.



Si certaines ressources côté demande sont plus simples à mettre en œuvre, comme l'efficacité énergétique et les notifications clients par SMS, les données en temps réel et les outils de prévision avancés permettraient d'exploiter pleinement le potentiel de la flexibilité.

4 Quels sont les obstacles à une demande plus flexible?

L'adoption d'une demande flexible au Canada se heurte à des obstacles persistants. Les limitations du réseau, le manque de mesures incitatives et la reconnaissance insuffisante de la gestion de la demande comme ressource essentielle ont ralenti les progrès. Cette section décrit les freins au déploiement d'une demande flexible et son incapacité à libérer les niveaux nécessaires à son plein potentiel.

Les réseaux d'électricité n'ont pas été conçus pour une participation décentralisée

À l'origine, les réseaux d'électricité du Canada ont été conçus, construits et réglementés selon un flux d'électricité unidirectionnel : l'électricité est produite par de grandes centrales centralisées, transportée puis distribuée aux utilisateurs finaux au moyen de fils et de poteaux. Ce système centralisé est conçu pour que les ressources de production répondent à la demande, et non pour que la demande des consommateurs varie en temps réel en fonction de l'état du réseau (Powell et coll., 2024).

La transition vers une flexibilité généralisée du réseau électrique exige des ajustements opérationnels, technologiques et commerciaux. La coordination est un enjeu majeur. Rendre la demande des consommateurs plus flexible et réactive aux conditions du réseau nécessite une circulation accrue de l'information et des modifications en fonction de cette information provenant de divers consommateurs et acteurs, tels que les distributeurs d'électricité, les planificateurs de réseau et les entreprises, ce qui complexifie la mise en œuvre.

L'intégration de nouvelles technologies au système d'exploitation pose également des défis pour les gestionnaires de réseau. Différents systèmes, appareils et logiciels, issus de technologies telles que les thermostats intelligents, les bornes de recharge pour véhicules électriques et le stockage distribué, ne communiquent et n'échangent pas nécessairement l'information de manière fluide et efficace. Ce manque de normes d'interopérabilité ajoute une complexité supplémentaire à l'intégration de ces technologies aux systèmes de commande des services publics (Trabish 2024). Si certaines ressources côté demande sont plus simples à mettre en œuvre, comme l'efficacité énergétique et les notifications clients par SMS, les données en temps réel et les outils de prévision avancés permettraient d'exploiter pleinement le potentiel de la flexibilité.

Les structures incitatives existantes ne récompensent pas la pleine valeur de la flexibilité de la demande

La réglementation actuelle des services publics et les structures de mesures incitatives qu'elle crée n'ont pas été conçues en tenant compte de la flexibilité de la demande. Bien que la flexibilité de la demande puisse générer de multiples sources de valeur, notamment la fiabilité du réseau, l'évitement des coûts liés à la modernisation du réseau de distribution et à la nouvelle production d'électricité, ainsi que la réduction des émissions, ces avantages ne sont pas encore pleinement intégrés aux cadres réglementaires et commerciaux actuels. Par conséquent, la valeur systémique totale de la flexibilité de la demande demeure sous-estimée tant par les services publics que par les planificateurs de réseau.

Dans la plupart des provinces et territoires canadiens, les services publics réglementés sont autorisés à rentabiliser leurs dépenses en capital, comme les nouvelles infrastructures, mais les programmes de gestion de la demande sont généralement considérés comme des charges d'exploitation. Ce traitement comptable, bien que non appliqué universellement, peut réduire l'attrait financier des investissements dans la gestion de la demande, même s'ils représentent la solution la plus rentable. Un rapport de Guidehouse évaluant les cadres réglementaires des services publics a révélé que cette structure de mesures incitatives a conduit à une aversion pour le risque en matière de modernisation des réseaux électriques (Guidehouse, 2020).

L'hétérogénéité des cadres réglementaires à travers le pays ajoute une couche supplémentaire de complexité à la planification et à la détermination de la compensation appropriée pour une plus grande flexibilité de la demande. Dans certaines provinces, les budgets de gestion de la demande sont alloués par les gouvernements selon des mécanismes distincts plutôt que par les organismes de réglementation (p. ex., en Colombie-Britannique), ce qui engendre des objectifs et des processus de planification parallèles, voire parfois concurrents. Dans d'autres cas, les flux de valeur liés à la flexibilité de la demande franchissent les frontières juridictionnelles, par exemple entre les réseaux de transport et de distribution réglementés et les secteurs de production déréglementés (comme en Alberta), ce qui complique l'attribution et la compensation uniformes des avantages à l'échelle du réseau.

Le problème de mauvais alignement des mesures incitatives s'étend également aux utilisateurs finaux. Les ménages et les entreprises qui reportent la recharge de leurs véhicules électriques aux heures creuses ou installent des thermostats intelligents contribuent aux avantages systémiques, comme l'évitement des pics de consommation, la réduction des coûts d'infrastructure et la diminution des émissions pour tous, mais ne sont souvent indemnisés que pour une petite partie de la valeur qu'ils créent. L'étude du Groupe Brattle sur le potentiel de flexibilité du réseau électrique de l'État de New York a identifié la complexité des programmes et la difficulté à monétiser pleinement la flexibilité du réseau comme un obstacle majeur au déploiement des ressources flexibles (Hledik et coll. 2025).

Enfin, les signaux de prix à la consommation demeurent faibles dans de nombreuses provinces. La tarification variable dans le temps, les mesures incitatives pour la gestion de la demande et d'autres mesures incitatives pourraient contribuer à adapter le comportement des consommateurs aux besoins du réseau, mais ces outils sont déployés de façon incohérente. Pour libérer le plein potentiel de la flexibilité de la demande, il faudra des réformes qui non seulement clarifient les chaînes de valeurs associées à cette flexibilité, mais aussi harmonisent les mesures incitatives des organismes de réglementation, des services publics et des clients au sein des juridictions.

Les risques perçus et les obstacles à l'approvisionnement nuisent à l'intégration de la flexibilité de la demande dans la planification des ressources

La gestion flexible de la demande est souvent considérée comme un outil complémentaire plutôt que comme une ressource principale du réseau, principalement parce qu'elle n'a pas été largement démontrée à grande échelle et qu'elle nécessite l'adoption par les clients, indépendamment du contrôle direct des services publics. Certaines juridictions, comme la Colombie-Britannique et la Nouvelle-Écosse, disposent de mécanismes visant à garantir que la gestion flexible de la demande (GFD) rentable soit considérée comme une ressource. Toutefois, même dans ces régions, le cadre existant n'a pas encore permis d'exploiter pleinement le potentiel des ressources liées à la gestion flexible de la demande.

Dans la plupart des provinces, la GFD est intégrée aux cadres de planification intégrée des ressources (PIR), mais elle est souvent traitée comme une réduction passive de la charge prévue plutôt que comme une ressource active du réseau. Cela limite les investissements, la priorité de planification et l'accès au marché dont bénéficie la GFD par rapport à l'approvisionnement conventionnel. Des études ont cependant démontré que la GFD peut offrir des avantages de capacité similaires à ceux des autres sources d'approvisionnement. Par exemple, une étude du Brattle Group a modélisé la rentabilité d'une centrale virtuelle résidentielle pour un réseau électrique représentatif en 2030 et a conclu qu'elle pouvait fonctionner aussi efficacement qu'un générateur de gaz et une batterie utilitaire, pour 40 à 60 % du coût, sans compter les avantages sociétaux (Hledik et coll. 2023).

De plus, les juridictions qui estiment les économies de capacité réalisées grâce à la gestion de la demande sous-estiment souvent leur potentiel en raison de lacunes méthodologiques, d'évaluations obsolètes des coûts évités et du recours au coût total des ressources pour exclure certaines mesures (Haley et coll. 2025). Lorsque les programmes de gestion de la demande qui permettent une flexibilité de la demande dépassent largement les attentes, comme l'a récemment démontré l'Ontario, cela confirme que la ressource est probablement sous-estimée. En l'absence de méthodes d'évaluation adéquates et de mécanismes d'incitation, la gestion de la demande demeure marginalisée dans les décisions de planification et d'investissement, ce qui entraînera vraisemblablement une sous-utilisation persistante.

Les organismes de réglementation, les planificateurs de réseau et les services publics privilégient la fiabilité et la prévisibilité à juste titre : ils ont pour mandat de garantir des investissements prudents au nom des consommateurs et un service fiable (Guidehouse, 2020). La perception de la gestion de la demande comme un investissement moins fiable découle en partie de l'incertitude quant à son calendrier et à son ampleur. Même pour la gestion de la demande traditionnelle, qui dispose de mécanismes comptables établis et de plusieurs décennies de performance éprouvée, les services publics hésitent à se fier à son rendement. Par exemple, dans son plus récent plan intégré des ressources, Manitoba Hydro fait remarquer :

> *L'un des principaux points à considérer concernant les mesures d'efficacité énergétique en tant qu'option d'approvisionnement est que, même avec la réglementation et la législation, la réalisation de réductions de consommation d'énergie dépend des actions des consommateurs. Le potentiel d'économies d'énergie utilisé par Manitoba Hydro est estimé par Efficiency Manitoba et repose sur diverses hypothèses, notamment le développement technologique, la consommation et les économies d'énergie anticipées des consommateurs, ainsi que les projections des coûts du marché. De ce fait, l'incertitude entourant les économies attendues des mesures d'efficacité énergétique est fondamentalement différente de l'incertitude et du risque associés aux formes traditionnelles d'approvisionnement en ressources (Manitoba Hydro 2023).*

Malgré les avantages démontrés, les obstacles techniques, économiques et réglementaires actuels freinent le déploiement à grande échelle de la GD.

Contrairement aux centrales électriques pilotables, qui peuvent être mises en marche et arrêtées à volonté, la gestion de la demande (GD) repose sur la participation volontaire des clients, ce qui rend sa disponibilité moins prévisible pour les planificateurs de réseau. Par exemple, les programmes de réponse à la demande dépendent de l'adoption des technologies par les clients et de leur participation volontaire, ce qui rend leur envergure, leur taux d'adoption et leur réactivité moins prévisibles que la production pilotable d'électricité en l'absence de données de rendement à long terme et à grande échelle. Cela a conduit à des stratégies d'adoption prudentes, où la GD est utilisée dans des projets pilotes, mais n'est pas pleinement intégrée aux cadres de planification de la capacité ou d'adéquation des ressources.

Un rapport récent d'Efficacité Canada a révélé qu'aucun service public au Canada ne traite les ressources côté demande de la même manière que les options côté offre dans ses processus de planification (Haley et coll. 2025). Il est à noter qu'aucun service public n'a rendu l'ensemble des ressources de gestion de la demande disponibles comme paramètres sélectionnables dans les modèles de planification de la capacité à long terme.

Le contexte politique et réglementaire joue un rôle crucial dans la viabilité financière de la mise en œuvre de la gestion de la demande. Bien que les organismes de réglementation aient pour mission de protéger les consommateurs, ils sont également responsables de permettre aux services publics d'obtenir des rendements équitables, essentiels pour attirer les investissements, financer leur dette et assurer leur stabilité financière à long terme. Lorsque les organismes de réglementation décident quelles dépenses peuvent être incluses dans la base tarifaire, ils considèrent l'équité envers les contributeurs et les services publics.

Les décisions des organismes de réglementation concernant l'approbation des investissements dans la gestion de la demande varient à travers le pays. En Alberta, les organismes de réglementation ont hésité à inclure le coût des investissements dans la gestion de la demande dans les tarifs. Un récent rapport de l'Institut Pembina indique que trois des quatre services publics de distribution de l'Alberta ont inclus la gestion de la demande dans leurs demandes tarifaires de 2023, mais qu'à l'exception d'un projet pilote de bornes de recharge pour véhicules électriques, l'organisme de réglementation a rejeté leurs demandes (Hyde et coll. 2025). À l'inverse, les organismes de réglementation de la Colombie-Britannique et de l'Ontario ont activement encouragé les investissements dans la gestion de la demande (GD), appuyés par des objectifs politiques gouvernementaux plus larges liés à l'efficacité énergétique et à la décarbonation du réseau.

Malgré les avantages démontrés, les obstacles techniques, économiques et réglementaires actuels freinent le déploiement à grande échelle de la GD. Face à l'impératif croissant de réduire les pics de consommation, le rôle et le potentiel de la GD prendront encore plus d'importance, et les provinces dont le cadre réglementaire est insuffisant risquent de passer à côté d'une ressource viable et rentable.

5 Comment la flexibilité de la demande pourrait-elle atteindre son plein potentiel?

Pour ce faire, une action coordonnée entre les gouvernements, les organismes de réglementation, les services publics et les consommateurs sera nécessaire. Cette section présente quatre leviers de déploiement à grande échelle : la modernisation des réglementations et de la planification provinciales, une juste compensation pour les adoptants, l'augmentation des investissements publics et la possibilité pour des tiers de participer. Ensemble, ces actions peuvent contribuer à généraliser la flexibilité de la demande, à valoriser le réseau, à réduire les coûts et à accélérer la transition vers les énergies propres.

Des réformes provinciales de la réglementation des services publics et de la planification du réseau énergétique pourraient aider les entreprises de services publics et les autres intervenants à tirer profit de la flexibilité de la demande

Une meilleure coordination et une plus grande clarté des rôles au sein des provinces parmi les services publics, les planificateurs de réseau et les organismes de réglementation pourraient les aider à agir ensemble pour valoriser la flexibilité de la demande. Lorsque la flexibilité de la demande profite aux consommateurs, mais que les règles actuelles, notamment la façon dont les services publics peuvent générer un taux de rendement sur investissement, ne la rendent pas rentable pour eux ou pour les autres acteurs du réseau électrique, ce décalage exige d'être corrigé.

Dans certains cas, les mandats des organismes de réglementation pourraient nécessiter des clarifications ou un renforcement, afin de mieux les positionner pour adopter des règles incitant les services publics ou les autres acteurs à déployer des ressources de flexibilité de la demande lorsqu'il s'agit de l'option la plus rentable pour les consommateurs. Cela pourrait se traduire par un recours accru aux mesures incitatives fondées sur le rendement, des réformes qui contribuent à aligner les mesures incitatives pour les services publics sur des résultats comme l'efficacité énergétique, la réduction des pics de consommation ou l'atténuation des émissions. L'Alberta, par exemple, a mis en œuvre une forme de réglementation axée sur le rendement pour les services de distribution, et l'Ontario étudie actuellement des mécanismes semblables au moyen de consultations publiques (AUC 2023, OEB 2025).

Les décideurs provinciaux peuvent également habiliter les organismes de réglementation à exiger que les services publics prennent en compte des solutions de rechange aux réseaux de distribution lors des processus de planification. Par exemple, le Code du réseau de distribution de la Commission de l'énergie de l'Ontario exige désormais que les services publics effectuent une analyse coûts-avantages des solutions de rechange aux réseaux de distribution pour tout investissement de plus de 2 millions de

dollars dans ce réseau. Il s'agit d'une étape importante pour intégrer la gestion de la demande dans la planification de base des services publics (CÉO 2024b).

Dans les marchés déréglementés comme l'Alberta et, dans une certaine mesure, l'Ontario, les gouvernements provinciaux peuvent aider les organismes de réglementation à définir clairement les rôles et les responsabilités liés au déploiement des ressources de gestion de la demande flexibles et, plus largement, à la gestion de la demande. L'Alberta est actuellement la seule province canadienne sans gestion de la demande par les services publics, ce qui entraîne une moindre stabilité et une fragmentation des programmes gouvernementaux d'efficacité énergétique et de rénovation (Hyde et coll. 2025).

Les gouvernements provinciaux peuvent également doter les planificateurs de réseau et les services publics des capacités de planification, des outils d'analyse et de l'accès aux données nécessaires pour identifier les endroits où la flexibilité de la demande peut générer le plus de valeur. Une analyse coûts-avantages rigoureuse, des feuilles de route énergétiques à long terme et des processus de planification intégrés améliorés peuvent appuyer cette démarche. La mise à disposition de renseignements de haute qualité dans toute la chaîne de valeur de l'électricité peut aider à démontrer l'analyse de rentabilité de la flexibilité de la demande, orientant ainsi vers des décisions d'investissement et de coordination plus judicieuses.

Au niveau de la distribution, les services publics peuvent démontrer la valeur potentielle des ressources flexibles en se concentrant d'abord sur les emplacements à forte valeur ajoutée, tels que les transformateurs et les lignes d'alimentation surchargés. En ciblant ces zones restreintes, les services publics peuvent mesurer et mettre en valeur toute la gamme des avantages, des économies de coûts à la fiabilité du réseau, rendus possibles par la flexibilité de la demande. Cette approche géolocalisée s'est avérée efficace pour démontrer comment une demande flexible peut contribuer à reporter, voire à éviter, des mises à niveau coûteuses du réseau de distribution. Par exemple, en 2020, Xcel Energy du Minnesota et le Center for Energy and Environment ont mis en œuvre un programme pilote géolocalisé de réponse à la demande visant à reporter la reconfiguration d'un nouveau transformateur et d'une ligne d'alimentation. Le programme a atteint ses objectifs en matière d'efficacité énergétique et de réduction de la demande, éliminant ainsi la nécessité de mise à niveau initialement prévue des infrastructures (Frick et coll. 2021).

Les décideurs provinciaux, les services publics et les organismes de réglementation peuvent élaborer de nouvelles manières de rémunérer les clients participants pour la valeur qu'ils apportent au réseau

Un meilleur alignement entre les avantages au niveau du réseau et les mesures incitatives pour les consommateurs favoriserait une adoption plus généralisée des ressources de flexibilité de la demande.

Les mesures incitatives individuelles devraient être proportionnelles aux avantages que les participants côté de la demande apportent au réseau. Les participants potentiels devraient être en mesure de voir clairement les avantages directs que leur participation leur procure. Si le retour sur investissement financier ou la commodité ne compensent pas les coûts et les efforts requis, l'adoption restera limitée. Or, de nombreuses structures de marché provinciales ne tiennent pas pleinement compte de la valeur ajoutée ni ne fournissent de plateforme pour récompenser l'adoption d'une demande flexible.

Outre des mesures incitatives financières adéquates, la clarté et la simplicité de l'expérience de participation sont essentielles. Par exemple, des chercheurs des universités de Calgary et de Stanford ont mené une expérience sur le terrain auprès de clients résidentiels d'électricité, afin d'évaluer l'impact de la facilité de participation sur l'efficacité du programme, en comparant la réponse à la demande

Des plans, des objectifs et des feuilles de route énergétiques plus clairs et plus cohérents, qui explicitent la nécessité et les avantages des ressources de gestion d'une demande flexible, peuvent s'avérer utiles.

initiée par les services publics à celle initiée par le client. Pour les ménages où la réponse à la demande était initiée par le service public, l'action était effectuée à distance, sans aucune action de la part du ménage. Dans le groupe où l'initiative venait des ménages, le participant appuyait sur un bouton d'une application pour déclencher une action de gestion de la demande. Les ménages ayant pris l'initiative du fournisseur d'énergie ont réduit leur consommation de 26 % en moyenne, tandis que ceux ayant pris l'initiative de leur propre chef ne l'ont réduite que de 5 %, ce qui démontre l'impact que la conception du programme peut avoir sur son adoption (Bailey et coll., 2024).

La participation des consommateurs peut également être assurée par des tarifs variables dans le temps et d'autres systèmes de tarification, qui doivent offrir des avantages financiers adéquats et être suffisamment simples pour attirer les participants. Une tarification intelligente peut inciter les clients à réduire leur consommation d'électricité pendant les périodes de pointe. Cependant, dans certaines régions où les compteurs intelligents ne sont pas largement déployés, les clients ne disposent pas des outils et des données nécessaires pour participer à la tarification en fonction des heures de pointe ou aux programmes de gestion de la demande.

En fin de compte, il est essentiel d'affiner les programmes et les systèmes de tarification, afin de simplifier les options offertes aux clients et d'intégrer pleinement la valeur de la flexibilité du réseau pour accroître cette flexibilité (Hledik et coll., 2025).

Tous les ordres de gouvernement peuvent revoir à la hausse leurs ambitions en matière de flexibilité de la demande, que ce soit au niveau des objectifs, de la planification du réseau ou du financement

La création d'un réseau d'avenir qui profite à l'ensemble de la population fait partie intégrante du projet de modernisation des infrastructures énergétiques, dans lequel l'investissement public peut jouer un rôle constructif. En 2024, le Conseil consultatif canadien de l'électricité a conseillé au gouvernement fédéral d'accorder la priorité au soutien de la gestion de la demande en recentrant le financement vers des solutions côté demande comme l'efficacité énergétique, la flexibilité de la demande et la modernisation du réseau (RNCan 2024).

Les décideurs politiques peuvent accélérer le changement dans le secteur de l'électricité en instaurant une stabilité politique quant au déploiement des ressources de gestion de la demande flexible, parallèlement à d'autres investissements axés sur la demande. Si l'intégration de la réglementation insuffisante et que la gestion de la demande dépend des budgets gouvernementaux, la volatilité des priorités politiques peut engendrer des cycles d'expansion et de récession. Les systèmes de réglementation ont tendance à être plus résilients aux changements politiques, offrant ainsi une base stable pour une mise en œuvre rentable et durable. Idéalement, une approche mixte pourrait être nécessaire pour allier rapidité de déploiement et pérennité réglementaire.

Des plans, des objectifs et des feuilles de route énergétiques plus clairs et plus cohérents, qui explicitent la nécessité et les avantages des ressources de gestion d'une demande flexible, peuvent s'avérer utiles. La Loi sur l'énergie propre de la Colombie-Britannique, par exemple, exige déjà que BC Hydro prenne

en compte les solutions axées sur la demande, élabore des plans de gestion de la demande et en rende compte annuellement (Gouvernement de la Colombie-Britannique, 2022). Plusieurs provinces, dont le Manitoba, le Québec, l'Île-du-Prince-Édouard et le Nouveau-Brunswick, ont imposé des objectifs d'économies d'énergie, afin d'encourager l'action et de faciliter l'adoption de la gestion de la demande, notamment la gestion de la demande flexible (Efficacité Canada, 2025).

Un soutien gouvernemental ciblé peut faciliter la pérennisation des projets pilotes. Suite aux premiers succès et aux estimations revues à la hausse des prévisions de charge, le gouvernement de l'Ontario a augmenté le budget du Cadre de conservation et de gestion de la demande 2021-2024, le portant de 692 millions de dollars à 1 milliard de dollars (SIERE 2024b). Le nouveau cadre de gestion de la demande d'électricité de l'Ontario élargit considérablement la gestion de la demande dans la province grâce à un budget de 10,9 milliards de dollars sur 12 ans.

Les programmes peuvent également être conçus en tenant compte de leur évolutivité. Le programme Peak Smart Home du Yukon a débuté comme un projet de démonstration de l'adaptation de la demande résidentielle, financé par le Programme de réseau intelligent du gouvernement fédéral au cours des hivers 2020 et 2021 (Yukon Energy Corporation 2024, RNCan 2021). Fort de son succès, le programme Peak Smart Home est devenu un pilier permanent et les utilisateurs peuvent désormais bénéficier de remises sur l'achat et l'installation de thermostats et de chauffe-eau admissibles. Le volet Réseaux électriques intelligents dans le cadre du Programme d'innovation énergétique du gouvernement du Canada s'inscrit dans cette perspective, en mettant l'accent sur le soutien aux innovations technologiques, commerciales et réglementaires qui lèvent les obstacles à la généralisation des projets pilotes à l'échelle du réseau (RNCan 2025).

La participation de tiers pourrait alléger le fardeau administratif et favoriser le partage des connaissances

Les exploitants tiers peuvent jouer un rôle dans l'avancement de la flexibilité de la demande qui regroupe les avantages de plusieurs utilisateurs, comme les centrales électriques virtuelles.

Des tiers spécialisés dans les ressources de demande flexible pourraient faciliter la communication entre les fournisseurs d'énergie, les organismes de réglementation et les consommateurs. Des structures plus entrepreneuriales seraient mieux placées pour faciliter la communication, concevoir des programmes novateurs et partager les enseignements tirés. Ce faisant, elles peuvent améliorer le service client et réduire les coûts grâce à des offres compétitives. Récemment, EnergyHub, fournisseur de services de demande flexible, s'est associé à FLO Chargers pour aider les fournisseurs d'énergie nord-américains à étendre leur participation aux programmes de gestion de la demande de recharge pour véhicules électriques (EnergyHub 2025).

L'évolution du paysage des technologies émergentes et la sous-utilisation des ressources flexibles de la demande offrent un terrain fertile à l'innovation commerciale et à l'arrivée de nouveaux acteurs sur le marché. Par exemple, BluWave-ai a récemment établi un partenariat avec Hydro Ottawa pour offrir les premières interventions de gestion de la demande pilotées par l'IA au Canada, auprès de plusieurs constructeurs de véhicules électriques. Cette initiative illustre comment des tiers trouvent de nouvelles façons de mutualiser les ressources flexibles de la demande et de soutenir l'exploitation des services publics (BluWave-ai 2024). Cependant, nombre d'entre eux se heurtent encore à d'importantes barrières à l'entrée et à l'information, ainsi qu'à des mécanismes de rémunération flous, ce qui limite la croissance du marché. Ils peuvent également être confrontés à des restrictions réglementaires les empêchant de participer à la fourniture de services d'électricité.

Néanmoins, lorsque la participation de tiers est autorisée, des programmes pilotes ont démontré leur potentiel dans l'administration de programmes de gestion de la demande (GD) permettant une flexibilité de la demande. Par exemple, la SIERE de l'Ontario s'est associée avec succès à EnergyHub pour mettre en œuvre le programme Peak Perks, qui a permis d'atteindre des niveaux élevés d'engagement de la clientèle (EnergyHub 2024). De même, Alectra, une entreprise de distribution locale, a mis à l'essai une approche axée sur le marché dans le cadre de laquelle les agrégateurs et les participants directs se sont affrontés lors d'enchères locales de capacité, avec des plafonds de prix basés sur les coûts des investissements traditionnels dans les infrastructures. Les soumissionnaires retenus ont obtenu des contrats d'Alectra. Le projet pilote a dépassé les objectifs, s'est avéré techniquement et économiquement viable et n'a soulevé aucun problème opérationnel. Cependant, il a également révélé des limites systémiques, telles que l'inaccessibilité des chaînes de valeur, qui continuent d'entraver les efforts visant à accéder à des ressources flexibles de la demande à grande échelle dans le cadre des structures réglementaires actuelles (SIERE 2024c).

Conclusion

L'évolution du réseau électrique canadien, marquée par la hausse de la demande de pointe, l'accélération de l'électrification et la complexité croissante du système, présente à la fois des défis et des possibilités. La flexibilité de la demande offre une solution rentable et évolutive pour réduire la pression sur le réseau, améliorer sa fiabilité et maîtriser ses coûts. Pour exploiter pleinement son potentiel, il faudra modifier les politiques, notamment en matière de réglementation, en favorisant une meilleure incitation et en coordonnant les actions des gouvernements, des services publics et des acteurs du marché. Tirer parti de ce potentiel inexploité permettra de bâtir un réseau électrique plus propre, plus intelligent et plus abordable.

Glossaire

Centrales électriques virtuelles (CEV)
Regroupement intégré au réseau de nombreuses RÉD individuelles qui fonctionnent comme une unité coordonnée, comme s'il s'agissait d'une seule centrale électrique de plus grande taille. (VP3)

Flexibilité de la demande
Capacité des charges côté demande à modifier leur profil/ de consommation à l'échelle horaire ou autre. (Berkeley Lab)

Gestion de la demande (GD)
La gestion de la demande comprend des programmes et des stratégies visant à aider les particuliers et les entreprises à réduire le gaspillage d'énergie et à consommer de l'énergie aux moments les plus propices pour le réseau. (Efficité énergétique Canada)

Infrastructure de mesurage avancée (IMA)
Un système intégré de compteurs intelligents, de systèmes de gestion de données et de réseaux de communication qui permet un flux bidirectionnel d'information entre les fournisseurs d'énergie et les compteurs des clients. (Électricité Canada)

Réponse à la demande (RP)
Il s'agit d'équilibrer la demande sur les réseaux électriques en incitant les consommateurs à décaler leur consommation d'électricité vers les périodes de plus grande disponibilité ou de moindre demande, généralement au moyen de prix ou de mesures monétaires incitatives. (IEA)

Réseau électrique intelligent
Un ensemble de technologies qui facilitent la circulation de l'information, afin que le fournisseur d'électricité puisse distribuer et gérer l'électricité de manière plus économique et plus efficace. (Électricité Canada)

Ressources côté demande (RCD)
Les ressources côté demande répondent aux besoins en ressources en réduisant la charge, ce qui diminue le besoin de production supplémentaire. Généralement, ces ressources résultent de l'une des deux méthodes de réduction de la charge suivantes : l'efficacité énergétique ou la gestion de la demande. (Département de l'Énergie des États-Unis)

Ressources énergétiques distribuées (RÉD)
Les ressources énergétiques distribuées désignent les ressources énergétiques directement connectées au réseau de distribution d'électricité, ou indirectement connectées en aval du compteur du client, et qui produisent, stockent ou contrôlent la charge énergétique (Dunsky). Les mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique sont exclues de la définition des RÉD parce que leur rendement n'est pas variable dynamiquement. (SIERE)

Solutions alternatives sans fil
Solutions permettant de différer ou d'éviter la nécessité de moderniser les réseaux de transport ou de distribution traditionnels. (SIERE)

Références

AER (Aurora Energy Research). 2018. *The E-Mobility Revolution: Impact of Electric Vehicles on the GB Power System and Emerging Utility Business Models*. Aurora Energy Research. 23 janvier. https://www.zemo.org.uk/assets/reports/The-e-mobility-revolution-impact-of-electric-vehicles-on-the-GB-power-system-Tuesday-23-January-2018.pdf

AESO (Alberta Electric System Operator). 2024. *2024 Long-term Outlook*. AESO. Mai. https://www.aeso.ca/assets/Uploads/grid/lto/2024/2024-LTO-Report-Final.pdf

AIE (Agence internationale de l'énergie). 2024. *World Energy Outlook 2024*. AIE. Octobre. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024

AUC (Alberta Utilities Commission). 2023. « *AUC Issues Third-generation Performance-based Regulation Decision*. » 4 octobre. https://www.auc.ab.ca/the-auc-issues-third-generation-performance-based-regulation-decision/

Bailey, Megan, David P. Brown, Blake Shaffer et Frank A. Wolak. 2024. « *Centralized vs. Decentralized Demand Response: Evidence from a Field Experiment*. » Mai. https://fawolak.org/pdf/Centralized_vs_Decentralized_paper-6-5-2024.pdf

BC Hydro (British Columbia Hydro and Power Authority). 2020. « *BC Hydro to Explore Load Reductions at Gloucester Industrial Park*. » *BC Hydro News & Features*, 11 mars. https://www.bchydro.com/work-with-us/alliance/news-features/gloucester-load-reduction.html

BC Hydro (British Columbia Hydro and Power Authority). 2022. « *Special Bonus Incentive Offers for 2022*. » *BC Hydro News & Features*, 7 juin. https://www.bchydro.com/work-with-us/alliance/news-features/bonus-incentive-offers.html

BC Hydro (British Columbia Hydro and Power Authority). 2024a. *Report on Demand-side Management Activities for Fiscal 2024*. BC Hydro. 15 juillet. https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/regulatory-filings/reports/2024-07-15-bchydro-dsm-f24-annual-report.pdf

BC Hydro (British Columbia Hydro and Power Authority). 2024b. *Power Smarter: Enhancing Energy Efficiency to Support British Columbians*. BC Hydro https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/electrification/report-energy-efficiency-plan.pdf

BC Hydro (British Columbia Hydro and Power Authority). 2025a. « *BC Hydro Debuts Advanced Virtual Power Plant Project in B.C. Homes*. » *Communiqué de presse de BC Hydro*, 15 mai. https://www.bchydro.com/news/press_centre/news_releases/2025/virutal-power-plant.html

BC Hydro (British Columbia Hydro and Power Authority). 2025b. « *Report on Demand-side Management Activities for Fiscal 2025.* » BC Hydro. 11 juillet. https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/regulatory-filings/reports/2025-07-11-f2025-dsm-activities-report.pdf

BC Hydro (British Columbia Hydro and Power Authority). 2025c. « *Peak Performance: BC Hydro Customers can Earn More by Using Less When it Matters Most. » Communiqué de presse de BC Hydro,* 22 septembre. https://www.bchydro.com/news/press_centre/news_releases/2025/peak-performance.html#:~:text=Peak%20Saver%20is%20a%20voluntary,-customers%20to%20reduce%20their%20usage

BluWave-ai. 2024. « *BluWave-ai termine le premier événement canadien de réponse à la demande de plusieurs OEM de VE piloté par IA pour soutenir le système électrique d'Hydro Ottawa*. » BluWave-ai. 30 octobre. https://www.bluwave-ai.com/blog/bluwave-ai-completes-canadas-first-ai-driven-multiple-ev-oem-demand-response-events-to-support-electrical-system-at-hydro-ottawa

Brehm, Kevin, Avery McEvoy, Connor Usry et Mark Dyson. 2023. *Virtual Power Plants, Real Benefits*. RMI, janvier 2023. https://rmi.org/insight/virtual-power-plants-real-benefits/

Briggs, Chris, David Roche et Ibrahim Ibrahim. 2024. *Flexible Demand – The Current State of Play in Australia*. Sydney: Institute for Sustainable Futures, University of Technology Sydney. https://arena.gov.au/assets/2024/06/UTS-Flexible-Demand-State-of-Play-in-Aust-Report.pdf

Camus Energy. 2025. « *VEC and Camus Demonstrate Transformer-constrained DER Management*. » *Camus Energy Blog*, 20 avril. https://www.camus.energy/blog/vec-and-camus-demonstrate-transformer-constrained-der-management

CEO (Commission de l'énergie de l'Ontario). 2024a. *Benefit-cost Analysis Framework for Addressing Electricity System Needs*. Toronto : Commission de l'énergie de l'Ontario. https://www.oeb.ca/sites/default/files/OEB_BCA_Framework_FINAL-AODA.pdf

CEO (Commission de l'énergie de l'Ontario). 2025. « Advancing Performance-based Rate Regulation. » 27 mai. https://engagewithus.oeb.ca/advancing_pbr

CEO (Commission de l'énergie de l'Ontario). 2024b. *Non-wires Solutions Guidelines for Electricity Distributors (EB-2024-0118)*. Commission de l'énergie de l'Ontario. https://www.oeb.ca/sites/default/files/uploads/documents/regulatory-codes/2024-03/OEB_2024%20NWS%20Guidelines_20240328.pdf

CleaResult. 2024. *Nova Scotia Utilities Collaborate to Manage Peak Load Through Demand Response*. 13 novembre. https://www.clearesult.com/insights/nova-scotia-utilities-collaborate-through-demand-response

Commission de la fonction publique de l'État de New York. 2014. *Petition of Consolidated Edison Company of New York, Inc. for Approval of Brooklyn/Queens Demand Management Program (Case 14-E-0302)*. Albany : Commission de la fonction publique de la NYS. https://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterCaseNo=14-E-0302

DiGangi, Diana. 2025. « Solar and Battery Storage Will Lead New Generation in 2025: EIA. » *Utility Dive*, 24 février. https://www.utilitydive.com/news/solar-and-battery-storage-will-lead-new-generation-in-2025-eia/740742/

Dion, Jason, Caroline Lee, Anna Kanduth, Christiana Guertin, et Dale Beugin. 2022. *Volte-face : Comment alimenter un Canada carboneutre*. Institut Climatique du Canada. Mai. https://institutclimatique.ca/reports/volte-face/

DOE (Département de l'Énergie des États-Unis). 2025. *Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants 2025 Update*. Washington, DC : Département de l'Énergie des États-Unis. https://www.smartenergydecisions.com/wp-content/uploads/2025/04/liftoff_doe_virtualpowerplants2025update.pdf

Dunsky (Dunsky Energy + Climate Advisors). 2021. *Prince Edward Island Energy Efficiency Potential Study: A Comprehensive Assessment of Energy Efficiency and Demand Response Opportunities 2021–2030 (Volume I: Final Results)*. Commission de la réglementation et des appels de l'île (IRAC). https://irac.pe.ca/wp-content/uploads/PEI-Potential-Study-Final-Report-Volume-I-.pdf

Dunsky (Dunsky Energy + Climate Advisors). 2022a. *Ontario's Distributed Energy Resources (DER) Potential Study: Volume I – Results & Recommendations*. Préparé pour l'exploitant indépendant du réseau d'électricité. Dunsky Energy + Climate Advisors. 28 septembre. https://dunsky.com/wp-content/uploads/DER-potential-study-IESO-Dunsky-Vol1.pdf

Dunsky Energy + Climate Advisors. 2022b. *Efficiency Manitoba 15-year Market Potential Study*. Préparé pour Efficacité Manitoba. Efficacité Manitoba. https://efficiencymb.ca/wp-content/uploads/Efficiency-Manitoba-15-year-Market-Potential-Study.pdf

Dyson, Mark, Jesse Morris et Peter Bronski. 2015. *The Economics of Demand Flexibility: How "Flexiwatts" Create Quantifiable Value for Customers and the Grid*. Rocky Mountain Institute. https://rmi.org/insight/the-economics-of-demand-flexibility/

Efficiency Canada. 2025. « Long-Term Energy Efficiency Targets. » *Policy Tracking System*. https://database.efficiency-canada.org/policy/energy-efficiency-programs/energy-savings-targets

EfficiencyOne. 2022. *2023-2025 Demand Side Management Plan*. 11 mars. https://www.efficiencyone.ca/2023-2025-demand-side-management-plan/

EfficiencyOne. 2025. *2024 Annual Report: Transforming the Way People Use Energy*. EfficiencyOne. https://ens-efficiency-one-prod-offload-647701102377-ca-central-1.s3.ca-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2025/04/23161459/2024-EfficiencyOne-Annual-Report.pdf

Efficiency Manitoba. 2025. *Annual Business Plan: Fiscal Year 2025–26*. Efficiency Manitoba. https://efficiencymb.ca/annual-business-plan-fy-2025-26/

El-Hendawi, Mohamed, Darcy Kozoriz, James Fick Zhanle Wang, Raman Paranjape, Shea Pederson et Zhanle Wang. *Impact of Electric Vehicles Charging on Urban Residential Power Distribution Networks*. 16 avril. http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4796664

Électricité Canada. 2025a. *L'électricité est essentielle : L'état de l'industrie canadienne de l'électricité 2025*. https://www.electricite.ca/promotion-des-interets/electricity-is-essential-the-state-of-the-canadian-electricity-industry-2025/#:~:text=Le%20rapport%20L%E2%80%99C%3A9lectricit%C3%A9%20est%20essentielle%20%3A%20L%E2%80%99C%3A9tat%20de,recommandations%20concr%C3%A8tes%20pour%20aller%20de%20l%E2%80%99avant%20et%20investir

Électricité Canada. 2025b. « Glossaire ». Notes de cours pour *Les notions fondamentales de l'électricité au Canada*. https://www.electricity.ca/programs/electricity-fundamentals-in-canada/

EnergyHub. 2024. « *Ontario IESO VPP Case Study*. » https://415845.fs1.hubspotusercontent-na1.net/hubfs/415845/Fact%20sheets/Ontario%20IESO%20VPP%20case%20study_10.24.pdf

EnergyHub. 2025. « *EnergyHub and FLO Partner to Help Utilities Manage EV Charging Load*. » *EnergyHub*. 13 mai. https://www.energyhub.com/news/energyhub-and-flo-partner-to-help-utilities-manage-ev-charging-load

energynews. 2024. « Hydro-Québec Launches a $10G Energy Efficiency Plan by 2035. » *Energy News Pro*, 12 juin. https://energynews.pro/en/hydro-quebec-launches-a-10-g-energy-efficiency-plan-by-2035

Frick, Natalie Mims, Ben Shapiro, Lisa C. Schwartz, Nichole Hanus, Snuller Price. 2021. *Locational Value of Distributed Energy Resources*. Berkeley, CA : Lawrence Berkeley National Laboratory. 8 février. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_locational_value_der_2021_02_08.pdf

Gouvernement de la Colombie-Britannique. 2022. *Energy Utility Demand-side Management (DSM)*. Gouvernement de la Colombie-Britannique. https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/electricity-alternative-energy/energy-efficiency-conservation/policy-regulations/demand-side-management

Gouvernement du Manitoba. 2025. *Manitoba's Path to Net Zero: Guided by the Spirit of Manoomin*. Gouvernement du Manitoba. https://www.manitoba.ca/asset_library/en/netzero/mb-path-to-net-zero.pdf

Guidehouse. 2020. *Navigating Barriers to Utility Investment in Grid Modernization*. Préparé pour Ressources naturelles Canada. Gouvernement du Canada. 1er octobre. https://natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/emmc/pdf/Navigating%20Barriers%20to%20Utility%20Investment%20in%20Grid%20Modernization_FINAL_EN.pdf

Haley, Brendan, James Gaede et Alyssa Nippard. 2024. *No Margin for Error: Aligning Utility Resource Planning with a Net-zero Future*. Efficiency Canada. Février. https://www.efficiencycanada.org/utility-report/

Hledik, Ryan, Akhilesh Ramakrishnan, Kate Peters, Ryan Nelson, et Xander Bartone. 2022. *Xcel Energy Colorado Demand Response Study: Opportunities in 2030*. Préparé pour Xcel Energy. Boston : The Brattle Group. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2022/09/Xcel-Energy-Colorado-Demand-Response-Study-Opportunities-in-2030.pdf

Hledik, Ryan et Kate Peters. 2023. *Real Reliability: The Value of Virtual Power*. Boston : The Brattle Group. Mai. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2023/04/Real-Reliability-The-Value-of-Virtual-Power_5.3.2023.pdf

Hledik, Ryan, Kate Peters et Sophie Edelman. 2024. *California's Virtual Power Potential: How Five Consumer Technologies Could Improve the State's Energy Affordability*. Préparé pour GridLab. Boston : The Brattle Group. Avril. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2024/04/Californias-Virtual-Power-Potential-How-Five-Consumer-Technologies-Could-Improve-the-States-Energy-Affordability.pdf

Hledik, Ryan, Akhilesh Ramakrishnan, Kate Peters, Sophie Edelman, et Alison Savage Brooks. 2025. *New York's Grid Flexibility Potential: Volume I – Summary Report*. Préparé pour la New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA) et le New York Department of Public Service (NY DPS). The Brattle Group. 5 février. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2025/02/New-Yorks-Grid-Flexibility-Potential-Volume-I-Summary-Report.pdf

Hrab, Roy et Sarah Simmons. Ontario Energy Association et Energy Storage Canada. 2024. *From Small to Mighty: Unlocking DERs to Meet Ontario's Electricity Needs*. Rapport préparé par Power Advisory LLC. Association de l'énergie de l'Ontario. 12 décembre. https://energyontario.ca/Files/OEA_ESC_From_Small_to_Mighty_Dec_2024.pdf

Hyde, Kari, Ceileigh McAllister et Emma Caramazza. 2025 *Beyond the Meter: Harnessing Demand-side Management to Power Alberta's Energy Future*. Institut Pembina. 15 octobre. https://www.pembina.org/pub/beyond-meter

Hydro-Québec. 2022. *Aperçu des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2022–2032*. Hydro-Québec. https://https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/portrait-ressources-energetiques.pdf

Hydro-Québec. 2025a. *Contribution collective – Résultats globaux* . Hydro-Québec. https://www.hydroquebec.com/residentiel/mieux-consommer/offres-pour-economiser-cet-hiver/bilan-contribution-collective/

Hydro-Québec. 2025b. *Taux Flex D*. Hydro-Québec. https://www.hydroquebec.com/residential/customer-space/rates/rate-flex-d.html

Laboratoire Berkeley (Lawrence Berkeley National Laboratory). 2025. *Flexibilité de la demande*. https://buildings.lbl.gov/demand-flexibility

Manitoba Hydro. 2023. *Appendix 2–New Resource Options*. Dans *2023 Integrated Resource Plan*. Manitoba Hydro https://www.hydro.mb.ca/docs/corporate/irp/irp-2023-a2-new-resource-options.pdf

Manitoba Hydro. 2025. *Our 2025 Integrated Resource Plan*. Manitoba Hydro. https://www.hydro.mb.ca/corporate/planning/

Martucci, Brian. 2024. « US to Add 217 GW of Distributed Energy Resource Capacity Through 2028, Wood Mackenzie Projects. » *Utility Dive*, 3 juillet. https://www.utilitydive.com/news/wood-mackenzie-sees-217-gw-new-distributed-energy-resources-2028/720581/

Navigant. 2019. « *Nova Scotia Energy Efficiency and Demand Response Potential Study for 2021-2045*. » Préparé pour l'EfficiencyOne. Reproduit à : https://uarb.novascotia.ca/fmi/webd/UARB15. Dossier M08929, Annexe N1. 14 août.

CNDR (Commission nationale du développement et de la réforme). 2024. *Implementation Opinions on Strengthening the Integration and Interaction of New Energy Vehicles and the Power Grid*. CNDRC https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202401/t20240104_1363096.html

NERC (North American Electric Reliability Corporation). 2024. *2024 Long-term Reliability Assessment*. NERC https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_Long%20Term%20Reliability%20Assessment_2024.pdf

Ness, Ryan. 2023. *Climate Damages Are Inflating the Costs of Living for Every Canadian*. Institut Climatique du Canada. Mai. https://institutclimatique.ca/les-dommages-climatiques-font-grimper-le-cout-de-la-vie-pour-tous-les-canadiens/.

Nova Scotia Power. 2024. *2024 10-year System Outlook*. Nova Scotia Power. 27 juin. https://www.nspower.ca/docs/default-source/monthly-reports/10-year-system-outlook-report.pdf?sfvrsn=d39bca29_64

RNCan (Ressources naturelles Canada). 2021. « *Programme de réseau intelligent d'infrastructure verte* » Gouvernement du Canada. Octobre. https://ressources-naturelles.canada.ca/financement-partenariats/programme-reseaux-intelligents?_gl=1*idbyuk*_ga*MTY5NjI5ODMwNi4xNzY1MTM1Nzg4*_ga_C2N57Y7DX5*czE3NjUxNDg0NzkkbzIkZzAkdDE3NjUxNDg0NzkkajYwJGwwJGgw

RNCan (Ressources naturelles Canada). 2024. « *L'avenir électrique du Canada : Un plan pour réussir la transition*. » Gouvernement du Canada. Mai. https://ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/l-avenir-electrique-canada-plan-reussir-transition?_gl=1*1cuekyo*_ga*MTY5NjI5ODMwNi4xNzY1MTM1Nzg4*_ga_C2N57Y7DX5*czE3NjUxNDg0NzkkbzIkZzEkdDE3NjUxNDg1MjQkajE1JGwwJGgw

RNCan (Ressources naturelles Canada). 2025. « *Programme d'innovation énergétique – Réseaux électriques intelligents* » https://ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/programme-innovation-energetique-reseaux-electriques-intelligents?_gl=1*3bduk9*_ga*MTY5NjI5ODMwNi4xNzY1MTM1Nzg4*_ga_C2N57Y7DX5*czE3NjUxNDg0NzkkbzIkZzEkdDE3NjUxNDg1ODEkajYwJGwwJGgw

Powell, Jadyn, Alex McCafferty-Leroux, Waleed Hilal, S. Andrew Gadsden. 2024. *Smart grids: A Comprehensive Survey of Challenges, Industry Applications, and Future Trends*. Energy Reports, Volume 11. Pages 5760 à 5785. Juin. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724003299

Rolland, Dominique, Patricia Larouche et Shannon Corbeil Bathurst. 2024. « Dépôt par le gouvernement du Québec du tant attendu projet de loi no. 69 afin de moderniser les lois en matière d'énergie ». *Stikeman Elliott Knowledge Hub*, 10 juin. https://stikeman.com/fr-ca/savoir/droit-canadien-energie/depot-gouv-quebec-attendu-loi-69-moderniser-lois-energie

Sergici, Sanem. 2024. *Retail Pricing: A Low-cost Approach to Load Flexibility*. Présenté lors du symposium New England Conference of Public Utilities Commissioners, 21 juin. https://www.necpuc.org/wp-content/uploads/2024/06/Sergici_NECPUC_06202024.pdf

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité). 2024a. *Making a Difference: Energy Efficiency in Ontario – CDM Results*. SIERE. https://www.ieso.ca/-/media/Files/SaveOnEnergy/CDM/2023-Energy-Efficiency-Annual-Report.pdf

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité). 2024b. « *2021–2024 Conservation and Demand Management Framework*. » Gouvernement de l'Ontario. https://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Energy-Efficiency/2021-2024-Conservation-and-Demand-Management-Framework

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité). 2024c. « *York Region Non-wires Alternatives Demonstration Project: Final Report*. » 23 juillet. https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/yrnwa/YRNWA-20240723-Final-Report.pdf

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité). 2025a. *2025 Annual Planning Outlook*. SIERE. https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/apo/2025/2025-Annual-Planning-Outlook.pdf

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité). 2025b. *2025–2027 Electricity Demand-side Management Program Plan Released*. SIERE. 23 janvier. https://ieso.ca/Sector-Participants/IESO-News/2025/01/2025-2027-Electricity-Demand-Side-Management-Program-Plan-Released

SIERE (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité). 2025c. *Peak Perks Program Reaches Milestone Enrolment*. SIERE. 16 janvier. https://www.ieso.ca/Sector-Participants/IESO-News/2025/01/Peak-Perks-Program-Reaches-Milestone-Enrollment

Trabish, Herman K. 2024. « *EPRI, Kraken Advance DER Interoperability Standards to Boost Virtual Power Plant Deployment*. » *Utility Dive*, 27 novembre. https://www.utilitydive.com/news/epri-kraken-advance-der-interoperability-standards-to-boost-virtual-power-plants/731437/

VP3 (Virtual Power Plant Partnership). 2023. *VP3 : Unlocking the 21st Century's Greatest Untapped Energy Resource*. https://vp3.io/

Walton, Robert. 2016. « *The Non-wire Alternative: ConEd's Brooklyn-Queens Pilot Rejects Traditional Grid Upgrades*. » *Utility Dive*, 3 août. https://www.utilitydive.com/news/the-non-wire-alternative-coneds-brooklyn-queens-pilot-rejects-traditional/423525/

Yukon Energy Corporation. 2023. *2023–24 General Rate Application*. Yukon Energy Corporation. Août. https://yukonenergy.ca/media/site_documents/YEC_2023-24_GRA_Application.pdf. Dépôt de demande de tarifs généraux 2023/24

Yukon Energy Corporation. 2024**.** *« Yukon Energy Launches New Version of Peak Smart Home. »* Yukon Energy Corporation. 4 décembre. https://yukonenergy.ca/about-us/news-events/yukon-energy-launches-new-version-of-peak-smart-home

Yukon Energy Corporation. 2025. *About Peak Smart* https://peaksmart.ca/be-peak-smart/about/