

# Surmonter les obstacles aux investissements des distributeurs dans la modernisation du réseau d'électricité

Rapport final

Préparé pour :



Natural Resources  
Canada

Ressources naturelles  
Canada

**Ressources naturelles Canada**

**Présenté par :**

Guidehouse Canada Ltd.  
100, rue King Ouest, bureau 4950  
Toronto (ON) M5X 1B1

416-777-2440  
guidehouse.com

N° de référence : 213651  
Le 1 octobre 2020

## Table des matières

<b>Résumé .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Introduction .....</b>	<b>5</b>
1.1 Leviers de transformation du secteur de l'électricité .....	5
1.2 Définition de la modernisation du réseau .....	9
1.3 Perspectives pour les distributeurs dans un réseau moderne .....	11
1.4 Transformation de l'industrie des télécommunications .....	13
<b>2. Obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité .....</b>	<b>19</b>
2.1 Obstacles .....	19
<b>3. Options possibles pour surmonter les obstacles .....</b>	<b>26</b>
3.1 Échelle des réponses stratégiques et réglementaires.....	26
3.1.1 Autres mécanismes de réglementation .....	29
3.2 Résumé des options possibles.....	36
<b>4. Conclusion .....</b>	<b>45</b>
<b>Annexe A. Analyse du contexte fédéral, provincial et territorial .....</b>	<b>47</b>

## Liste des acronymes

ACE	Association canadienne de l'électricité
AUC	Commission des services publics de l'Alberta
B2B	D'entreprise à entreprise
BCUC	Commission des services publics de la Colombie-Britannique
CEC	Compte d'épargne carbone
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CPUC	California Public Utilities Commission
CRRDE	Cadre de réglementation renouvelé pour les distributeurs d'électricité
CRTC	Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes
DPU	Department of Public Utilities
EE	Efficacité énergétique
EIMA	Energy Infrastructure Modernization Act
ERA	Emissions Reduction Alberta
ERD	Enquête sur le réseau de distribution
F et E	Fonctionnement et entretien
GAD	Gestion axée sur la demande
GES	Gaz à effet de serre
Guidehouse	Guidehouse Canada Ltd.
HQ	Hydro-Québec
ICA	Infrastructure de comptage amélioré
ICC	Illinois Commerce Commission
ICRISE	Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité
MRB	Mécanisme de rajustement des bénéfices
MRBP	Mécanisme de rajustement pour bénéfices perdus
MRR	Mécanisme de rajustement des produits
MW	Mégawatt
NYPSC	New York State Public Service Commission
PE	Protocole d'entente
PRD	Plan des ressources de distribution
PTP	Plans tarifaires pluriannuels
PUF	Public Utilities Fortnightly
RAR	Réglementation axée sur les résultats
R-D	Recherche et développement
RED	Ressources énergétiques distribuées

REV	Reforming the Energy Vision
RNCan	Ressources naturelles Canada
SAGD	Système avancé de gestion de la distribution
SCADA	Système de contrôle et d'acquisition de données
SGRED	Système de gestion des ressources énergétiques distribuées
SRSF	Solutions de rechange sans fil
VAR	Volt-ampère réactif

## **Avis de non-responsabilité**

Le présent rapport a été préparé par Guidehouse Canada Ltd. (Guidehouse) à l'intention d'un ministère du gouvernement fédéral canadien. Il repose sur le jugement professionnel de Guidehouse à la lumière des renseignements disponibles au moment de la rédaction.

Guidehouse n'est pas responsable de l'utilisation de ce rapport ou de toute décision fondée sur son contenu. **GUIDEHOUSE NE FAIT AUCUNE ASSERTION NI NE DONNE DE GARANTIE, EXPRESSE OU IMPLICITE, EN CE QUI CONCERNE LE CONTENU DU RAPPORT.** Les lecteurs de ce rapport assument toutes les responsabilités qui leur incombent ou qui incombent à leurs tiers, en raison de leur utilisation des données, des renseignements, des constatations et des opinions qui y sont présentés.

Ni le gouvernement canadien, ni ses organismes ou employés, ni ses entrepreneurs, sous-traitants ou les employés de ceux-ci, n'offrent une quelconque garantie, explicite ou implicite, ni n'assume aucune responsabilité légale quant à l'exactitude, l'exhaustivité ou l'utilité des renseignements, appareils, produits ou processus divulgués, ni ne déclare que son utilisation ne porterait pas atteinte aux droits de propriété privée. La mention de tout produit, processus ou service commercial par son appellation commerciale, fabricant ou autre, ne constitue pas nécessairement ni ne laisse entendre une approbation ou une recommandation du gouvernement canadien ou de l'un de ses organismes, entrepreneurs ou sous-traitants, ni une préférence de la part de ceux-ci. Les opinions et points de vue exprimés dans le présent document ne reflètent pas forcément ceux du gouvernement canadien ou de ses organismes.

## Résumé

Le virage actuel vers une énergie plus propre, décentralisée et intelligente bouleverse l'industrie de l'électricité. Cette transformation dynamique est induite par des tendances manifestes touchant l'ensemble du secteur, notamment l'importance accrue accordée aux changements climatiques, l'évolution des attentes des clients, les percées technologiques et l'innovation. Ces tendances donnent encore plus de poids à la nécessité de moderniser et de mieux intégrer le réseau de distribution d'électricité. Les principaux objectifs de ce document sont de cerner les obstacles aux investissements dans la modernisation du réseau et d'examiner les options possibles pour surmonter ces obstacles à l'aide d'exemples tirés de diverses administrations.

### Obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité

Les obstacles à la modernisation du réseau tournent autour de deux grands thèmes, qui sont renforcés par un modèle commercial conservateur fondé sur l'importance du taux de rendement pour la plupart des entreprises de services publics. Ces thèmes et les obstacles qui les caractérisent sont mis en contexte dans la figure suivante.



Figure ES 1 Sommaire des obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité

Le modèle traditionnel fondé sur le coût du service, que la plupart des administrations canadiennes utilisent pour régir sous une forme ou une autre la production et la distribution d'électricité, n'incite pas les entreprises de services publics à innover en réponse aux grandes perturbations du marché et aux percées technologiques. Les modèles de gestion misant sur le taux de rendement ne sont pas propices aux investissements dans des actifs autres que les infrastructures et les actifs faiblement ou non immobilisés. Ils ont tendance à décourager les dépenses de fonctionnement et d'entretien (F et E) au profit des dépenses en capital. Les solutions novatrices comme les logiciels-services infonuagiques et les actifs autres que les

infrastructures qui pourraient être utiles à la transformation sont généralement considérés comme des dépenses de F et E.

L'incertitude et le risque d'actifs délaissés l'enthousiasme des distributeurs d'énergie à investir dans la modernisation du réseau. La transition vers un réseau d'énergie propre, distribué, intelligent et sûr s'accompagne d'importants défis. Concilier le rythme des investissements avec le maintien d'une croissance à long terme et la résilience financière des distributeurs d'énergie prend une importance primordiale, d'autant plus que l'accent est mis sur la limitation des hausses tarifaires et la réponse aux besoins des clients.

De nombreux investissements dans les systèmes de distribution non traditionnels réduisent les dépenses en capital et augmentent les dépenses d'exploitation d'un service public, ce qui réduit les possibilités de revenus, car les bénéfices des services publics reposent largement sur le rendement des immobilisations. La réduction ou l'élimination des préjugés envers les dépenses en capital pourrait encourager les distributeurs d'énergie à opter pour les solutions les plus rentables, quel que soit le type de dépenses.

Les investissements dans la modernisation d'un réseau s'accompagnent généralement de toute une gamme d'avantages (p. ex. amélioration de la fiabilité et de l'efficacité, réduction de la consommation et des pertes d'énergie du système, report du renforcement traditionnel du réseau, accroissement de la productivité de la main-d'œuvre, réduction des émissions de carbone, etc.), et ce, dans les multiples segments de l'industrie (production, transport, distribution, utilisation finale et société). Par contre, les coûts de modernisation du réseau sont assumés de manière disproportionnée par le secteur de la distribution ou ses contribuables, et sont caractérisés par un profil risque-récompense peu attrayant par rapport aux actifs traditionnels.

Il est également difficile de quantifier à la fois l'ampleur et la chronologie des avantages, ainsi que les multiples chaînes de valeur qui pourraient résulter des investissements dans la modernisation du réseau. Le manque de données, en particulier sur les technologies de pointe, complique l'élaboration d'une analyse de rentabilité convaincante et l'évaluation des rendements attendus. Cette lacune nuit aussi à la ventilation des coûts et des bénéfices associés à l'aménagement de l'infrastructure de modernisation du réseau par classe de tarification.

Les décisions d'investissement relatives à la modernisation du réseau peuvent être nuancées et dynamiques, et les organismes de réglementation doivent garder en tête l'intérêt public. Cela représente un défi particulier dans les régions où l'électricité est utilisée comme source principale de chauffage dans de nombreuses maisons et entreprises (p. ex. au Nouveau-Brunswick). Les difficultés sont exacerbées en période de fort ralentissement économique lorsque les clients ont du mal à payer leurs factures d'électricité et que l'augmentation des tarifs énergétiques est reportée pour laisser les propriétaires de maisons et d'entreprises reprendre leur souffle. Si l'on tient compte des incertitudes liées à la quantification et à la chronologie des avantages associés à la modernisation du réseau, ainsi que du rythme de développement des nouvelles technologies, il devient encore plus difficile pour les organismes de réglementation et les distributeurs d'énergie de déterminer le meilleur moment pour investir dans un projet de modernisation du réseau sur leur territoire.

Enfin, la méconnaissance des réseaux intelligents, ou des réseaux contemporains de manière plus générale, par la population accroît le risque de confusion, de désinformation et d'opposition aux investissements dans la modernisation du réseau. Les clients sont sensibles au prix, mais

ils devront être mobilisés et informés de la nécessité de réinvestir massivement dans l'infrastructure vieillissante du réseau ou de la remplacer. Les avantages de la modernisation du réseau doivent être tangibles pour les clients, par exemple en leur offrant de nouveaux plans tarifaires, produits et services ou des outils qui les aideront à comprendre et à gérer leur consommation d'énergie. La mise à niveau des technologies et des actifs permettra aux clients et aux distributeurs d'énergie de tirer parti du rythme actuel des changements technologiques et des avantages qui en découlent.

On peut d'ailleurs s'inspirer des leçons tirées dans le domaine de l'efficacité énergétique. Depuis plusieurs décennies, des mécanismes d'incitation sont testés et mis à jour pour stimuler l'adoption des programmes de gestion axée sur la demande et investir dans ces programmes. Par la même occasion, ces incitatifs constituent une réponse à l'obstacle que représente la réduction des revenus des distributeurs d'énergie, qui proviennent de l'électricité vendue.

### **Options possibles pour surmonter les obstacles**






L'ampleur et le rythme de la réponse des administrations aux forces perturbatrices qui transforment le secteur varient en fonction des priorités, des enjeux stratégiques, de la situation politique et démographique, du type de marché et des structures de réglementation qui sont propres à chacune d'elles. Compte tenu de la diversité qui caractérise les provinces et les territoires au Canada, il n'existe pas de solution unique. Une stratégie adaptée à chaque région sera donc nécessaire pour surmonter les obstacles et tirer parti des possibilités qu'offre un réseau moderne sans occasionner de pertes économiques excessives dans un système d'actifs publics.

La mise à jour des cadres réglementaires et stratégiques pourrait permettre aux distributeurs d'énergie d'explorer des solutions et des modèles de gestion novateurs et non traditionnels, tout en protégeant les consommateurs et en leur faisant profiter des avantages d'un réseau moderne. La collaboration et les partenariats entre les intervenants pourraient aider à atténuer les risques et à équilibrer le rythme de modernisation du réseau.

Guidehouse résume les options possibles pour réduire les obstacles aux investissements décrits dans le cadre de cette étude sur la modernisation du réseau de distribution d'électricité.



**Tableau ES 1 : Options possibles pour surmonter les obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité**

Obstacles	Options possibles
	a) Harmoniser les cadres réglementaires pour encourager une refonte du modèle de revenu basé sur le coût du service, ce qui contribuerait à atteindre les objectifs d'intérêt public et de modernisation du réseau.
	b) Encourager les partenariats entre les distributeurs d'énergie et le secteur privé afin de limiter les risques pour les contribuables et de maximiser la valeur pour les clients, tout en favorisant l'innovation et les rendements potentiels pour les investisseurs.
	c) Élaborer des lignes directrices plus stratégiques et détaillées sur le processus de proposition, d'examen, d'approbation et de surveillance des investissements dans la modernisation du réseau.
	d) Produire des données et des méthodes normalisées pour mieux caractériser les avantages et les coûts associés aux investissements dans la modernisation du réseau afin de réduire les risques et de s'assurer que les investissements conviennent aux besoins.
	e) Favoriser la participation des clients et les informer des avantages associés à un réseau moderne et une participation accrue.

# 1. Introduction

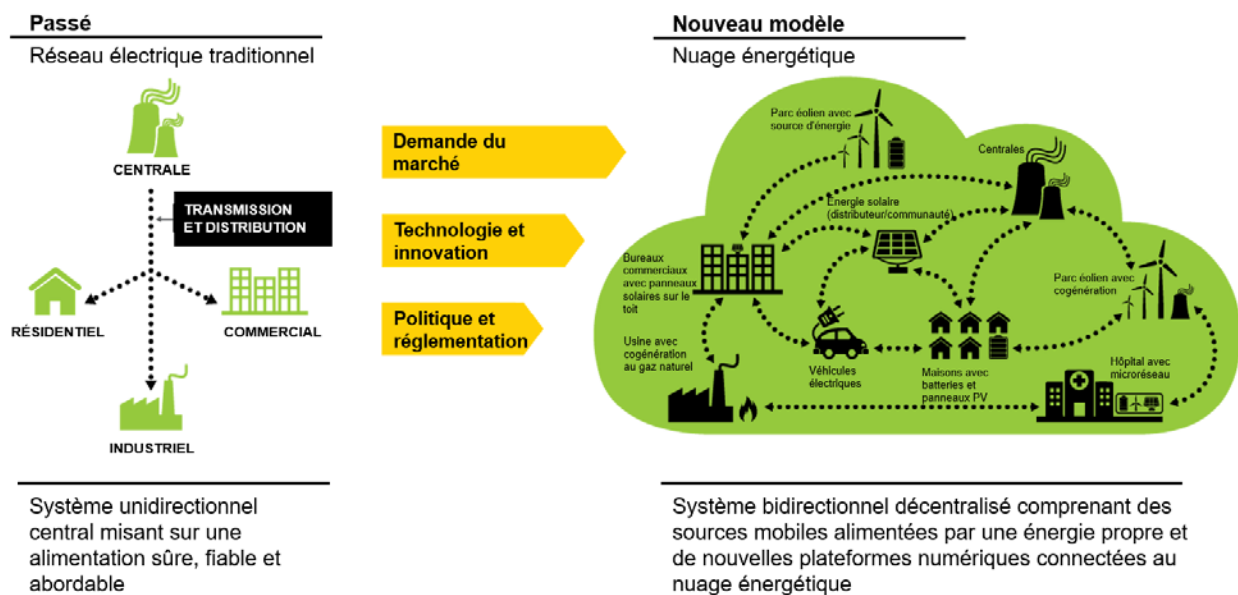
L'économie canadienne et mondiale est tributaire d'une source d'électricité sûre, abordable et fiable. Les organisations du secteur de l'électricité sont d'avis qu'une modernisation du réseau s'impose afin de répondre à cet impératif. Cette section présente une mise en contexte et traite des facteurs fondamentaux qui accroissent le besoin de moderniser les systèmes d'électricité. En outre, il présente la définition d'un réseau moderne et décrit les facteurs qui facilitent les investissements dans la transformation du réseau actuel. L'évolution du secteur des télécommunications et les principaux points à retenir pour le secteur de l'électricité sont présentés à la section 1.4 ci-dessous.

Les orientations stratégiques, la réglementation et les marchés sont des moteurs de changement. Les technologies sont une source de possibilités et d'avantages pour les distributeurs d'énergie, les fournisseurs de services et les consommateurs. Toutefois, sans un véritable leadership et un effort d'innovation dans le secteur de l'électricité, le modèle actuel de prestation des services publics pourrait freiner les changements nécessaires pour atteindre les objectifs en matière d'orientations, de consommation et de société.

## 1.1 Leviers de transformation du secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité est en pleine transformation, l'objectif étant d'offrir un réseau plus propre, décentralisé, démocratique et intelligent. L'évolution de la demande du marché, les progrès technologiques, l'innovation ainsi que les changements stratégiques et réglementaires transforment graduellement le système énergétique centralisé et unidirectionnel en un écosystème réseauté et dynamique. La décentralisation et la diversification de la production donneront plus de choix aux clients, et les technologies d'optimisation se traduiront par une productivité accrue, une énergie plus propre, des innovations et une plus grande souplesse. Ce paysage émergent laisse une place à la transmission bidirectionnelle d'énergie et d'information, ce qui permet d'intégrer les ressources énergétiques distribuées (RED) au réseau électrique traditionnel. Il se caractérise par une multitude d'intrants et est tributaire d'un haut niveau de communication et d'automatisation pour prendre en charge la circulation multidirectionnelle d'énergie.

Guidehouse qualifie ce nouvel écosystème de « nuage énergétique », comme l'illustre la Figure 1-1.

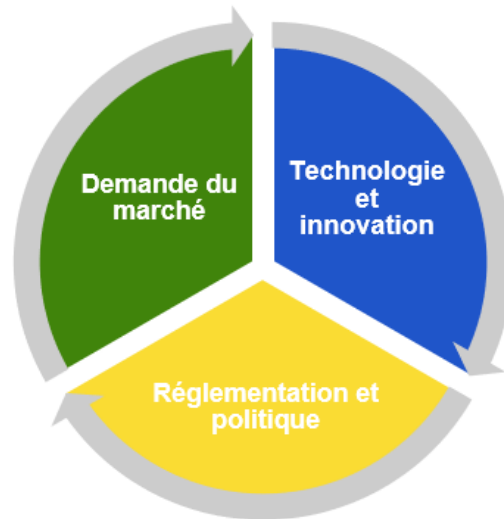


**Figure 1-1 : Transition vers le nuage énergétique**

Comme on a pu le constater dans d'autres secteurs, la conjugaison des trois forces que représentent l'innovation technologique, l'évolution de la demande du marché et les changements stratégiques et réglementaires continue de perturber les chaînes de valeur en place depuis longtemps. Les nouvelles technologies peuvent venir chambouler les conventions, la réglementation et les modèles de gestion existants, et rapprocher les consommateurs des biens et des services qu'ils recherchent.

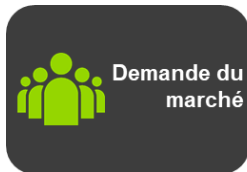
Les effets de ces forces pourraient se manifester graduellement ou soudainement. Par contre, ils révèlent inévitablement les faiblesses de longue date au sein d'un secteur, ce qui rend caduques les solutions existantes et perturbe la chaîne de valeur traditionnelle.

Guidehouse nomme « vortex de perturbation » ces leviers de transformation, comme l'illustre la Figure 1-2.



**Figure 1-2 : Vortex de perturbation**

Ce vortex de perturbation des services publics multiplie les grandes tendances qui alimentent la transformation vers une économie propre, intelligente et distribuée.



1. Les sources d'énergie plus abordables, plus propres et plus fiables sont de plus en plus en vogue sur le marché. Un nombre croissant de clients exigent également davantage de choix pour ce qui est du type d'énergie qu'ils peuvent utiliser pour s'alimenter en électricité et de la façon dont ils peuvent communiquer avec les services publics. La facilité d'accès à l'information a fait passer les clients de consommateurs passifs à consommateurs éclairés. Ils ont également soif d'un meilleur contrôle et d'une meilleure compréhension de leur consommation d'énergie, et certains souhaitent produire eux-mêmes leur électricité et vendre l'excédent au réseau<sup>1</sup>. Ces tendances conduisent à une différenciation du marché et à un plus grand souci de la notoriété de la marque pour les entreprises qui peuvent proposer des solutions à valeur ajoutée à une plus grande proportion des clients finaux. Par exemple, Hydro-Québec offre une variété de produits et de services, comme des outils de suivi de la consommation, des applications mobiles, des systèmes de gestion de l'électricité, la facturation nette, etc.



2. Les innovations technologiques se traduisent par une baisse du coût des RED, ce qui renforce l'argumentation en faveur de leur adoption. Par exemple, le coût de l'énergie solaire et éolienne non subventionnée a respectivement diminué de 89 % et de 70 % entre 2009 et 2019<sup>2</sup>. Les progrès réalisés dans le domaine des communications, des systèmes de

<sup>1</sup> ACE. *Vision 2050 : L'avenir du réseau électrique du Canada*, p. 29, 2014.

<sup>2</sup> Lazard. *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 13.0. Consulté en septembre 2020.*

commande et des capteurs favorisent également la connectivité, la commandabilité, l'automatisation et l'accès aux données. Ces tendances contribuent à réduire le coût des technologies et permettent de coupler des technologies perturbatrices complémentaires (p. ex. énergie solaire et stockage) pour offrir des services uniques.



3. Les choix politiques et la réglementation tiennent de plus en plus compte de la lutte contre les changements climatiques, de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone et de la nécessité de mieux arrimer le secteur de l'électricité et les autres secteurs de l'économie. Les changements stratégiques et réglementaires ont d'ailleurs contribué à l'essor des énergies renouvelables. Par exemple, au Canada, la capacité installée cumulative des énergies éolienne et solaire est passée de 460 mégawatts (MW) à 15 857 MW entre 2005 et 2018<sup>3</sup>. Chaque province et territoire du Canada a des objectifs d'efficacité énergétique ou fait des investissements à cet égard, et presque toutes les administrations ont fixé des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de production d'énergie renouvelable (voir le profil des provinces et des territoires à l'Annexe A).

La pierre angulaire du nuage énergétique est un système moderne de transport et de distribution de l'électricité, c'est-à-dire un réseau intelligent. Ce type de réseau, protégé contre les nouvelles menaces physiques et cybernétiques, permettrait aux distributeurs d'énergie d'intégrer et d'optimiser l'utilisation des énergies renouvelables et des RED, d'accroître la fiabilité, de stimuler l'efficacité opérationnelle et d'améliorer la sécurité, la résilience et la flexibilité.

Pour Guidehouse, la modernisation du réseau s'entend des investissements dans l'équipement intelligent, les capacités d'automatisation, les capteurs, les systèmes d'exploitation et les analyses des données des systèmes de transport et de distribution, comme le montre le tableau ci-dessous. Ces assises technologiques combinées à une structure et à des processus organisationnels qui optimisent la fiabilité, la résilience et l'efficacité opérationnelle, et qui facilitent les communications entre les distributeurs d'énergie et les clients incarnent ce que représente la modernisation du réseau au bénéfice des clients. Le Tableau 1-1 répertorie les ressources et les composants d'un réseau moderne.

---

<sup>3</sup> Régie de l'énergie du Canada. [Faits sur l'énergie renouvelable](#). Consulté en septembre 2020.

**Tableau 1-1 : Composants d'un réseau moderne**

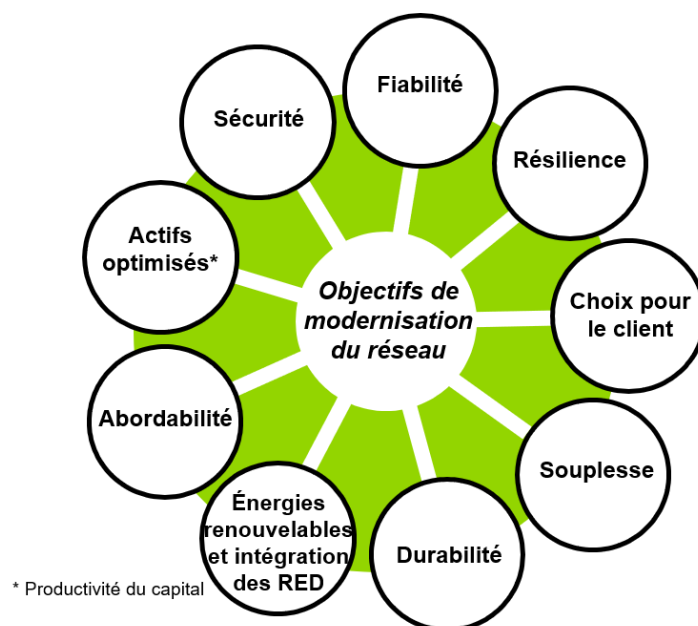
Catégorie	Description
<b>Infrastructure de comptage amélioré (ICA)</b>	<p>L'ICA permet une communication bidirectionnelle et l'enregistrement des données de consommation en temps quasi réel. Elle permet aussi la lecture des compteurs à distance, la connexion/déconnexion à distance, une meilleure localisation des défauts et l'obtention de données opérationnelles plus précises et détaillées sur les systèmes. L'ICA génère les informations dont les distributeurs d'énergie ont besoin pour améliorer l'efficacité opérationnelle et celles qui permettent aux clients de prendre des décisions concernant l'efficacité énergétique et un investissement dans les RED.</p>
<b>Solutions de recharge sans fil (SRSF)</b>	<p>Les SRSF, notamment les RED comme l'énergie solaire, le stockage dans les batteries, les véhicules électriques et la gestion de la demande, peuvent être regroupés et gérés par les distributeurs d'énergie dans un réseau électrique intelligent afin de reporter les investissements dans les infrastructures traditionnelles de transport et de distribution, comme la mise à niveau des postes et des lignes électriques.</p>
<b>Automatisation de la distribution</b>	<p>Constituée de tout un éventail de capteurs et de dispositifs de surveillance, d'appareils mécaniques et électroniques intelligents, de commutateurs et de dispositifs de communication, ainsi que d'un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA), l'automatisation permet une meilleure surveillance favorisant l'utilisation optimale des ressources et leur planification intégrée. Elle réduit également la congestion des réseaux de communication grâce au déploiement d'une architecture de commande mieux distribuée.</p>
<b>Services améliorés de communication et d'analyse des données</b>	<p>L'augmentation de la fréquence et de la quantité des messages échangés par les RED, les appareils intelligents et le serveur central de commande nécessitera une bande passante plus large et des réseaux à plus faible latence. L'analyse des données du réseau sera plus approfondie et détaillée pour faciliter la coordination des RED et mieux évaluer l'offre et la demande.</p>
<b>Systèmes de gestion et de contrôle</b>	<p>Utilisation de systèmes avancés de gestion de la distribution (SAGD) ou de systèmes de gestion des ressources énergétiques distribuées (SGRED).</p>

## 1.2 Définition de la modernisation du réseau

Partout dans le monde, les pays se penchent sur les meilleures façons de moderniser leur réseau. Les efforts se manifestent à divers rythmes et à diverses échelles en fonction des priorités, des enjeux stratégiques, de la situation politique et démographique, du type de marché et des structures de réglementation qui sont propres à chaque pays. Bien que la

définition de ce concept et les efforts de modernisation varient selon les pays, les résultats souhaités et les objectifs s'articulent autour de thèmes similaires, comme le montre la Figure 1-3.

Un réseau moderne permet aux distributeurs d'énergie d'améliorer la productivité du capital en optimisant l'utilisation des ressources existantes, en améliorant la sécurité, la fiabilité et la résilience, en offrant des prix plus abordables, en donnant plus de flexibilité pour la gestion des ressources et en proposant un plus grand éventail de choix aux clients. Il favorise également la durabilité et facilite l'intégration des énergies renouvelables et des RED dans le réseau, ainsi que la mise en œuvre d'initiatives de gestion axée sur la demande. La mise en relief de ces objectifs de modernisation du réseau peut varier selon les priorités et les caractéristiques d'une région ou d'un pays.



**Figure 1-3 : Principaux objectifs de la modernisation du réseau**

Aux fins du présent document, la modernisation du réseau s'entend du processus de mise en place de l'infrastructure énergétique numérique et physique nécessaire pour assurer l'accès à l'électricité tout en permettant de limiter les coûts de remplacement des installations vieillissantes, de diversification des sources de production, d'adaptation aux changements climatiques et de résilience des infrastructures. Les autres caractéristiques d'un réseau moderne sont les suivantes : amélioration de la sécurité et de la résilience, mobilisation des consommateurs, qualité de l'électricité pour les besoins du 21<sup>e</sup> siècle, adaptation et optimisation des options existantes et nouvelles de production et de stockage de l'électricité, stimulation des marchés, optimisation des actifs et efficacité opérationnelle.

L'Annexe A décrit les initiatives de modernisation du réseau dans les provinces et les territoires canadiens ainsi que les politiques et les autres initiatives qui deviennent possibles grâce à cette modernisation ou qui concordent avec la définition et les objectifs de modernisation mentionnés ci-dessus. Les politiques et les initiatives des provinces et des territoires du Canada en matière

de réduction des émissions de GES, d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique et de stockage de l'énergie vont dans le sens des principes fondamentaux de la modernisation du réseau et des objectifs de durabilité, d'intégration des énergies renouvelables et des RED, de fiabilité, de choix pour les consommateurs et de flexibilité.

Compte tenu de la diversité qui caractérise les provinces et les territoires au Canada, il n'existe pas de solution unique. Une stratégie adaptée à chaque région est donc nécessaire pour surmonter les obstacles et tirer parti des possibilités qu'offre un réseau moderne sans occasionner de pertes économiques excessives dans un système d'actifs publics. Les besoins de chaque marché dicteront le rythme et l'orientation des changements dans leur secteur de l'électricité.

### 1.3 Perspectives pour les distributeurs dans un réseau moderne

La transformation du paysage énergétique accentue la concurrence entre les distributeurs d'énergie. On s'attend à ce que les possibilités de croissance du chiffre d'affaires se rapprochent du client ou se situent en aval du compteur. Celles liées à l'exploitation efficace d'un système centralisé et unidirectionnel seraient alors moins intéressantes.

La baisse du coût des RED et des technologies destinées aux consommateurs, p. ex. les thermostats intelligents, les systèmes de gestion de l'énergie des bâtiments, les appareils de chauffage et de climatisation intelligents, favorisera encore davantage l'adoption des nouvelles technologies et infrastructures à la périphérie du réseau.

Le potentiel de revenus provenant de l'activité principale des services de distribution est en baisse en raison de l'amélioration de l'efficacité énergétique et de l'adoption croissante des RED, qui sont par contre limitées par les modèles réglementaires et commerciaux basés sur la production du système. Afin d'éviter que les distributeurs d'énergie choisissent de ne pas mettre de l'avant des mesures de gestion de la demande qui entraîneraient une baisse des revenus associés à leur activité principale, la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a décidé d'indemniser, au moyen d'un mécanisme de rajustement pour bénéfices perdus (MRBP), ceux qui mettent en place des programmes de réduction de la consommation<sup>4</sup>. Dans le cadre d'un MRBP, un distributeur d'énergie peut récupérer les revenus perdus en raison de l'adoption d'un programme de conservation et de gestion de la demande qui fait baisser la consommation des clients.

La Figure 1-4 illustre le déplacement de la valeur en aval vers le client. Les investissements dans un réseau centralisé pourraient être en partie, voire totalement irrécupérables en raison de l'incapacité des distributeurs d'augmenter les prix de l'électricité à la consommation dans le but de générer des revenus suffisants pour couvrir les coûts. Ces installations continueront d'être nécessaires pour répondre à la demande pendant les périodes de pointe. Par ailleurs, le rôle des distributeurs à titre de propriétaires et d'exploitants de l'« autoroute d'électrons » demeurera déterminant. Toutefois, la transformation du secteur pourrait exposer les distributeurs d'énergie à des risques financiers et opérationnels plus ou moins importants.

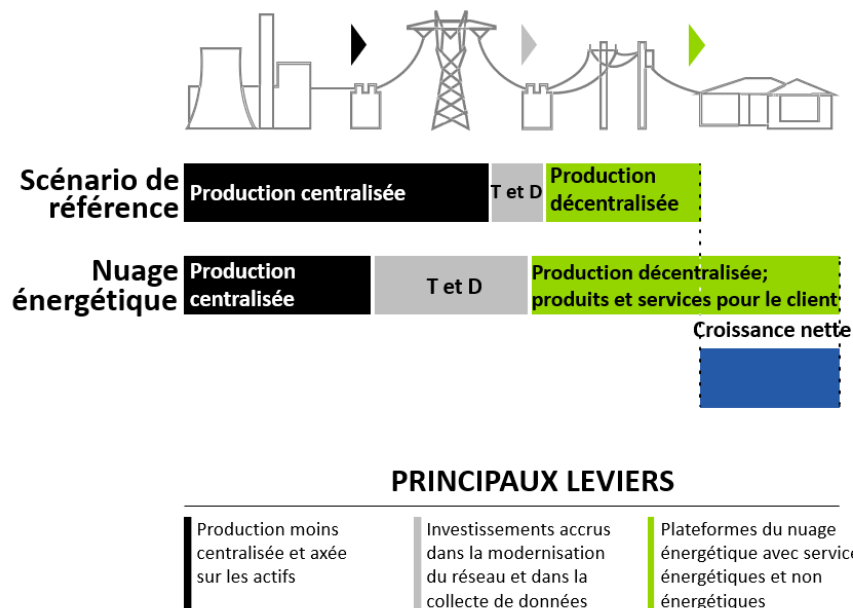
Plusieurs stratégies pourraient être adoptées pour atténuer ces risques, par exemple de nouveaux modèles d'affaires et de nouvelles sources de revenus, l'innovation et les

---

<sup>4</sup> CEO. [Conservation and Demand Management Requirement Guidelines for Electricity Distributors](#) EB-2014-0278, mis à jour en 2016



investissements dans des outils numériques et intelligents afin de faciliter la transition. En tirant parti des technologies de réseau intelligent et des innovations applicables au système ainsi que d'une utilisation accrue des possibilités de gestion de la demande, il est possible de reporter les investissements dans les immobilisations, d'atténuer l'incidence sur les tarifs et d'offrir un service fiable. Les risques et les avantages de la modernisation pourraient ainsi être répartis entre les distributeurs d'énergie, les organismes de réglementation et les consommateurs.



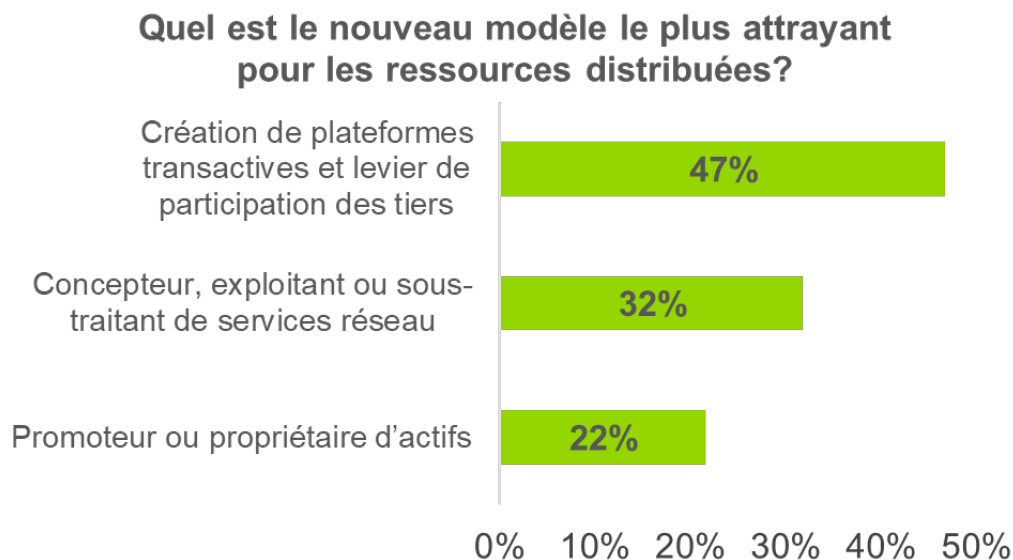
**Figure 1-4 : Chaîne de valeur pour le scénario de référence et le nuage énergétique**

Dans un sondage annuel récent mené auprès des distributeurs d'énergie nord-américains et publié dans *Public Utilities Fortnightly (PUF)*, ceux-ci ont signalé l'importance d'adopter de nouveaux modèles de gestion dans un environnement où les RED sont de plus en plus présents. Comme le montre la Figure 1-5, 47 % d'entre eux ont indiqué que le nouveau modèle de gestion le plus intéressant avait trait à l'orchestration du réseau, comme la création de plateformes énergétiques transactives et une plus grande participation de tierces parties<sup>5</sup>. Les distributeurs d'énergie ont l'occasion de jouer un rôle de premier plan dans la mise en place d'une plateforme intelligente et sécurisée permettant aux fournisseurs tiers et aux consommateurs de se faire entendre et d'échanger des informations, des produits ou des services. Or, un réseau phare intelligent est essentiel pour favoriser ces marchés. La production décentralisée, le stockage d'énergie en aval du compteur, les services et les infrastructures de recharge des véhicules électriques, les services de gestion de l'énergie, ainsi que les services de recharge bidirectionnelle (B2G et V2G) sont des exemples de produits et de services.

Au-delà de leurs services traditionnels, les distributeurs d'énergie pourraient investir dans de nouveaux secteurs, comme les technologies et les infrastructures qui favorisent l'innovation.

<sup>5</sup> Public Utilities Fortnightly. [Annual Pulse of Power Survey, 2020](#).

Cela pourrait inclure la gestion des flux multidirectionnels et des transactions de données ainsi que l'orchestration de systèmes clients dynamiques et décentralisés.



**Figure 1-5 : Sondage mené auprès des fournisseurs d'électricité sur les nouveaux modèles de gestion**

Il ne sera pas facile de déterminer comment le secteur de l'électricité peut tirer son épingle du jeu dans cet environnement en pleine transformation. Les fournisseurs devront notamment trouver comment intégrer un nouveau modèle de gestion tout en respectant leur obligation de fournir de l'électricité de manière sûre, fiable et abordable. L'adaptation du marché et du cadre réglementaire peut leur permettre de monétiser leur valeur ajoutée grâce à de nouveaux modèles de gestion. Pour les organismes de réglementation, il sera plus difficile de faire la distinction entre une entreprise financée par les contribuables et une entreprise exposée à la concurrence. Par ailleurs, ils sont déjà mis au défi de prendre des décisions d'intérêt public en ce qui concerne les investissements dans la modernisation du réseau. Cela représente un défi particulier dans les régions où l'électricité est utilisée comme source principale de chauffage dans de nombreuses maisons et entreprises (p. ex. au Nouveau-Brunswick). Ce défi est aussi amplifié par les ralentissements économiques qui exigent une limitation supplémentaire de la hausse des tarifs pour soulager les consommateurs et les entreprises.

La section suivante traite de la transformation de l'industrie des télécommunications, ce qui pourrait être une source d'inspiration pour le secteur de l'électricité.

## 1.4 Transformation de l'industrie des télécommunications

L'industrie des télécommunications est en transformation depuis plusieurs dizaines d'années. Sa structure générale a donc été grandement chamboulée, et les services offerts ont beaucoup changé. Ces effets constituent une étude de cas intéressante pour le secteur de l'électricité

puisque ces deux secteurs se caractérisent par un long monopole et une réglementation serrée. Pendant de nombreuses années, la téléphonie terrestre était fortement réglementée sur la base des frais de service et constituait un service essentiel pour les consommateurs, au même titre que les poteaux et les câbles électriques. Toutefois, l'accélération des innovations technologiques a ouvert la voie à de nouveaux services sur une plateforme cellulaire dans les années 1980 et 1990. L'assouplissement de la réglementation et la restructuration de l'industrie ont permis à ces technologies de s'épanouir. Le rythme de changement a été extrêmement rapide et a été accompagné par l'adoption de nouvelles technologies et un réinvestissement dans les infrastructures pour permettre des services plus rapides, efficaces, résilients et diversifiés. Du cellulaire au réseau 5G en passant par la fibre optique, l'industrie continue de se réinventer et de répondre aux nouvelles demandes des clients dans un paysage concurrentiel fondé sur la valeur.

Les sections suivantes portent sur la transformation de l'industrie des télécommunications du point de vue des orientations stratégiques, de la réglementation, de la demande des clients et de l'innovation technologique.

### **Transformation par la voie politique et réglementaire**

Au cours des dernières années, les gouvernements ont tenu à développer des réseaux à fibre optique et à mettre en place des règlements intelligents pour aider les entreprises, même dans un marché concurrentiel comme les télécommunications. Les régions rurales et éloignées du Canada ont récemment bénéficié de plusieurs investissements publics dans l'industrie des télécommunications. En 2016, le gouvernement du Canada, de concert avec l'Ontario, a investi 180 millions de dollars pour déployer des câbles à fibre optique qui permettent un accès haute vitesse à Internet. Le gouvernement du Canada s'est également engagé à investir 500 millions de dollars sur cinq ans pour prolonger et améliorer ce service à haute vitesse<sup>6</sup>. Par ailleurs, les administrations municipales ont salué les investissements considérables que les entreprises de télécommunications ont consacrés au développement de la fibre optique dans les zones urbaines. Par exemple, TELUS a investi un total de 75 millions de dollars pour relier les maisons et les entreprises à son réseau de fibre optique dans la ville de North Vancouver. Cet investissement fait suite à l'engagement de TELUS d'investir 4,7 milliards de dollars dans l'ensemble de la Colombie-Britannique entre 2017 et 2020<sup>7</sup>.

Les entreprises de télécommunications sont également tenues par le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (CRTC) et par le gouvernement du Canada, de partager leur infrastructure de fibre optique avec les petits fournisseurs afin d'assurer un marché concurrentiel. Le CRTC permet aux grandes entreprises de télécommunications d'exiger des frais pour l'utilisation de leur réseau de fibre optique afin de tirer profit de leurs investissements en immobilisations<sup>8</sup>. C'est un peu la même idée que dans le programme *Reforming the Energy Vision* (REV) pour les fournisseurs d'électricité de New York, qui élargit leur rôle d'orchestration de la plateforme. Ces fournisseurs peuvent générer des revenus en permettant l'intégration des RED de tiers et en stimulant la croissance de ce marché.

Les exemples ci-dessus montrent comment la réglementation et les orientations gouvernementales peuvent donner une direction et un élan au développement de nouveaux

---

<sup>6</sup> [CBC News, 2016](#). Consulté en septembre 2020.

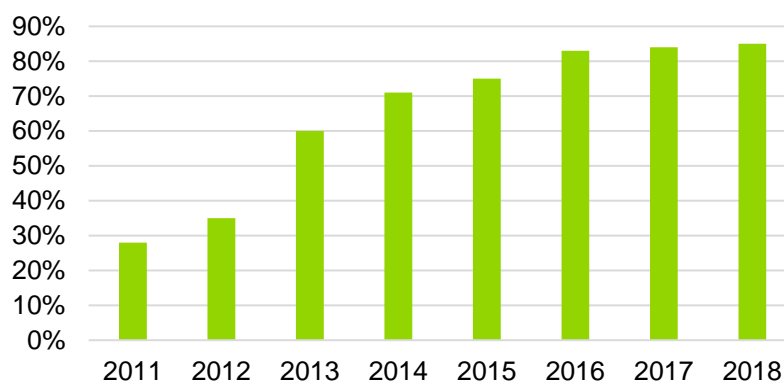
<sup>7</sup> [Communiqué de presse de TELUS, 2019](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>8</sup> [CBC News, 2015](#). Consulté en septembre 2020.

marchés et modèles de gestion, comme inciter les distributeurs d'énergie à agir comme fournisseurs de plateformes et encourager la participation de tierces parties.

### Transformation attribuable aux demandes des consommateurs

La poussée pour le déploiement de la technologie à fibre optique est motivée par une demande accrue pour des vitesses Internet plus élevées et une plus grande bande passante, comme l'illustre la Figure 1-6. Dans les zones urbaines où la compétition est féroce, les sociétés de télécommunications rivales ont réalisé des investissements importants pour relier les foyers à la fibre optique et optimiser la vitesse et la bande passante. En date de 2018, 89 % des ménages canadiens avaient un abonnement Internet à domicile, et la quantité moyenne de données téléchargées par mois était de 210 Go pour les abonnés à un service haute vitesse, soit une hausse de 25 % par rapport à l'année précédente<sup>9</sup>.



**Figure 1-6 : Pourcentage des ménages canadiens ayant accès à un service ultra haute vitesse à large bande<sup>10</sup> (> 100 Mbit/s)**

En outre, la pandémie a accentué la nécessité d'un meilleur accès à Internet et au réseau sans fil. Par exemple, Rogers a prêté main-forte aux professionnels de la santé en déployant des sites cellulaires temporaires sur roues, en augmentant la capacité pour les hôpitaux, en installant des câbles de fibre optique dans les parcs de stationnement et les champs, et en prolongeant les services d'accès sans fil fixe pour créer de nouveaux centres de dépistage de la COVID-19. L'entreprise a aussi installé plus de routeurs Wi-Fi dans les hôpitaux, les résidences pour personnes âgées et les refuges pour sans-abri. Pendant la pandémie, la plupart des entreprises de télécommunications se sont engagées à ne pas débrancher les clients et à dispenser de frais les familles à faible revenu et les étudiants dans le besoin<sup>11</sup>.

Grâce à des investissements dans une infrastructure fiable, les entreprises de télécommunications ont pu répondre à la demande croissante et en constante évolution de leurs clients. L'exemple ci-dessus illustre l'importance d'adopter une approche client, de prévoir les besoins du marché et de s'assurer que les technologies requises sont mises en œuvre avant que le système en place ne devienne surchargé ou obsolète. Dans le même ordre

<sup>9</sup> CRTC. [Rapport de surveillance des communications, 2019.](#)

<sup>10</sup> CRTC. [Rapport de surveillance des communications, 2016.](#), CRTC. [Rapport de surveillance des communications, 2019.](#)

<sup>11</sup> [Global News, 2020.](#) Consulté en septembre 2020.

d'idées, les clients des distributeurs d'énergie interviennent directement dans le processus de transformation puisque leurs préférences évoluent et qu'ils exigent de nouveaux services.

Cela dit, un investissement important dans l'infrastructure peut aussi entraîner une hausse des coûts pour les clients. Selon un récent sondage du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes réalisé auprès de 28 000 utilisateurs de téléphones cellulaires, 45 % des clients sont insatisfaits de leur fournisseur actuel, et plus de 85 % des répondants ont mentionné que leur mécontentement était attribuable au coût ou au tarif élevé du service et/ou des données<sup>12</sup>. Dans le secteur de l'électricité, les distributeurs et les organismes de réglementation devront travailler ensemble pour éviter l'insatisfaction des clients. Ils devront communiquer et démontrer clairement les avantages des investissements dans la modernisation du réseau, en particulier si les coûts de cet investissement sont répercutés sur les consommateurs.

### **Transformation attribuable aux innovations technologiques**

Le câble à fibre optique vient remplacer le fil de cuivre comme norme dans les technologies de communication, car il permet des vitesses de transfert plus rapides, dégrade moins le signal sur de longues distances, augmente considérablement le potentiel de bande passante et son coût total de possession est inférieur. Les entreprises de télécommunications savent que le réseau actuel de fils de cuivre ne pourra répondre à la demande future. Elles développent donc leur réseau de câbles à fibre optique pour rester compétitives malgré les coûts élevés que cela implique. Par exemple, Bell a investi 1,14 milliard de dollars dans un réseau optique large bande à Toronto<sup>13</sup>. Dans l'industrie des télécommunications, une réingénierie complète de l'infrastructure existante était nécessaire. Dans le secteur de l'électricité, ce sont les besoins du marché qui dictent le changement de direction.

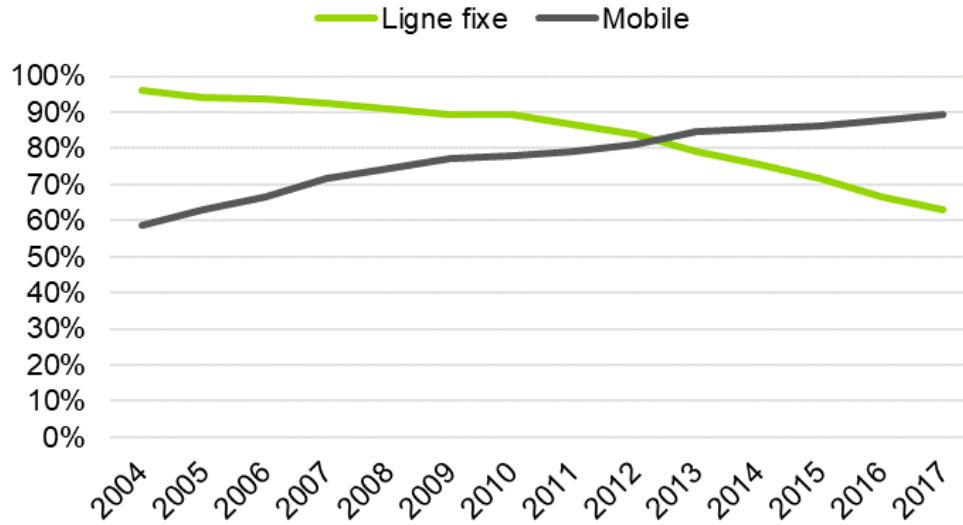
L'évolution de l'industrie s'accompagnera de nouvelles technologies qui viendront concurrencer la fibre optique. Le 5G constituera un changement radical offrant une connectivité sans fil complète caractérisée par une plus large bande passante et une productivité accrue. Cette nouvelle plateforme sera sans doute le coup d'envoi d'une vague d'innovations pour les utilisateurs du réseau, les consommateurs et les concepteurs de technologies, ce qui améliorera et élargira les services possibles dans l'écosystème des télécommunications.

Depuis une vingtaine d'années, la demande pour les téléphones filaires a considérablement diminué avec l'adoption des téléphones mobiles. Bien qu'il existe encore une certaine demande pour les lignes terrestres, de moins en moins de ménages canadiens en possèdent et la proportion des ménages qui ont un ou plusieurs téléphones mobiles continue d'augmenter, comme le montre la Figure 1-7. Une partie des lignes terrestres est appelée à rester dans les années à venir, mais ce secteur représentera une part décroissante des activités des entreprises de télécommunications. Ces entreprises comptent de plus en plus sur leurs services mobiles, sans fil et à large bande, dont la rentabilité augmente à mesure que les consommateurs passent à des forfaits Internet plus rapides.

---

<sup>12</sup> CRTC. [Consultation en ligne sur les services sans fil mobiles au Canada. Rapport final. 2020.](#)

<sup>13</sup> [Bell Canada Entreprises, 2015.](#) Consulté en septembre 2020.



**Figure 1-7 : Pourcentage de ménages canadiens ayant un abonnement à un service de téléphonie filaire ou mobile<sup>14</sup>**

Dans le secteur de l'électricité, il est peu probable que la production centralisée disparaisse complètement avec l'adoption croissante des RED, mais les distributeurs d'énergie constatent néanmoins une baisse de la demande de leur service principal. Comme le montre l'exemple des télécommunications, un portefeuille diversifié de produits peut contribuer à préserver la compétitivité et la pertinence d'une entreprise dans un secteur marqué par une transformation technologique.

<sup>14</sup> CRTC. [Rapport de surveillance des communications, 2019](#). Figure 1.2 : Abonnements aux services de téléphonie filaire et mobile (par 100 ménages)

## Principaux points à retenir pour le secteur de l'électricité

- La réglementation (ou la déréglementation) gouvernementale peut grandement influencer sur l'orientation d'un marché.
- Il est essentiel de faire preuve d'initiative en prévoyant les besoins du marché et en mettant en œuvre les technologies requises avant que le système existant ne devienne surchargé ou obsolète.
- Ce sont les besoins du marché qui dictent le changement d'orientation en ce qui a trait aux investissements dans les technologies.
- Dans le cas où les sommes investies dans la modernisation du réseau sont répercutées sur les consommateurs, le secteur de l'électricité devra communiquer et démontrer les avantages pour les clients.
- Avec l'adoption croissante des RED, les distributeurs d'énergie constateront une baisse de la demande de leur service principal.
- Un portefeuille diversifié de produits peut contribuer à préserver la compétitivité et la pertinence d'une entreprise dans un secteur marqué par une transformation technologique.
- Les entreprises peuvent rester pertinentes si elles tiennent compte de l'évolution des attentes du marché et adoptent de nouveaux modèles d'affaires.

## 2. Obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité

La section 2.1 porte sur les obstacles aux investissements que les distributeurs d'énergie pourraient réaliser dans l'infrastructure pour aider à atteindre les objectifs de modernisation du réseau.

### 2.1 Obstacles

Le secteur de l'électricité est bien au fait de la nécessité de moderniser le réseau, mais les obstacles aux investissements tournent autour de deux grands thèmes :

- Culture d'aversion au risque renforcée par un modèle conservateur fondé sur le taux de rendement.
- Contraintes qui freinent le soutien à l'innovation.

Le pacte réglementaire traditionnel entre les organismes de réglementation et les distributeurs d'énergie a donné lieu à une culture d'aversion au risque qui se traduit par un décalage entre les processus décisionnels basés sur la valeur et ceux fondés sur le coût. Ce statu quo permet aux distributeurs d'énergie de profiter d'un taux de rendement en échange d'une prise de risques sur les investissements en capital et de l'obligation de desservir tous les clients. Le rendement du capital investi est bien compris et enraciné. Les actionnaires des fournisseurs s'attendent ainsi à un rendement presque sans risque en échange de niveaux raisonnables de fiabilité et d'efficacité opérationnelle sur une base prévisible.

Les modèles tarifaires les plus courants permettent de récupérer le coût fixe du système d'électricité au moyen de tarifs volumétriques. Par conséquent, le retour dépend du volume ou des kilowattheures d'électricité fournis aux clients. Dans un paysage énergétique en pleine transformation, où l'efficacité énergétique et l'adoption des RED sont en hausse, les distributeurs d'énergie sont moins enclins à prendre le risque d'investir dans le réseau de distribution pour répondre aux attentes des consommateurs, d'accroître la flexibilité et d'intégrer les RED. Le cadre réglementaire traditionnel, qui a été adopté il y a des dizaines d'années, nourrit les attentes envers un faible risque et des rendements garantis pour les distributeurs. Or, les distributeurs d'énergie œuvrent dans un environnement de plus en plus concurrentiel où ils devront peut-être aiguïser leur appétit pour le risque et adapter leur modèle de gestion pour qu'il soit plus flexible et conciliable avec le changement. Ce désir institutionnel de stabilité des flux de rentrées, des investissements à long terme et de prévisibilité des perspectives n'est plus possible dans le contexte actuel. Dès lors, la culture d'aversion au risque qui prévaut à la fois dans les organismes de réglementation et chez les fournisseurs d'électricité nécessite un coup de barre.

Dans le cas des organismes de réglementation, cette culture prend racine dans leur mandat de protéger les consommateurs et de prendre des décisions sur la base de l'efficacité de la production et de la limitation des hausses de coûts afin de servir l'intérêt public. Pour ce qui est des distributeurs d'énergie, en particulier au Canada où le coût de l'énergie est relativement faible et où les ressources sont abondantes, ce sont également leurs consommateurs qui sont peu enclins à ce que des risques soient pris. Cette attitude des consommateurs est probablement due à une mauvaise compréhension de l'impact que la modernisation du réseau peut avoir sur eux personnellement, au-delà de leurs factures mensuelles. En raison des tarifs relativement faibles de l'électricité au Canada, il est difficile de convaincre les consommateurs



et les représentants politiques d'investir dans l'infrastructure de modernisation du réseau ou d'investir dans quoi que ce soit de nouveau. « Pourquoi changer une recette qui fonctionne », argueront-ils.

Pour innover, il faut mettre à l'essai des technologies et des concepts qui n'ont pas encore fait leurs preuves, prendre des risques et, bien souvent, faire fausse route. Les distributeurs d'énergie doivent servir la population en évitant les risques au nom de la sécurité et de la fiabilité, et les organismes de réglementation doivent viser l'efficacité budgétaire, ce qui va à l'encontre des fondements de l'innovation. Par conséquent, les nouveautés sont la plupart du temps l'apanage des entreprises technologiques en périphérie du réseau et ne sont pas prises en compte par les organismes de réglementation. Et bien souvent, une innovation proposée par un fournisseur en périphérie du réseau est traitée comme un service, donc une dépense, et non comme un investissement en capital pour le distributeur. Puisqu'il n'y a pas de rendement associé aux dépenses autres que celles en capital, il est moins tentant d'étudier de façon plus approfondie un investissement dans des services liés à la modernisation du réseau. La politique publique relative à l'électricité est un sujet délicat, car les consommateurs sont moins indulgents lorsqu'il s'agit d'utiliser l'argent des contribuables pour des projets qui peuvent échouer.

Les obstacles généraux que sont la culture d'aversion au risque et les contraintes freinant le soutien à l'innovation sont présentés plus en détail à la Figure 2-1 et examinés ci-dessous.



Figure 2-1 : Obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité

## 1

### Le modèle de coût du service et la réglementation axée sur les résultats de F et E ne sont pas propices à une prise de risques ou à la gestion des risques

L'approche traditionnelle du coût du service permet aux distributeurs d'énergie de profiter d'un taux de rendement réglementé en échange d'une prise de risques sur les investissements en capital et de l'obligation de desservir tous les clients. Comme nous l'avons vu précédemment, la transformation du paysage énergétique rend cette approche traditionnelle moins intéressante, car elle n'incite pas les distributeurs d'énergie à innover en réponse aux changements du marché et ne favorise pas les investissements dans des actifs autres que les infrastructures et des actifs non immobilisés, qui sont considérés comme des dépenses de F et E. La plupart des provinces et des territoires du Canada utilisent un modèle de coût du service. L'Annexe A présente un survol des structures réglementaires des provinces et des territoires.

Des éléments d'une réglementation axée sur les résultats (RAR) ont été mis en œuvre en Alberta, en Ontario et en Colombie-Britannique. Toutefois, jusqu'à maintenant, ils visaient l'efficacité opérationnelle et économique, et non la prise de risques par les distributeurs d'énergie dans un climat d'incertitude.

## 2

### Risque d'actifs sous performants ou délaissés

En raison du manque d'expérience avec des actifs de distribution non traditionnels, il existe un risque de sous-performance qui pourrait rendre irrécupérables les investissements dans la modernisation du réseau. La technologie évoluant à un rythme effréné de nos jours, elle devient rapidement obsolète. Le coût du service et les formes actuelles de RAR reposent sur une vision à long terme de la dépréciation d'un actif. Or, une obsolescence précoce entraîne une perte financière.

Pour les distributeurs d'énergie, il y a aussi le risque de délaissement des actifs existants et traditionnels dans un environnement en évolution rapide. Lorsque des investissements dans un réseau moderne permettent de réduire davantage la demande énergétique, les actifs en place deviennent sous-utilisés et menacés financièrement. Le traitement des actifs délaissés pourrait également constituer un obstacle. Par exemple, en raison d'une décision de la Cour suprême et de multiples affaires judiciaires, les services publics de l'Alberta ne peuvent recouvrer les coûts non amortis et engagés prudemment pour des actifs au service des clients, même si ces actifs cessent d'être utilisés avant la fin de leur durée de vie utile, pour des motifs extraordinaires. La capacité des organismes de réglementation à trouver d'autres avenues pour les actifs délaissés varie selon les provinces et les territoires au Canada.

L'un des principaux défis que pose la transition vers un réseau d'énergie propre, décentralisé et intelligent est l'établissement d'un équilibre dans le rythme des investissements pour favoriser la croissance des distributeurs tout en assurant la stabilité des tarifs et en répondant aux besoins des consommateurs.

On peut d'ailleurs s'inspirer des leçons tirées dans le domaine de l'efficacité énergétique. Depuis plusieurs décennies, des mécanismes d'incitation sont testés et mis à jour pour stimuler l'adoption des programmes de gestion axée sur la demande et investir dans ces programmes. Par la même occasion, ces incitatifs constituent une réponse à l'obstacle que représente la

réduction des revenus des distributeurs d'énergie, qui proviennent de l'électricité vendue. Cependant, si les bons mécanismes d'incitation et de partage sont en place, les distributeurs d'énergie peuvent très bien investir dans l'efficacité énergétique et en bénéficier, tout comme les clients. L'efficacité énergétique est également un mécanisme utile pour stabiliser les tarifs et doser les principaux investissements en capital puisqu'elle permet d'en reporter certains, une fonction qu'elle pourrait continuer d'exercer pour pondérer les investissements dans un réseau intelligent. La modernisation du réseau facilite les mesures d'efficacité énergétique et vice versa. L'efficacité énergétique est d'ailleurs un critère fondamental indiquant la maturité d'un réseau intelligent.

3

### Mauvaise harmonisation des mesures incitatives entre le cadre réglementaire et le modèle de gestion des distributeurs

Or, les modèles tarifaires les plus courants reposent sur une croissance associée à une hausse de la consommation d'électricité et au développement de l'infrastructure du réseau. Par conséquent, l'efficacité énergétique et les RED ont une incidence financière négative sur les distributeurs d'énergie. Le cadre réglementaire traditionnel est déséquilibré, car les distributeurs d'énergie peuvent tirer profit des dépenses en capital, mais pas des dépenses de fonctionnement. De nombreux investissements dans les infrastructures de distribution non traditionnelles réduisent les dépenses en capital et augmentent les dépenses de fonctionnement, si bien que les distributeurs qui choisissent cette voie font moins de profit. Par exemple, le stockage d'énergie pourrait représenter une solution de rechange sans fil pour reporter les investissements dans les postes électriques, à condition qu'il soit plus rentable que la solution traditionnelle. L'informatique infonuagique offre l'avantage d'être évolutive et de reposer sur l'expertise de sociétés technologiques spécialisées. De plus, elle permet d'éviter divers coûts associés aux systèmes informatiques sur place, par exemple pour l'équipement, l'entretien et les logiciels. Il faudrait réduire ou éliminer le parti pris envers les dépenses en capital et encourager les distributeurs à opter pour les solutions les plus rentables, sans égard au type de dépenses.

Certains mécanismes ont été mis en œuvre pour corriger les problèmes d'harmonisation des mesures incitatives entre le cadre réglementaire traditionnel et le modèle de gestion des distributeurs, en particulier pour encourager les mesures d'efficacité énergétique. Par exemple, un mécanisme de rajustement pour bénéfices perdus ou un découplage des revenus peut aider les distributeurs d'énergie à éviter une érosion des revenus malgré une baisse des revenus tarifaires à court terme, souvent en raison de la nature des programmes de gestion axée sur la demande. Cependant, avec la croissance des RED sur le réseau de distribution, ces mécanismes ne seraient pas suffisants à eux seuls pour atténuer les effets sur les tarifs des consommateurs tout en permettant de recouvrer les coûts fixes associés aux investissements dans la modernisation du réseau. En outre, contrairement à ce qui a été observé avec l'efficacité énergétique, c'est-à-dire que les distributeurs d'énergie ont joué un rôle essentiel dans l'exécution des programmes, les RED et les nouvelles technologies qui sont axées sur les clients et qui ont une incidence sur les revenus peuvent être en concurrence directe avec les services des distributeurs et échapper à la réglementation des activités.

**4****Dilution des avantages et concentration des coûts pour les investissements dans la modernisation du réseau**

Les investissements dans la modernisation d'un réseau s'accompagnent généralement de toute une gamme d'avantages (p. ex. amélioration de la fiabilité, réduction des pertes et de la consommation, report du renforcement traditionnel du réseau, etc.), et ce, dans de multiples segments de l'industrie, notamment la production, le transport, l'utilisation finale et l'intérêt public (p. ex. réduction des émissions de carbone). Il est difficile de quantifier la valeur pour les consommateurs, en particulier lorsque les investissements sont associés à un segment de la clientèle en particulier ou procurent des avantages répartis inégalement entre les consommateurs. Cela étant dit, les coûts sont assumés de façon disproportionnée par le secteur du transport et de la distribution, et il existe peu de mécanismes permettant aux fournisseurs d'électricité de monétiser la valeur de tous les avantages dans l'ensemble des segments et de tirer parti des actifs en aval du compteur. C'est pourquoi ils sont peut-être moins enclins à investir dans la modernisation du réseau.

**5****Complexité de l'évaluation des investissements dans la modernisation du réseau**

Il est aussi difficile de quantifier à la fois l'ampleur et la chronologie des avantages, ainsi que les multiples chaînes de valeur qui pourraient résulter des investissements dans la modernisation du réseau. Le manque de données, en particulier sur les technologies de pointe, complique l'élaboration d'une analyse de rentabilité convaincante. Les étapes de collecte de données, de suivi et d'analyse pour évaluer les coûts et les avantages sont des exercices complexes et exigeants qui peuvent sortir des cadres réglementaires actuels.

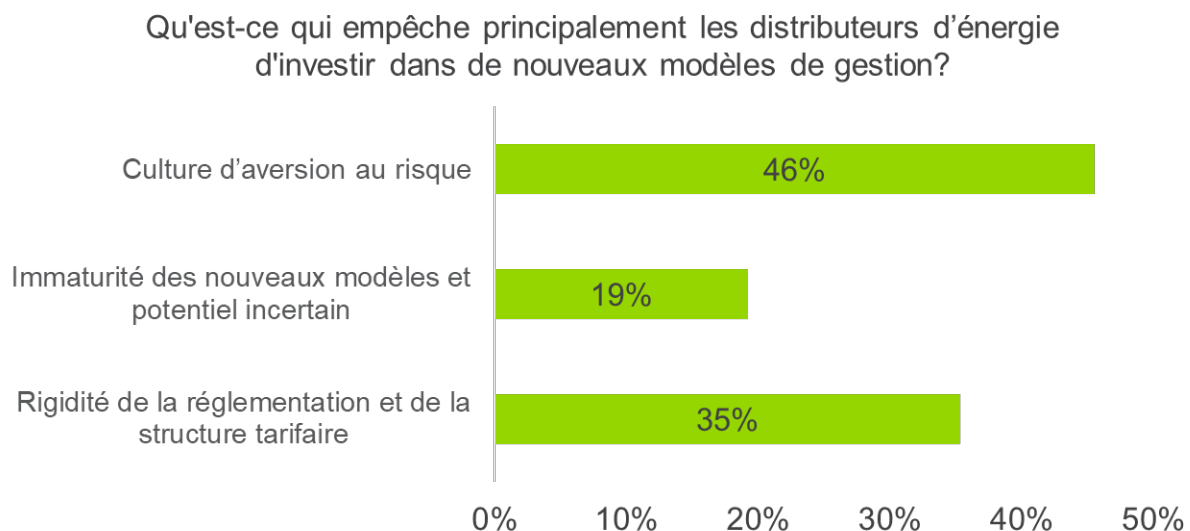
La complexité de l'évaluation est accentuée par le manque de renseignements sur la façon dont les distributeurs d'énergie doivent présenter une demande pour la réalisation de projets d'investissement dans la modernisation du réseau et évaluer ces projets, y compris les projets pilotes. Ils ne savent pas très bien dans quels actifs ils peuvent investir et comment analyser les coûts-avantages des investissements dans la modernisation du réseau. Sans encadrement, une incertitude persiste, et il y a un risque d'assumer inutilement des coûts administratifs et réglementaires, de multiplier les méthodes d'analyse coûts-avantages dans l'ensemble du secteur et de sous-évaluer les investissements dans la modernisation du réseau. Par exemple, Énergie Nouveau-Brunswick en est à sa deuxième demande d'approbation d'un d'investissement de 92 millions de dollars dans une ICA. La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick a refusé la première demande en 2018 au motif qu'elle n'était pas dans l'intérêt public et que l'entreprise n'avait pas présenté une analyse de rentabilisation positive<sup>15</sup>. Dans sa deuxième demande, Énergie NB a exploré d'autres économies potentielles et coûts qui n'avaient pas été pris en considération auparavant.

---

<sup>15</sup> Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick. [Instance n° 375](#).

Autre constat, la méconnaissance des réseaux intelligents par la population accroît le risque de confusion, de désinformation et d'opposition aux investissements dans la modernisation du réseau. Il est donc difficile d'obtenir l'aval du public quant au partage du montant des investissements dans la modernisation du réseau. En raison des tarifs relativement faibles de l'électricité au Canada, il est difficile de convaincre le public des avantages actuels et futurs associés à la modernisation du réseau. Cette méconnaissance peut aussi limiter la participation active des consommateurs au réseau électrique. Les clients sont sensibles au prix, mais ils devront être mobilisés et informés de la nécessité de mettre à niveau ou de remplacer l'infrastructure vieillissante du réseau pour être en mesure d'utiliser tout le potentiel des nouvelles technologies et de profiter des avantages qui s'y rattachent.

Comme en fait état la section 1.3, les distributeurs d'énergie devront peut-être adopter de nouveaux modèles de gestion et explorer de nouvelles sources de revenus. Le sondage annuel *Pulse of Power* publié par Public Utilities Fortnightly confirme que l'un des principaux obstacles empêchant les distributeurs nord-américains d'explorer de nouveaux modèles de gestion est la rigidité de la réglementation et de la structure tarifaire, un constat qui va dans le sens des sondages des années antérieures (voir la Figure 2-2). Dans un contexte de transition énergétique, les organismes gouvernementaux et de réglementation auront manifestement un grand rôle à jouer pour faciliter les investissements dans la modernisation du réseau.



**Figure 2-2 : Réponses des distributeurs nord-américains au sondage sur les obstacles<sup>16</sup>**

Dans les sondages *Pulse of Power* des années précédentes, l'environnement réglementaire était toujours cité comme obstacle principal aux investissements des distributeurs d'énergie dans de nouveaux modèles de gestion. Or, le sondage de 2020 a révélé que c'était la culture d'aversion au risque qui était maintenant le plus grand obstacle. Les agents de changement au

<sup>16</sup> Public Utilities Fortnightly. [Annual Pulse of Power Survey, 2020.](#)

sein des distributeurs d'énergie pourraient agir comme catalyseurs pour modifier le degré d'aversion au risque. Bien que l'immaturation et l'incertitude associées aux nouveaux modèles de gestion soient également une inquiétude, l'industrie continue de citer d'abord et avant tout des obstacles plus structurels à l'innovation, comme la réglementation restrictive et la culture d'exploitation. Il s'agit d'une occasion pour les organismes de réglementation et les distributeurs de proposer ensemble une vision d'avenir plus ambitieuse pour le secteur de l'électricité.

### 3. Options possibles pour surmonter les obstacles

La section 3.1 traite de l'éventail des réponses stratégiques à la transformation du secteur de l'électricité et des grands mécanismes de réglementation qui pourraient représenter une avenue. La section 3.2 présente un survol des options qui pourraient aplanir les obstacles décrits à la section 2.1.

#### 3.1 Échelle des réponses stratégiques et réglementaires

Les politiques énergétiques des provinces et des territoires reflètent généralement la préférence croissante des consommateurs pour des sources d'énergie plus propres et les impératifs sociaux de lutte contre les changements climatiques. Ces facteurs, combinés à l'innovation technologique, soulignent la nécessité pour les distributeurs d'améliorer la performance, la sécurité, la résilience, la fiabilité et la flexibilité, mais aussi d'intégrer les RED et les énergies renouvelables tout en assurant un prix abordable pour les consommateurs. La Figure 3-1 illustre comment certaines administrations abordent la transition énergétique de manière progressive, tandis que d'autres pourraient apporter des changements radicaux par l'entremise d'initiatives transformatrices. Les mesures énumérées ne sont pas exhaustives ni séquentielles et peuvent se chevaucher. Il est important de noter que les mesures progressives ne sont pas forcément synonymes de faible impact. Les étapes franchies sur une période donnée pourraient être très importantes si elles sont bien planifiées, et il peut même s'agir d'une approche plus prudente qu'un changement plus perturbateur.

	Progression	Transformation	
<b>Principaux thèmes</b>	Développement des marchés/commercialisation, énergies renouvelables et changements climatiques, efficacité opérationnelle, changements actif par actif	Croissance du marché des RED, concurrence économique et parité, incidence croissante sur le système, meilleure connaissance de la modernisation du réseau, risque d'actifs délaissés, équité pour les contribuables, récupération des coûts, interfinancement	Stratégie de modernisation du réseau et objectifs à atteindre, innovation et initiatives axées sur les clients, efficacité et résultats globaux, avantages associés aux RED, plateforme de changement à l'échelle du système et nouveaux modèles de gestion pour les distributeurs
<b>Mesures types</b>	Facturation nette, incitatifs fiscaux, objectifs pour le portefeuille d'énergies renouvelables, projets pilotes, mandats de mise en service de l'ICA, cibles et mécanismes d'approvisionnement, plans tarifaires pluriannuels	Plans tarifaires pluriannuels avec indicateurs de performance et/ou mesures incitatives, espaces d'innovation réglementaire, documents de réflexion, fonds pour l'innovation	Tarification fondée sur la valeur, valeur locale, valeur de la refonte du cadre réglementaire, planification et une coordination exhaustives multipartites

**Figure 3-1 : Échelle des réponses stratégiques et réglementaires**

Les mesures progressives ont tendance à tourner autour des thèmes du développement des marchés, des énergies renouvelables, des changements climatiques, de la réglementation des distributeurs pour améliorer l'efficacité opérationnelle et de l'introduction de changements actif par actif. Par exemple, comme première étape vers la modernisation du réseau, plusieurs provinces ou territoires ont mis en place une ICA à divers degrés, de projets pilotes dans

certaines zones ou pour des segments donnés de la clientèle à un déploiement à grande échelle.

Le niveau d'effort peut également varier en fonction des tendances locales du marché. La croissance du marché des RED, la parité des tarifs dans le réseau et l'empreinte accrue des RED sur le système permettent de mieux faire connaître la modernisation du réseau et de mettre de l'avant le risque d'actifs délaissés, l'équité pour les contribuables et le recouvrement des coûts dans les discussions stratégiques entourant les fournisseurs d'électricité. Pour répondre à ces inquiétudes, les provinces et les territoires pourraient produire des documents de réflexion ou adopter d'autres mécanismes de réglementation. Ces mécanismes pourraient comprendre des plans tarifaires pluriannuels avec des mesures du rendement, des approches misant sur des indicateurs de l'atteinte des objectifs ou la mise à jour des règles comptables réglementaires pour réduire l'attrait démesuré pour les dépenses en capital.

Pour mieux comprendre les incidences sur le système et tester de nouvelles solutions innovantes, des démonstrations rendues possibles par des fonds d'innovation ou des expérimentations réglementaires sont en cours. Par exemple, dans le cadre du Programme des réseaux intelligents, doté d'un budget de 100 millions de dollars sur 4 ans, le Canada poursuit son soutien à des projets pour financer les technologies de réseaux électriques intelligents de prochaine génération<sup>17</sup>. La section 3.1.1 expose plus en détail les possibilités de mécanismes réglementaires et présente des exemples d'adoption ou de proposition.

Comme le montrent les exemples 1 et 2 ci-dessous, d'autres États, comme New York et la Californie, ont adopté une approche plus transformative prévoyant la mise sur pied d'une plateforme de changement à l'échelle du système. Les thèmes sont orientés autour de la stratégie de modernisation du réseau, des objectifs à atteindre, de l'innovation, des initiatives clients, de l'efficacité et des résultats globaux des distributeurs, des avantages associés aux RED et des nouveaux modèles de gestion. Les mesures types peuvent comprendre une planification et une coordination exhaustives multipartites pour examiner la restructuration du cadre réglementaire, une tarification qui est fondée sur la valeur et qui tient compte de la productivité totale du capital, et l'élaboration de méthodes et de lignes directrices pour quantifier la valeur temporelle et locale des RED et des autres actifs du système.

---

<sup>17</sup> Environnement et Changement climatique Canada. [Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, 2020.](#)



### Exemple 1 : Programme *Reforming the Energy Vision* (REV) de New York<sup>18</sup>

En 2016, la New York State Public Service Commission (NYPSC) a publié une ordonnance portant sur l'adoption d'un nouveau modèle de réglementation qui incite les distributeurs d'énergie à respecter les objectifs de la REV (fiabilité du système, connaissances et capacités des consommateurs, réduction des émissions de carbone, etc.) par un meilleur arrimage des intérêts financiers des actionnaires et des intérêts des consommateurs. Pour y parvenir, des mécanismes incitatifs basés sur les résultats et le marché ont été mis en place pour les distributeurs. La NYPSC les nomme *Earning Adjustment Mechanisms* (EAM), ou mécanismes de rajustement des bénéfices.

### Exemple 2 : Plan d'action de la Californie sur les RED<sup>19</sup>

Le plan d'action de la Californie sur les RED combine une vision à long terme et des mesures issues des travaux sur le sujet. Il encadre les initiatives liées aux tarifs, à l'infrastructure du réseau de distribution, à la planification, à l'interconnexion, à l'approvisionnement, et à l'intégration des RED dans le marché global.

La Californie a adopté une approche stratégique ascendante en mobilisant toutes les parties intéressées. Les distributeurs d'énergie ont reçu le mandat de soumettre des plans des ressources de distribution, dans lesquels ils devaient décrire les investissements dans la modernisation du réseau afin de permettre l'intégration d'un nombre croissant de RED et déterminer la façon dont celles-ci devraient être évalués.

L'adoption d'approches transformatrices peut être un défi d'envergure qui nécessite des travaux complexes, comme le montre l'exemple 3. Le Massachusetts a entamé la modernisation de son réseau et la réforme des services publics en 2012, mais n'a pas fait beaucoup de progrès. L'élection du gouverneur et le changement d'administration en 2015 en sont en partie responsables. Par contre, les progrès ont été beaucoup plus marqués en matière d'efficacité énergétique et touchent principalement l'intégration de l'énergie propre et la réduction des gaz à effet de serre, ce qui a grandement ouvert la voie aux énergies renouvelables dans l'État.

### Exemple 3 : Plan de modernisation du réseau et du Massachusetts et norme d'énergie propre en période de pointe du Massachusetts<sup>20,21</sup>

En 2014, le Department of Public Utilities (DPU) du Massachusetts, qui est la régie de l'énergie de l'État, a émis une ordonnance exigeant des services publics qu'ils élaborent et mettent en œuvre des plans de modernisation du réseau sur 10 ans afin de réduire les pannes, d'optimiser la demande, d'intégrer les RED et d'améliorer la gestion de la main-d'œuvre et des actifs grâce à une combinaison de mesures axées sur le réseau et le consommateur. Toutefois, ce n'est qu'en mai 2018 que le DPU a approuvé les propositions des distributeurs pour un investissement de 220 millions de dollars dans les technologies de réseau, mais pas dans l'ICA. Les investissements autorisés comprennent l'automatisation de la distribution, les systèmes avancés de gestion de la distribution (SAGD) et l'optimisation du volt-ampère réactif (VAR). Le report des investissements dans l'ICA démontre une approche plus progressive de l'intégration des RED et de l'optimisation de l'infrastructure de l'État. Le

<sup>18</sup> New York Department of Public Service. [Reforming the Energy Vision](#).

<sup>19</sup> California Public Utilities Commission. [DER Action Plan, 2017](#).

<sup>20</sup> Gouvernement du Massachusetts. [Communiqué du Department of Public Utilities](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>21</sup> Massachusetts Department of Energy Resources. [Clean Peak Energy Portfolio Standard](#). Déposé en juillet 2020. Consulté en août 2020.

DPU a réitéré son intention de déployer une ICA complète lorsqu'il sera possible de le faire sans que les coûts soient trop élevés.

Par ailleurs, le Massachusetts a également adopté une norme d'énergie propre en période de pointe pour accroître la proportion de cette énergie lorsque la demande est la plus forte. Cette norme a favorisé l'utilisation de ressources propres et la réduction des coûts d'infrastructure en misant davantage sur les sources d'énergie renouvelable pour répondre à la demande de pointe que sur des ressources émettrices de GES dans le cadre de contrats coûteux axés sur la fiabilité de l'alimentation. Les normes d'énergie propre en période de pointe sont compatibles avec les réseaux intelligents. Grâce à cette norme, 1,5 % des ventes d'électricité au détail proviendront de l'énergie propre à compter de 2020, et elles augmenteront de 1,5 % ou plus par année pour atteindre au moins 16,5 % d'ici 2030.

Il n'y a pas de méthode universelle pouvant s'appliquer à l'ensemble des provinces et des territoires du Canada pour encadrer, orienter et réaliser la modernisation du réseau. Les provinces et les territoires, ainsi que leurs parties prenantes, devront déterminer quelle approche ou combinaison d'options convient le mieux à leur marché respectif. Les décideurs peuvent toutefois s'inspirer de concepts ou de domaines d'intérêt généraux. La section 3.1.1 ci-dessous traite d'autres mécanismes de réglementation et rôles que les décideurs peuvent prendre en compte pour atténuer les obstacles aux investissements des distributeurs d'énergie dans la modernisation du réseau.

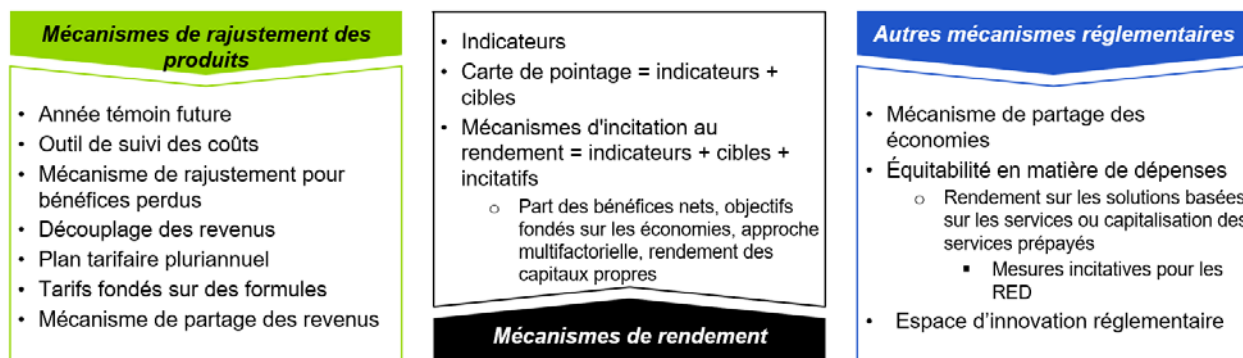
### **3.1.1 Autres mécanismes de réglementation<sup>22</sup>**

Comme nous l'avons vu dans la section 2, il est difficile pour les distributeurs d'énergie d'investir dans une infrastructure de modernisation de réseau qui répondrait aux attentes des consommateurs tout en maintenant un système fiable, résilient et accessible à tous dans le cadre réglementaire actuel.

Il existe maintenant de nouveaux mécanismes de réglementation qui sont essentiels pour ouvrir la voie au changement et qui offrent un ensemble d'options répondant à l'évolution des besoins et des attentes des consommateurs compte tenu de l'évolution du contexte technologique, politique et commercial. Ces mécanismes peuvent être regroupés en trois catégories, comme le montre la Figure 3-2. Le secteur de l'électricité n'est pas monolithique. La structure du marché, le profil de production, les ressources naturelles, la géographie, la taille et la composition de la clientèle sont autant d'éléments qui varient d'un marché à l'autre. Les exemples ci-dessous ne sont pas exhaustifs et peuvent ne pas s'appliquer à l'ensemble des provinces et des territoires.

---

<sup>22</sup> Electricity Regulation for a Customer-Centric Future. [Survey of Alternative Regulatory Mechanisms](#), préparé pour l'Edison Electric Institute, 2020, Guidehouse.



**Figure 3-2 : Autres mécanismes de réglementation**

Les **mécanismes de rajustement des produits (MRP)** s'entendent de la façon dont les recettes cibles d'un service public sont établies, perçues et/ou ajustées au fil du temps. En règle générale, ils délaissent le modèle traditionnel des coûts et du chiffre d'affaires, comme dans une approche axée sur le coût du service, pour une approche plus prospective favorable à une réduction des coûts sans négliger la valeur, ce qui est avantageux pour les consommateurs.

Les plans tarifaires pluriannuels (PTP) sont communs en Alberta, en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec. Ils ont par ailleurs connu un grand succès dans le secteur du gaz naturel. L'exemple 4 illustre le cas du projet de loi n° 34 du Québec en vertu duquel les tarifs de distribution ont été gelés pendant cinq ans, avec des ajustements annuels pour tenir compte de l'inflation.

**Exemple 4 : Projet de loi n° 34 et plan tarifaire pluriannuel du Québec<sup>23</sup>**

Adopté à la fin de 2019, le projet de loi n° 34 simplifie le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité pour Hydro-Québec (HQ) en gelant les tarifs pendant cinq ans, avec des ajustements annuels pour tenir compte de l'inflation. HQ n'a donc plus à obtenir annuellement l'approbation de la Régie de l'énergie pour les investissements dans l'infrastructure et les changements apportés à son réseau de distribution. Il reste à voir si ce projet de loi sera vraiment efficace pour encourager HQ à réduire ses coûts et assez flexible pour inciter ce fournisseur d'électricité à accélérer l'adoption de technologies et de produits novateurs dans son réseau de distribution.

Les **mécanismes de performance** offrent des incitations ciblées pour que les fournisseurs d'électricité atteignent des objectifs de performance alignés sur les priorités stratégiques et les besoins des consommateurs en fonction de certains indicateurs ou cartes de pointage, ou bien des récompenses financières pour l'atteinte de certains niveaux de rendement. Les indicateurs sont utilisés pour rendre le processus plus transparent et encourager l'atteinte de certaines cibles au moyen d'un suivi et de la présentation des résultats. Les scores des cartes de pointage sont calculés en comparant les résultats publiés avec les cibles de rendement, les points de référence ou la performance d'autres fournisseurs. Comme l'illustrent les exemples 5 et 6, l'Ontario et l'Illinois utilisent des indicateurs pour mesurer le rendement des fournisseurs d'électricité par rapport aux cibles établies.

<sup>23</sup> Assemblée nationale du Québec. [Projet de loi n° 34](#). Adopté en décembre 2019.

**Exemple 5 : Cadre de réglementation renouvelé pour les distributeurs d'électricité (CRRE) de l'Ontario<sup>24</sup>**

La Commission de l'énergie de l'Ontario a adopté le CRRE en 2014 afin de mieux répondre aux attentes des clients en ce qui a trait aux niveaux de service et de fiabilité. Le CRRE utilise des cartes de pointage pour mesurer le rendement des services publics par rapport à des cibles de rendement prédéfinies, notamment l'approche vis-à-vis de la clientèle, l'efficacité opérationnelle, la réactivité aux politiques publiques et le rendement financier.

Les mécanismes d'*incitation* au rendement combinent un indicateur avec un objectif de performance et une incitation financière pour motiver les services publics à atteindre les objectifs relatifs à l'efficacité opérationnelle, aux clients ou aux politiques publiques. Par exemple, à Hawaï, le mécanisme d'incitation au rendement comprend des indicateurs de la qualité du service et des indicateurs liés à l'acquisition ponctuelle de ressources peu coûteuses auprès de fournisseurs tiers pour gérer la demande, ainsi qu'à l'intégration d'énergies renouvelables au réseau. Cependant,

ce ne sont pas tous les mécanismes d'incitation au rendement qui sont véritablement liés aux politiques publiques ou aux objectifs axés sur la clientèle. Certains sont insuffisants puisqu'ils portent avant tout sur la rentabilité et la fiabilité.

L'application transformatrice la plus courante des mécanismes d'incitation au rendement est le domaine de l'efficacité énergétique. Les services publics pourraient être autorisés à partager les bénéfices nets et à conserver un pourcentage des économies réalisées grâce aux programmes d'efficacité énergétique. Les bénéfices peuvent également être liés à l'atteinte d'un ou de plusieurs objectifs préétablis fondés sur les économies. Enfin, les services publics pourraient également se faire rembourser les dépenses consacrées aux programmes d'efficacité énergétique.

Le programme REV a transformé le modèle réglementaire par l'ajout de mécanismes de rajustement des bénéfices basés sur les résultats et le marché pour les distributeurs. Chaque service public propose des domaines de rendement, des indicateurs et des objectifs, ainsi que le niveau d'incitation qu'il envisage auprès de l'organisme de réglementation. Les domaines ciblés comprennent l'efficacité du système et la réduction de la consommation de pointe, l'efficacité énergétique, le processus d'interconnexion pour une production décentralisée, la participation des clients aux nouveaux programmes et la réduction des GES grâce à l'électrification des transports et à une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelable pour le chauffage et le refroidissement des bâtiments.

Les indicateurs et les scores peuvent servir de base à un mécanisme d'incitation au rendement, car ils permettent d'améliorer la capacité de suivi des indicateurs et de mieux comprendre les tendances par rapport au passé ou aux pairs.

Parmi les **autres mécanismes réglementaires** figurent aussi le mécanisme d'épargne partagée et d'autres qui réduisent le parti pris de longue date envers les dépenses en capital, ce qui permet aux fournisseurs de tirer des revenus liés à des solutions tierces économiques pour l'offre de produits et de services compatibles avec une modernisation du réseau, comme l'informatique fononagique ou les RED. Ce concept est crucial dans une économie moderne. Dans la chaîne d'approvisionnement, qui est intégrée verticalement, la valeur se déplace de plus en plus en aval vers des solutions numériques et s'éloigne des investissements à forte intensité de capital sur lesquels reposent habituellement les bénéfices des services publics.

<sup>24</sup> [Commission de l'énergie de l'Ontario. Rendement et suivi des services publics.](#) Consulté en septembre 2020.

Comme le montre l'exemple 6, l'Illinois a envisagé de permettre aux services publics d'obtenir un rendement sur les investissements dans l'informatique infonuagique.

**Exemple 6 : *Energy Infrastructure Modernization Act (EIMA)* et décision sur le recouvrement des coûts (Illinois)<sup>25,26</sup>**

L'EIMA permet aux services publics de récupérer certaines dépenses pourvu qu'ils présentent des indicateurs et des objectifs de rendement sur une période de 10 ans et en fonction de leurs résultats. Ces indicateurs entrent dans diverses catégories, comme les indices de fiabilité, la réduction de la demande de pointe, l'adoption d'énergies renouvelables, la réduction des GES, la réduction du budget des dépenses et l'adoption de nouvelles technologies pour le réseau intelligent.

En 2018, l'Illinois Commerce Commission (ICC) a lancé un processus de réglementation afin d'autoriser les services publics à traiter 80 % de la capacité d'hébergement infonuagique et des frais d'abonnement à des logiciels comme des actifs réglementaires, le reste étant considéré comme des frais d'exploitation. Le règlement qui lui a finalement été proposé allait encore plus loin et autorisait certains revenus sur la base d'un paiement à l'utilisation, mais pas au même niveau que pour les services infonuagiques prépayés. Toutefois, l'ICC a rejeté cette proposition en juillet 2020 du fait de l'absence d'un mécanisme adéquat de protection des consommateurs.

Un mécanisme d'épargne partagée permet aux services publics d'en conserver une partie comme profit et de transférer le reste aux consommateurs, souvent en leur offrant des tarifs moins élevés. Les services publics peuvent ainsi mettre en place des solutions efficaces économiquement sans nuire aux intérêts des consommateurs et des actionnaires. Les mécanismes d'épargne partagée peuvent s'appliquer aux dépenses en capital, aux dépenses d'exploitation, aux dépenses totales ou à certains sous-groupes, comme les solutions de rechange sans fil ou les programmes de gestion axée sur la demande.

Puisque les fournisseurs d'électricité profitent d'un taux de rendement sur les dépenses en capital et non sur les dépenses d'exploitation, ils préfèrent naturellement ces premières aux autres solutions dans le cadre réglementaire actuel. Elles ne sont toutefois pas toujours les meilleures ou les plus économiques pour les consommateurs. Les solutions fondées sur les services, telles que l'informatique infonuagique ou les RED, mettent de l'avant la nécessité d'adopter un cadre réglementaire récompensant les distributeurs d'énergie qui se tournent vers les solutions les moins coûteuses et les plus rentables pour les clients, qu'il s'agisse de dépenses en capital ou d'exploitation. Il est possible d'y arriver en permettant aux distributeurs d'obtenir un taux de rendement sur les solutions de services. La mise en place de mesures incitatives relatives aux RED permet aux distributeurs d'obtenir un taux de rendement sur les paiements effectués à un tiers pour une solution de service fondée sur les RED. Par exemple, le projet pilote du *Competitive Solicitation Framework* de la Californie<sup>27</sup> offrait une aide incitative équivalente à 4 % des paiements annuels pour les RED dans le cas où ils permettent de remplacer ou de reporter les dépenses en capital pour des projets de distribution traditionnels.

L'autorisation de tirer certains bénéfices des services payés à l'utilisation permettrait également aux distributeurs d'exploiter la flexibilité et l'extensibilité des solutions de services en réduisant

<sup>25</sup> Assemblée générale de l'Illinois. [Public Act 097-0616, Sec. 16-108.5. Infrastructure investment and Modernization. Adoptée en octobre 2011](#)

<sup>26</sup> Registre de l'Illinois. [Avis de projet de réglementation, titre 83, partie 289. Juillet 2018.](#)

<sup>27</sup> California Public Utilities Commission. [Integrated Distributed Energy Resources. Décembre 2016.](#)



le risque d'investissement et pourrait aussi entraîner une réduction des coûts s'ils utilisent moins un service que prévu.

### Réglementation axée sur les résultats (RAR)

La RAR utilise une combinaison de mécanismes et de processus réglementaires pour que le rendement des distributeurs réponde aux résultats escomptés par les consommateurs, les actionnaires et les organismes de réglementation. Dans le cadre d'une RAR, un distributeur a la possibilité d'obtenir un rendement plus élevé s'il peut atteindre les résultats de performance qui ont été établis.

La RAR peut s'appliquer selon différentes combinaisons, et parfois certains de ses éléments peuvent être intégrés aux cadres réglementaires traditionnels. Elle comprend généralement un mécanisme de découplage des revenus, un plan tarifaire pluriannuel et des mécanismes de rendement, notamment des mesures d'incitation à la performance. Les attentes des clients continuant d'évoluer et les technologies émergentes permettant une modernisation du réseau, un cadre moderne de RAR peut être défini pour permettre aux distributeurs de tirer leur épingle du jeu tout en atteignant les objectifs stratégiques provinciaux et territoriaux ainsi que les objectifs clients et en offrant des services à valeur ajoutée. L'exemple 7 illustre le cas du modèle RIIO de la Grande-Bretagne, qui comprend des mécanismes d'incitation à la performance et une approche des dépenses totales qui combine une partie des dépenses en capital et des dépenses d'exploitation en actifs réglementaires, ce qui permet un taux de rendement sur les deux. Et comme le montre l'exemple 8, Hawaï a également adopté une RAR, créant un nouveau modèle de gestion ne reposant pas sur l'investissement, mais sur des indicateurs de performance du marché.

#### Exemple 7 : Modèle RIIO de la Grande-Bretagne<sup>28</sup>

Le modèle RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*) est considéré comme l'exemple le plus complet de RAR à l'heure actuelle. Il se compose de plusieurs nouveaux mécanismes de réglementation, dont des périodes d'encadrement tarifaire de huit ans, des analyses comparatives, des mécanismes de partage des bénéfices et des mécanismes d'incitation à la performance. Son approche des dépenses totales combine une partie des dépenses en capital et des dépenses d'exploitation en actifs réglementaires, ce qui permet un taux de rendement sur les deux. La préférence des distributeurs d'énergie pour les dépenses en capital est ainsi éliminée.

La plupart des distributeurs d'énergie ont dépensé moins que ce qui leur était permis, bien que des critiques aient signalé des lacunes dans le processus d'analyse comparative et d'établissement des revenus. La première phase du modèle RIIO était jugée trop lourde et complexe, mais la deuxième phase comportera plusieurs améliorations. Ce modèle n'est pas parfait, mais c'est un pas dans la bonne direction.

<sup>28</sup> Ofgem. [RIIO](#). Consulté en septembre 2020.

### Exemple 8 : RAR dans l'État d'Hawaï<sup>29,30</sup>

En 2018, Hawaï a adopté une loi qui est axée sur les résultats et qui donne à l'organisme de réglementation le mandat de prendre des mesures qui rompent complètement le lien entre les revenus des distributeurs et les niveaux de dépenses en capital. Il s'agit donc d'un nouveau modèle de gestion qui ne repose pas sur l'investissement, mais sur des indicateurs de performance du marché. Les principes directeurs suivants ont été établis pour guider l'élaboration du cadre de RAR de la Commission :

1. Approche client comprenant des économies dès le premier jour de l'adoption du nouveau règlement.
2. Efficacité administrative réduisant le fardeau réglementaire pour les distributeurs et les intervenants.
3. Intégrité financière des distributeurs pour préserver leur santé financière, y compris l'accès à du capital à faible coût.

La Public Utilities Commission d'Hawaï a également choisi des résultats prioritaires pour orienter l'élaboration des mécanismes de la RAR dans la deuxième phase du processus. Parmi ces résultats prioritaires figurent l'expérience d'interconnexion, la mobilisation des consommateurs, l'efficacité des RED, l'efficacité des investissements dans le réseau, la réduction des émissions de GES, l'électrification des transports et la résilience du système.

Des éléments d'une RAR ont aussi été mis en œuvre en Alberta, en Ontario et en Colombie-Britannique. La RAR de l'Alberta repose sur des plans tarifaires quinquennaux avec des clauses de réouverture et des mécanismes de report des gains en efficacité<sup>31</sup>. Les mesures d'incitation à l'innovation sont minimales, en particulier dans les cas où l'innovation ne procure pas un gain d'efficacité important et n'entraîne pas une grande réduction des coûts pendant la même période quinquennale. Par ailleurs, il arrive bien souvent que le financement pour les solutions d'innovation soit délaissé en premier lorsque des gains d'efficacité sont trouvés dans le cadre de la RAR. Le Cadre de réglementation renouvelé pour les distributeurs d'électricité (CRRE)<sup>32</sup> permet de surveiller et de noter au moyen d'une carte de pointage<sup>33</sup> le rendement des services publics par rapport à des résultats de rendement prédéfinis, notamment la qualité du service, la satisfaction de la clientèle, la sécurité, la fiabilité du système, la gestion des actifs, le contrôle des coûts, la réactivité aux politiques publiques et le rendement financier. La Colombie-Britannique utilise tant le coût du service que la RAR pour encourager ses services publics à être efficaces en permettant aux actionnaires et aux consommateurs de se partager les économies si les objectifs établis sont atteints<sup>34</sup>. Aucun des règlements axés sur les résultats au Canada ne comprend actuellement de mécanismes d'incitation à la performance jumelés à des indicateurs, sauf pour l'efficacité en matière de F et E. Toutefois, les indicateurs et les scores qui existent peuvent servir de base à un mécanisme d'incitation à la performance, car ils permettent de mieux suivre les données.

<sup>29</sup> Hawaii State Legislature. [Ratepayer Protection Act](#).

<sup>30</sup> Public Utilities Commission d'Hawaï. [Summary of Phase 1 Decision & Order Establishing a PBR Framework, 2019](#)

<sup>31</sup> Commission des services publics de l'Alberta (AUC). [Tarifs de distribution](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>32</sup> Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). [Cadre de réglementation renouvelé pour les distributeurs d'électricité, 2010](#).

<sup>33</sup> Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). [Mesures de rendement énergétique](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>34</sup> Fortis BC. [Affaires réglementaires](#). Consulté en septembre 2020.

## Espaces d'innovation réglementaire

Le concept d'espaces d'innovation réglementaire a émergé pour donner plus de flexibilité et permettre aux distributeurs d'énergie et aux partenaires de mettre à l'essai de nouvelles initiatives dans un environnement sûr à l'abri de la réglementation normale et des exigences de prudence économique associées à la réglementation reposant sur les coûts. Il vise à accélérer le processus traditionnel afin de tester de nouvelles idées et de nouveaux modèles de gestion, mais aussi à introduire rapidement de nouveaux produits et de nouvelles solutions clients sur le marché, sans le fardeau réglementaire habituel. Les espaces d'innovation réglementaire sont davantage axés sur l'intégration de solutions au système énergétique et sur les avantages collectifs qui en découlent que sur la recherche et le développement ou la faisabilité technique.

L'un de ces espaces d'innovation est l'Espace innovation de la Commission de l'énergie de l'Ontario, lancé en 2019 pour les secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Il vise à aider les promoteurs intéressés par « *des projets novateurs liés à l'énergie qui présentent un potentiel évident d'avantages pour les consommateurs, que ce soit sous forme d'économies à long terme, d'amélioration du rendement des coûts, d'amélioration des services ou d'autres moyens* ». Le processus est principalement axé sur l'échange de renseignements et de connaissances entre les promoteurs et le personnel de la Commission<sup>35</sup>. Il peut aider les innovateurs à surmonter ce que certains considèrent comme des obstacles réglementaires ou procéduraux et informer les décideurs politiques afin qu'ils comprennent mieux comment apporter des changements systémiques pour faciliter l'innovation à long terme.

La nature et la portée des espaces d'innovation réglementaire varient selon les objectifs souhaités. Dans le cas du Royaume-Uni, l'objectif a évolué au fil du temps. L'objectif initial était de soutenir de nouveaux modèles de gestion dans la foulée des nouveautés lancées sur le marché pour offrir plus d'options aux consommateurs. À la suite de l'engagement du Royaume-Uni d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, Ofgem a élaboré un plan de décarbonisation dans lequel il est indiqué que « *la décarbonisation au coût le plus bas pour les consommateurs va de pair avec leur protection et le soutien à la concurrence et à l'innovation.* »<sup>36</sup>

Aux Pays-Bas, l'espace d'expérimentation de la Loi sur l'électricité, également appelé bac à sable réglementaire, est administré par le ministère des Affaires économiques et de la Politique climatique, avec un rôle consultatif exercé par l'organisme de réglementation. Dans le cadre de cet espace, l'objectif est de déterminer si la législation doit être adaptée aux solutions futures pour la transition énergétique<sup>37</sup>. La première version (2015 à 2018) mettait l'accent sur des services flexibles et des RED. Elle s'est soldée par l'approbation de 17 projets<sup>38</sup>. Les projets approuvés n'ont pas été financés au moyen d'une base tarifaire, seules des exemptions à la loi ont été accordées. Dans la deuxième version de cet espace, l'organisme de réglementation des Pays-Bas prévoit l'étendre au secteur du gaz naturel<sup>39</sup>.

En Italie, l'autorité de réglementation de l'énergie, des réseaux et de l'environnement régit les expériences visant à promouvoir l'innovation dans le réseau national. Pour répondre aux obstacles réglementaires et financiers, les objectifs de l'espace d'innovation italien comprennent de nouvelles fonctionnalités pour les réseaux, une nouvelle réglementation sur les mesures

<sup>35</sup> [Espace innovation CEO](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>36</sup> Ofgem. [Decarbonisation Programme Action Plan, 2020](#).

<sup>37</sup> IEA. [International Smart Grid Action Network, 2019](#).

<sup>38</sup> Netherlands Enterprise Agency. [Decisions on Exemptions from Electricity Act Experiments](#). Consulté en août 2020.

<sup>39</sup> Netherlands Enterprise Agency. [Electricity Law and Gas Law experiments](#). Consulté en août 2020.



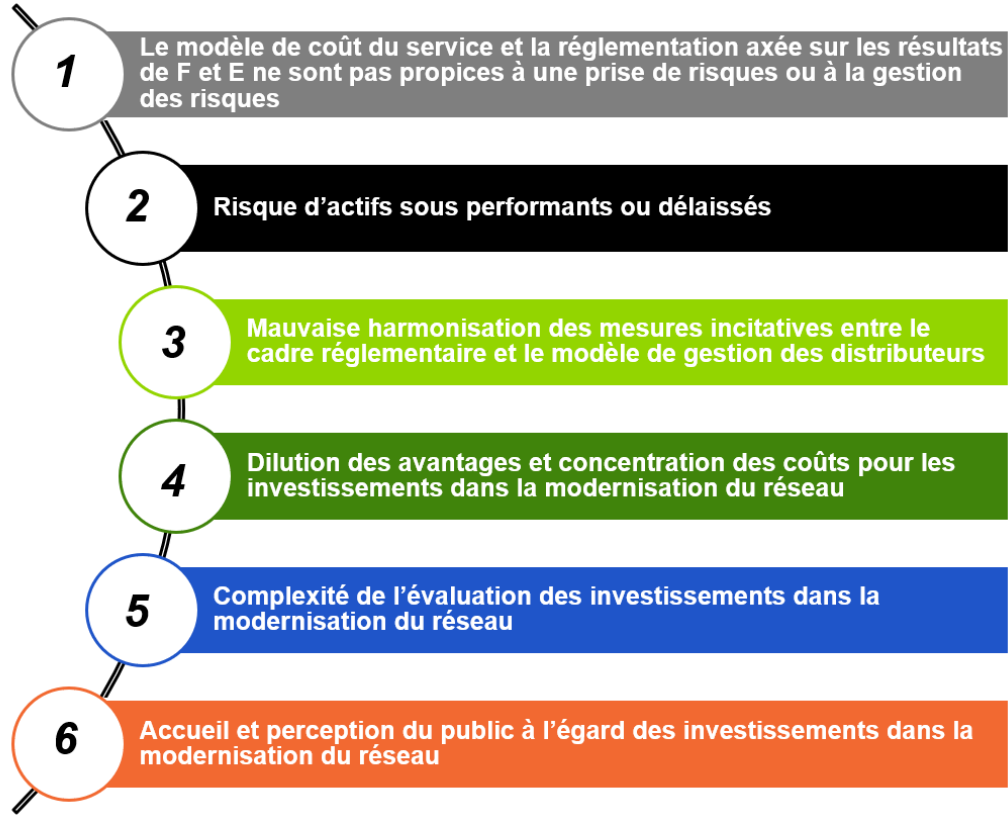
incitatives pour encourager le déploiement des innovations et de nouveaux acteurs sur le marché de l'électricité<sup>37</sup>. Entre 2010 et 2019, il y a eu cinq appels de proposition pour des projets pilotes, notamment des expériences réglementaires sur des fonctionnalités intelligentes pour les réseaux de moyenne tension, différents modèles de gestion pour la recharge des véhicules électriques, le stockage d'énergie à l'échelle du réseau pour atténuer la congestion des lignes à haute tension en raison d'une production excessive d'énergie éolienne, et des services de flexibilité. Le financement de ces projets est en bonne partie fondé sur les tarifs, et les résultats des projets ont été rendus publics afin de permettre une évaluation externe et de diffuser les pratiques exemplaires. Toutefois, des tiers réalisent leurs propres investissements sur le marché et sont partiellement rémunérés pour certains projets.

## 3.2 Résumé des options possibles

En raison de la diversité qui caractérise les provinces et les territoires au Canada, des approches sur mesure devront être adoptées pour surmonter les obstacles aux investissements importants des distributeurs d'énergie dans la modernisation du réseau. Les cadres réglementaires et stratégiques devront pouvoir être adaptés rapidement pour permettre aux distributeurs de mettre en place des solutions novatrices tout en veillant à ce que les consommateurs soient protégés et bénéficient des efforts de modernisation du réseau. Les distributeurs d'énergie devront également être des agents de changement et s'assurer que les avantages de la modernisation du réseau sont tangibles pour les consommateurs.






Dans le cas contraire, les nouveaux joueurs sur le marché pourraient exercer une forte concurrence et remettre en question la viabilité financière des distributeurs, une situation qui n'est pas souhaitée par les parties prenantes : actionnaires, organismes de réglementation, consommateurs et pouvoirs publics. La mise en adéquation de ces besoins n'est pas une mission de tout repos. Une étroite collaboration et des partenariats entre les intervenants sont nécessaires pour réduire les risques et équilibrer le rythme de modernisation du réseau. Le changement peut être graduel s'il fait l'objet de décisions d'investissement et d'un encadrement ou bien fondamental s'il est accompagné d'une refonte en profondeur du cadre réglementaire ou d'une déréglementation plus poussée.

Cette section traite des options potentielles générales, lesquelles sont énumérées au Tableau 3-1. Elles doivent être prises en compte dans l'élaboration d'une politique et d'une réglementation à long terme pour la modernisation du réseau. Une analyse comparative des facteurs de motivation et des enjeux des intervenants est également incluse pour montrer de quelle façon les options peuvent aider à atténuer les obstacles indiqués à la Figure 3-3.



**Figure 3-3 : Obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité**

**Tableau 3-1 : Options possibles pour surmonter les obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité**

Obstacles	Options possibles
	a) Harmoniser les cadres réglementaires pour encourager une refonte des modèles de revenu basés sur le coût du service, ce qui contribuerait à atteindre les objectifs d'intérêt public et de modernisation du réseau.
	b) Encourager les partenariats entre les distributeurs d'énergie et le secteur privé afin de limiter les risques pour les contribuables et de maximiser la valeur pour les clients, tout en favorisant l'innovation et les rendements potentiels pour les investisseurs.
	c) Élaborer des lignes directrices plus stratégiques et détaillées sur le processus de proposition, d'examen, d'approbation et de surveillance des investissements dans la modernisation du réseau.
	d) Produire des données et des méthodes normalisées pour mieux caractériser les avantages et les coûts associés aux investissements dans la modernisation du réseau afin de réduire les risques et de s'assurer que les investissements conviennent aux besoins.
	e) Favoriser la participation des clients et les informer des avantages associés à un réseau moderne et une participation accrue.

**a) Harmoniser les cadres réglementaires pour encourager une refonte des modèles de revenus des services publics, ce qui contribuerait à atteindre les objectifs d'intérêt public et de modernisation du réseau.**

La transformation du paysage énergétique nécessite une mise à jour des cadres réglementaires pour permettre aux distributeurs d'énergie d'atteindre les résultats et les objectifs de modernisation du réseau. Les politiques publiques axées sur la réduction des émissions de GES, l'électricité propre, la croissance économique à faible émission de carbone et l'adaptation aux changements climatiques nécessitent une intégration des énergies renouvelables et des RED, ainsi qu'une adaptation stratégique et un renforcement du réseau pour le rendre plus résilient. Tout cela nécessite un système intelligent moderne, ce qui n'est pas sans risque ni sans frais. La modernisation d'un réseau offre généralement une gamme d'avantages, mais les coûts sont assumés de façon disproportionnée par les distributeurs plutôt que par tous les acteurs de la chaîne de valeur.

Puisque les fournisseurs d'électricité profitent d'un taux de rendement sur les dépenses en capital et non sur les dépenses d'exploitation, ils préfèrent naturellement ces premières aux autres solutions dans le cadre réglementaire actuel. Des changements dans les modèles de rémunération des distributeurs pourraient les aider à choisir des solutions économiques qui leur permettraient à la fois de s'adapter à l'évolution du marché, mais aussi de se concentrer sur les

moyens d'offrir un réseau sûr, résilient, fiable et abordable pour les consommateurs, quel que soit le type de dépenses. Des mécanismes permettant de monétiser la valeur et les avantages de la modernisation du réseau seront peut-être nécessaires pour inciter les distributeurs d'énergie à prendre les risques inhérents aux investissements dans la modernisation du réseau. En parallèle, la mise en œuvre d'une approche client sera importante pour offrir un bon rapport qualité-prix aux consommateurs tout en les protégeant et réduisant les risques au minimum.

Une combinaison de nouveaux mécanismes de réglementation peut aider à concilier les principaux facteurs de motivation des intervenants et les objectifs de modernisation du réseau. New York, la Californie, Hawaï, l'Illinois et le Royaume-Uni sont des exemples d'États qui ont lancé des réformes réglementaires fortement liées aux objectifs d'intérêt public et/ou aux objectifs de modernisation du réseau, comme l'illustre la section 3. New York reconnaît la nécessité pour les distributeurs d'élargir leurs rôles et leurs fonctions en tant que planificateurs de systèmes intégrés, d'exploitants de réseaux et opérateurs de marché. À ce titre, la NYPSC a ajouté une combinaison de mécanismes d'incitation au rendement axés sur le marché et sur les résultats comme autre moyen pour assurer des revenus aux distributeurs.

Le Cadre de réglementation renouvelé pour les distributeurs d'électricité est un pas dans la bonne direction, car il permet de mieux aligner le rendement des distributeurs sur les résultats souhaités, notamment la réceptivité aux politiques publiques. De plus, l'utilisation des indicateurs et des scores peut servir de base à des mécanismes d'incitation à la performance, car ils permettent de mieux suivre les données et les tendances.

La figure 3-4 ci-dessous illustre les tensions en jeu relativement aux divers facteurs de motivation pour l'adoption d'un réseau intelligent. Dans la chaîne de service, les relations entre ces facteurs de motivation fournissent des indices quant à la capacité des parties prenantes d'accepter et de mettre en œuvre un changement. Dans bien des cas, l'harmonisation est déficiente et des tensions se manifestent. Ce sont ces domaines qui nécessitent une plus grande attention et une participation active de la part des décideurs politiques pour permettre une meilleure harmonisation. Dans d'autres domaines, une harmonisation est peut-être déjà au rendez-vous, ce qui ouvre la voie à des solutions fondées sur le consensus et des objectifs communs.

**Figure 3-4 : Matrice des tensions liées aux facteurs de motivation au changement**

Facteurs de motivation au changement	Organisme de réglementation	Distributeurs et actionnaires	Consommateurs	Gouvernement
Assurer un prix abordable	L'abordabilité est l'indicateur économique le plus important pour l'approbation des tarifs et des investissements des services publics. La stabilité financière et des tarifs abordables sont une source de tension constante.			Les gouvernements doivent apporter leur appui à un service essentiel abordable et sont souvent actionnaires des distributeurs
Se concentrer sur la sécurité, la fiabilité et l'universalité du service				
Construire une infrastructure flexible et résiliente				
Comprendre l'importance et la chronologie des avantages de la modernisation du réseau pour justifier les risques associés aux investissements	Les organismes de réglementation ont besoin des outils et des connaissances nécessaires pour évaluer les nouveaux investissements.			Le soutien du gouvernement est utile, mais la fonction de l'organisme de réglementation demeure.
Protéger les consommateurs, limiter les risques et réduire les coûts administratifs et réglementaires				
Préserver la croissance et les bénéfices commerciaux	Les fournisseurs d'électricité doivent demeurer financièrement viables pour assurer le service.		Les consommateurs cherchent un équilibre entre l'abordabilité et la stabilité financière, mais ne disposent pas d'un accès équitable à l'information.	Les gouvernements sont souvent actionnaires des services publics et demandent un rendement
Atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES et diriger les investissements vers les sources d'énergie renouvelable et non émettrice	Les changements climatiques sont importants aux yeux de tous, mais les organismes de réglementation économique n'ont pas toujours la possibilité d'en tenir compte			Les changements climatiques et les GES sont des questions primordiales en ce moment pour les gouvernements. La contribution directe ou indirecte du secteur de l'électricité est essentielle pour atteindre les objectifs en matière de changements climatiques.
Prendre le virage vers une croissance économique à faible émission de carbone				

**Influence des facteurs de motivation sur la mise en place d'un réseau intelligent**

Faible	Modérée	Élevée	Critique
--------	---------	--------	----------

← TENSION →

**b) Encourager les partenariats entre les distributeurs d'énergie et le secteur privé afin de limiter les risques pour les contribuables et de maximiser la valeur pour les clients, tout en favorisant l'innovation et les rendements potentiels pour les investisseurs.**

Les partenariats entre les distributeurs d'énergie et le secteur privé peuvent atténuer le risque financier pour les contribuables si des investissements sont réalisés dans des actifs non traditionnels, sans que les actionnaires soient les seuls à assumer ce fardeau. Les entreprises privées ont tendance à avoir une plus grande tolérance au risque, en particulier si elles estiment que l'utilisation d'une nouvelle technologie est susceptible de se répandre, et elles ne dépensent généralement pas l'argent de contribuables. Les innovations proviennent aussi le plus souvent de fournisseurs ou d'entreprises de technologie en périphérie du réseau, mais peu d'entre elles transforment la plateforme du réseau elle-même par agrégation ou contrôle centralisé.

Les partenariats avec le secteur privé attireront des investissements avec des attentes différentes pour ce qui est du profil de risque et du rendement, ce qui donnera une impulsion à l'innovation sous la gestion des bons investisseurs. Les investisseurs dans les actifs à revenu fixe peuvent rester présents et continuer de bénéficier d'une sécurité appropriée à long terme. Les partenariats entre les distributeurs et le secteur privé atténueraient non seulement une partie du risque financier, mais mettraient également à contribution leur clientèle actuelle, leur expertise et leurs connaissances du réseau de distribution local pour la mise en marché des solutions novatrices. La promotion de ce type de partenariat pourrait contribuer à l'objectif de tirer profit de la technologie propre et des innovations canadiennes pour profiter d'occasions d'exportation et de commerce de façon à accroître la présence sur les marchés mondiaux.

Même s'ils sont à l'initiative des distributeurs, certains projets faisant partie du volet « réseaux intelligents » de la phase II du Fonds pour les infrastructures vertes de Ressources naturelles Canada (RNCa)<sup>40</sup> sont réalisés en partenariat avec des entreprises technologiques en périphérie du réseau. Par exemple, le projet de réseau transactionnel MiGen d'Hydro Ottawa est réalisé en collaboration avec de nombreux autres intervenants du milieu universitaire et de l'industrie. Ce projet vise à stimuler le marché énergétique en permettant aux consommateurs de produire leur propre électricité, de stocker l'électricité non consommée et de réacheminer l'électricité excédentaire dans le réseau. MiGen a reçu un financement partiel dans le cadre du Fonds de développement du réseau intelligent et a bénéficié du Fonds LDC Tomorrow et du Fonds pour les infrastructures vertes de RNCa<sup>41</sup>.

Le projet Grid Exchange d'Alectra, en collaboration avec Sunverge, IBM et Interac, est un autre exemple d'un fonds d'innovation tiers qui favorise l'harmonisation et qui aide à nouer des partenariats au sein de l'industrie<sup>42</sup>. Il vise à tirer parti des clients Power.House existants d'Alectra pour démontrer la capacité de la technologie logicielle de chaîne de blocs à assurer la visibilité des RED en temps réel ainsi que permettre des transactions sur le réseau entre les consommateurs et le service de distribution. Ce projet bénéficie également du Fonds pour les infrastructures vertes de RNCa<sup>40</sup>.

Le Fonds de développement du réseau intelligent de l'Ontario a permis d'orchestrer des partenariats entre les services publics, les gouvernements, les collectivités et les fournisseurs

---

<sup>40</sup> Ressources naturelles Canada. [Investissements actuels](#). Consulté en août 2020.

<sup>41</sup> Hydro Ottawa. [Réseau transactionnel MiGen](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>42</sup> Green Energy & Technology Centre d'Alectra. [Grid Exchange](#). Consulté en septembre 2020.

de solutions. Jusqu'à maintenant, 45 projets ont été réalisés avec un investissement total de 200 millions de dollars<sup>43</sup>. Le Fonds LDC Tomorrow était administré par le groupe MEARIE et visait à financer des projets de recherche, des innovations énergétiques et des occasions d'affaires au bénéfice des distributeurs d'énergie sur le marché concurrentiel de l'Ontario<sup>44</sup>.

La plateforme REV Connect de New York fait le pont entre les services publics et le secteur privé pour accélérer l'innovation, concevoir de nouveaux modèles de gestion et offrir une valeur ajoutée aux consommateurs. Les entreprises peuvent soumettre des idées sur la plateforme REV Connect, lesquelles sont évaluées rapidement, commentées par des experts et, si elles sont retenues, proposées à l'un des distributeurs d'énergie de New York et à d'autres partenaires commerciaux potentiels<sup>45</sup>.

**c) Élaborer des lignes directrices plus stratégiques et détaillées sur le processus de proposition, d'examen, d'approbation et de surveillance des investissements dans la modernisation du réseau.**

Un encadrement à propos des technologies ou des modèles de gestion que les distributeurs d'énergie peuvent explorer et à quelle fin peut aider à réduire l'incertitude et les risques liés aux coûts administratifs et réglementaires. Il doit être élaboré conjointement par les distributeurs et les organismes de réglementation, car ils ont tous deux besoin de comprendre l'ampleur et la chronologie des avantages de la modernisation du réseau pour justifier les risques associés aux investissements. Cette approche peut aussi permettre de s'assurer que les exigences ou les critères établis sont réalistes tout en évitant le chevauchement des efforts. Par exemple, au Massachusetts, National Grid a proposé un système de demande de proposition pour les solutions de recharge sans fil (SRSF). Trois critères doivent être respectés : le coût de l'infrastructure traditionnelle pour répondre au besoin est supérieur à 1 million de dollars, la charge en jeu est inférieure à 20 % de la charge totale du secteur et le besoin existe depuis au moins trois ans<sup>46</sup>. National Grid devra évaluer et comparer les options de SRSF pour son infrastructure. Les règles et les mécanismes de prise de décisions comme ceux-ci simplifient l'évaluation de l'infrastructure traditionnelle par rapport aux solutions non traditionnelles en limitant la portée aux situations dans lesquelles les SRSF sont les plus susceptibles d'être intéressantes.

À la suite de la proposition controversée, d'une valeur de 1,9 milliard de dollars, faite par la Southern California Edison en 2107 pour la modernisation du réseau, la Public Utilities Commission de la Californie (CPUC) a formulé des lignes directrices pour la mise en place d'un processus d'élaboration, d'examen et d'approbation des plans de modernisation dans le cadre des procédures tarifaires générales. Des ateliers multipartites ont été organisés dans le cadre des travaux sur le plan des ressources de distribution (PRD)<sup>47</sup>. Ils ont servi de base à l'élaboration d'un cadre pour l'évaluation des investissements dans la modernisation du réseau, qui visent principalement à accroître l'adoption et l'intégration des RED et à maximiser leur valeur. Ce cadre fait état des technologies ou des fonctions de distribution nécessaires pour favoriser l'adoption et l'intégration des RED dans le réseau, ainsi que la maximisation de leur

<sup>43</sup> Gouvernement de l'Ontario. [Projets financés par le Fonds de développement du réseau intelligent](#). Consulté en septembre 2020. [Le programme a pris fin en 2018](#).

<sup>44</sup> Le groupe MEARIE. [Fonds LDC Tomorrow](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>45</sup> [REV Connect de New York](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>46</sup> National Grid. [Massachusetts Electric Company and Nantucket Electric Company. Initial Filing](#). Consulté en août 2020.

<sup>47</sup> Public Utilities Commission de la Californie (CPUC). [DRP Workshops](#). Consulté en septembre 2020.

valeur<sup>48</sup>. La CPUC a également déclaré que les investissements dans la modernisation du réseau doivent être évalués dans le contexte de la rentabilité globale des RED et procurer des avantages concrets pour les contribuables.

Le suivi des coûts et des avantages des différents projets est également essentiel pour déterminer les gains réels obtenus. De cette façon, il sera plus facile d'évaluer les projets ultérieurs de modernisation du réseau et, en fin de compte, de responsabiliser les parties prenantes quant aux résultats obtenus. Les plans de modernisation du réseau demandent beaucoup d'efforts, et les erreurs sont inévitables, mais leur mise en œuvre et l'aménagement de l'infrastructure nécessaire permettent de mieux comprendre la valeur de cette modernisation. L'adoption de lignes directrices sur la préparation, l'examen, l'approbation et la surveillance des investissements dans la modernisation du réseau peut aider à réduire les coûts, à mieux comprendre les avantages obtenus et à mettre en place les conditions nécessaires pour le succès des distributeurs d'énergie.

**d) Produire des données et des méthodes normalisées pour mieux caractériser les avantages et les coûts associés aux investissements dans la modernisation du réseau afin de réduire les risques et de s'assurer que les investissements conviennent aux besoins.**

Un processus de valorisation des avantages moins tangibles de la modernisation du réseau, comme l'intégration des énergies renouvelables et des RED, les options plus nombreuses pour les consommateurs et leur satisfaction ainsi que la réduction des impacts environnementaux, pourrait stimuler les efforts de modernisation du réseau. Les avantages de chaque investissement dans la modernisation du réseau sont très difficiles et complexes à isoler des avantages attribuables aux autres investissements et solutions que cette modernisation rend possibles. Ces investissements doivent être évalués dans le contexte de la rentabilité globale des RED ou des autres solutions rendues possibles par un réseau moderne et intelligent.

En Californie, les services publics ont reçu le mandat de dresser la liste des investissements dans la modernisation du réseau qui permettent d'intégrer le nombre croissant de RED et de déterminer comment ces dernières devraient être évaluées dans le cadre du plan des ressources de distribution. Un processus de collaboration multipartite s'est soldé par la production de données, de méthodes et d'outils normalisés. Ils comprennent notamment des scénarios de croissance et des prévisions de charge des RED, des analyses de la capacité d'hébergement des RED, un outil d'Energy + Environmental Economics pour le calcul des coûts évités grâce aux RED, qui a été adopté pour les travaux sur le rapport coût-efficacité ayant trait à la demande<sup>49</sup>, et d'un outil d'analyse des avantages nets par secteur<sup>50,51</sup>. Ces activités de collecte de données sont cruciales pour limiter les risques et s'assurer que les investissements appropriés sont faits pour favoriser l'intégration des RED dans le système.

En Californie, les services de distribution ont reçu le mandat de planifier les ressources de distribution, et CAISO a utilisé des mécanismes de marché localisés pour faciliter la mise au point d'indicateurs permettant d'évaluer les avantages des RED. Au Canada, comme la planification est centralisée dans certaines provinces ou territoires, un autre mécanisme devrait

---

<sup>48</sup> CPUC. *Projet de règlement 14-08-013. [Décision 18-03-023](#)*. Consulté en août 2020.

<sup>49</sup> Energy + Environmental Economics. *[Avoided Cost Calculator for DERs](#)*. Consulté en août 2020.

<sup>50</sup> CPUC. *[Distribution Resources Plan](#)*. Projet de règlement 14-08-013. Consulté en août 2020.

<sup>51</sup> Analysis Group. *[The Value of "DER" to "D": The Role of DER in Supporting Local Electric Distribution System Reliability](#)*. 2016. Consulté en août 2020.



probablement être mis au point pour déterminer la valeur d'un actif du réseau ou d'un investissement dans une RED de façon que les coûts soient équitablement assumés par les clients qui en bénéficient. Certaines administrations pourraient également adopter une approche plus régionale ou zonale de planification des ressources comme étape supplémentaire d'évaluation des ressources à l'échelle de la distribution.

La production de données et de méthodes normalisées exigerait un processus collaboratif multipartite qui pourrait être lourd, et nécessiterait des ressources de la part des distributeurs d'énergie. Ces démarches et les coûts qu'elles impliquent ne concordent peut-être pas avec les cadres réglementaires actuels et doivent être pris en considération. Bien comprendre l'ampleur et la chronologie des avantages de la modernisation du réseau est un défi que doivent relever les distributeurs d'énergie et les organismes de réglementation. Cela ouvre la voie à des partenariats visant à trouver des solutions pour que les parties prenantes réalisent leurs mandats respectifs. Les distributeurs d'énergie ont besoin d'une motivation financière pour justifier les risques associés aux investissements, tandis que les organismes de réglementation doivent protéger les consommateurs et limiter les risques.

**e) Favoriser la participation des clients et les informer des avantages associés à un réseau moderne.**

Les consommateurs jouent un rôle essentiel dans la transformation de l'industrie puisque leurs préférences évoluent et qu'ils exigent des services nouveaux et différents de la part des entreprises énergétiques. Grâce à toutes les avancées technologiques, les distributeurs d'énergie ont la possibilité de mobiliser les clients, d'améliorer les relations et de leur offrir des solutions qui répondent à leurs besoins. Les investissements qui facilitent l'intégration des RED à un réseau moderne peuvent aider les clients à revendre de l'électricité au réseau ou permettre aux distributeurs d'énergie de mobiliser les consommateurs grâce à de nouvelles options de tarification, de nouveaux plans de service et de nouveaux outils qui peuvent aider ceux-ci à mieux comprendre et à gérer leur utilisation de l'électricité. Les avantages de la modernisation du réseau peuvent être rendus plus tangibles pour les consommateurs en leur offrant le choix de produire eux-mêmes de l'électricité avec des RED et d'utiliser des outils qui leur donne de la latitude. Par exemple, le projet pilote de la Grille tarifaire réglementée (GTR) de l'Ontario a permis d'explorer les mécanismes tarifaires et non tarifaires (c.-à-d. fournir des renseignements en temps réel sur la consommation d'énergie, des conseils sur les économies d'énergie, etc.) pour tester les moyens d'aider les consommateurs à mieux gérer leurs coûts d'électricité tout en contribuant à rendre le système plus efficace<sup>52</sup>.

Une expérience client positive avant et pendant la mise en place de l'infrastructure de modernisation du réseau est essentielle pour obtenir l'appui et la participation des consommateurs. Sonder l'opinion des consommateurs et communiquer avec eux en utilisant leur moyen de communication préféré peut permettre de mieux comprendre leurs inquiétudes. Pour mieux faire valoir les avantages d'un réseau intelligent, les distributeurs d'énergie peuvent offrir des produits et des services qui ont une valeur tangible pour les clients.

---

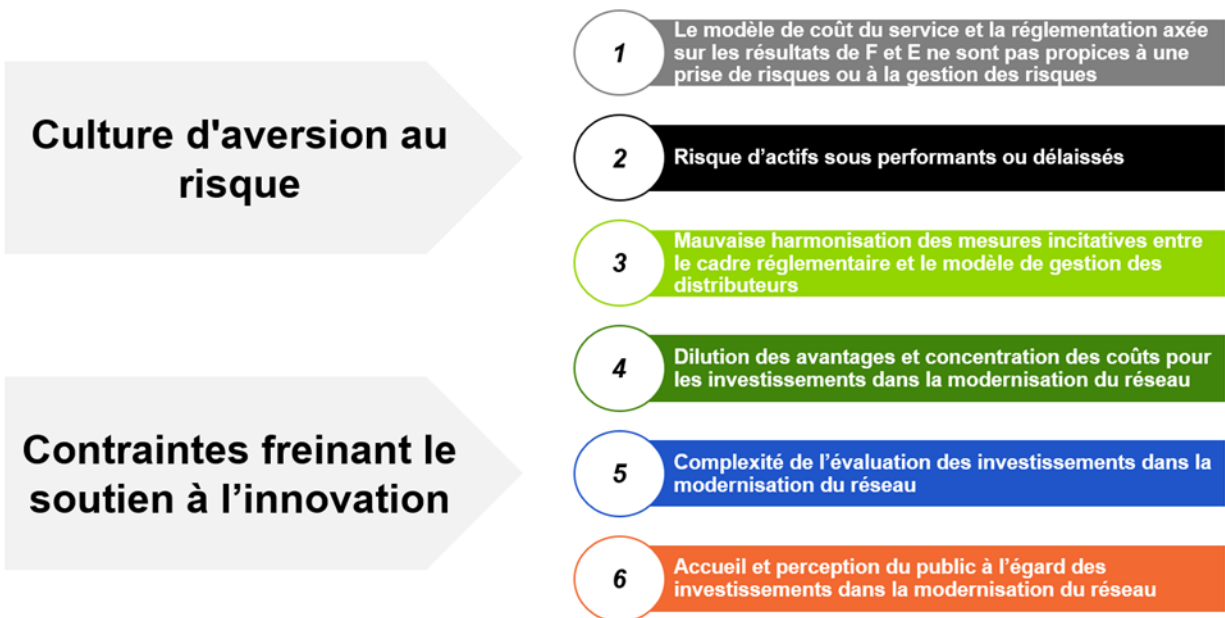
<sup>52</sup> CEO. [RPP Roadmap](#). Consulté en septembre 2020.

## 4. Conclusion

Le secteur de l'électricité est conscient de la nécessité de moderniser le réseau pour répondre à l'évolution des politiques, de la réglementation et des tendances du marché. L'instauration d'une culture d'innovation et de flexibilité est nécessaire pour toutes les parties prenantes afin d'atteindre les objectifs de modernisation du réseau. Les priorités et les avenues permettant d'atteindre ces objectifs varieront d'une région à l'autre, mais s'articuleront autour des thèmes suivants : maximisation de l'utilisation des actifs, sécurité, fiabilité, résilience, flexibilité, durabilité, intégration des énergies renouvelables et des DER, et abordabilité.

Les percées technologiques représentent une source de possibilités et d'avantages pour les distributeurs d'énergie, les fournisseurs de services et les consommateurs. La baisse du coût des RED et l'adoption des technologies destinées aux consommateurs ouvriront également la voie à une croissance du chiffre d'affaires plus près du client ou en aval du compteur. Il est donc d'autant plus important de mettre en service les technologies et les infrastructures en périphérie du réseau. Les risques et les avantages de la modernisation pourront ainsi être répartis entre les distributeurs d'énergie, les organismes de réglementation et les consommateurs.

Les obstacles à la modernisation du réseau tournent autour de deux grands thèmes, qui sont renforcés par un modèle conservateur fondé sur le coût du service et le taux de rendement. La Figure 4-1 présente ces thèmes plus en détail.








**Figure 4-4 : Sommaire des obstacles aux investissements dans le réseau**

En raison de la diversité qui caractérise les provinces et les territoires au Canada, des approches sur mesure devront être adoptées pour surmonter les obstacles aux investissements des distributeurs d'énergie dans la modernisation du réseau. Les cadres réglementaires et stratégiques devront pouvoir être adaptés pour permettre aux distributeurs de mettre en place

des solutions et des modèles de gestion novateurs tout en veillant à ce que les consommateurs soient protégés et bénéficient des efforts de modernisation du réseau. La collaboration et les partenariats seront indispensables pour bien gérer les risques et équilibrer le rythme de modernisation du réseau.

**Tableau 4-2 : Options possibles pour surmonter les obstacles aux investissements dans le réseau d'électricité**

Obstacles	Options possibles
	a) Harmoniser le cadre réglementaire pour encourager une refonte du modèle de revenu basé sur le coût du service et atteindre les objectifs d'intérêt public et de modernisation du réseau.
	b) Encourager les partenariats entre les distributeurs d'énergie et le secteur privé afin de limiter les risques pour les contribuables et de maximiser la valeur pour les clients, tout en favorisant l'innovation.
	c) Élaborer des lignes directrices sur le processus de proposition, d'examen, d'approbation et de surveillance des investissements dans la modernisation du réseau.
	d) Produire des données et des méthodes normalisées pour mieux caractériser les avantages et les coûts associés aux investissements dans la modernisation du réseau afin de réduire les risques et de s'assurer que les investissements conviennent aux besoins.
	e) Favoriser la participation des clients et les informer des avantages associés à un réseau moderne

## **Annexe A. Analyse du contexte fédéral, provincial et territorial**

L'analyse du contexte fédéral, provincial et territorial présentée dans le Tableau A-1 jusqu'au Tableau A-41 fait état de ce qui suit :

- i. Les initiatives de modernisation du réseau
- ii. Les politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci
- iii. Éléments pertinents de la structure de réglementation pour les investissements dans le réseau intelligent (provinces et territoires)

## Fédéral

Le sommaire ci-dessous présente les initiatives et les programmes fédéraux de financement en matière de technologie et d'infrastructure du réseau intelligent, ainsi que les principaux programmes connexes ou bénéficiant d'un réseau intelligent.

**Tableau A-1 : Initiatives fédérales de modernisation du réseau**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"><li>• Le gouvernement fédéral offre plusieurs programmes de financement qui soutiennent directement ou indirectement des technologies de réseau intelligent ou de modernisation du réseau qui sont à divers niveaux de maturité :<ul style="list-style-type: none"><li>○ Programme d'innovation énergétique : 53 millions de dollars par année pour des projets de recherche et de développement (R-D) dans les technologies d'énergie propre<sup>53</sup>.</li><li>○ Programme de recherche et de développement énergétiques : 35 millions de dollars par année pour des projets de R-D visant à assurer un avenir énergétique durable au Canada, tant sur le plan de l'économie que du point de vue de l'environnement<sup>54</sup>.</li><li>○ Programme de croissance propre : 155 millions de dollars pour des projets de R-D dans les secteurs de l'énergie, des mines et de la foresterie<sup>55</sup>.</li><li>○ Programmes d'infrastructures vertes, phase II : Série de programmes pour accélérer le déploiement et l'entrée sur le marché d'infrastructures énergétiques propres de prochaine génération<sup>56</sup>.</li><li>○ Programme des réseaux intelligents : 100 millions de dollars projets dirigés par des services d'utilité publique pour réduire les émissions de GES, mieux utiliser les actifs d'électricité existants et favoriser l'innovation et les emplois propres<sup>57</sup>.</li><li>○ Programme de démonstration d'infrastructure pour les véhicules électriques : 30 millions de dollars pour des projets d'infrastructure de recharge innovatrices et de prochaine génération pour véhicules électriques<sup>58</sup>.</li></ul></li></ul>

<sup>53</sup> RNCan. [Programme d'innovation énergétique](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>54</sup> RNCan. [Programme de recherche et de développement énergétiques](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>55</sup> RNCan. [Programme de croissance propre](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>56</sup> RNCan. [Programmes d'infrastructures vertes](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>57</sup> RNCan. [Programme des réseaux intelligents](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>58</sup> RNCan. [Programme de démonstration d'infrastructure pour les véhicules électriques](#). Consulté en septembre 2020.

- Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement : 80 millions de dollars pour des projets de bornes de recharge rapide (niveau 3) et de stations de ravitaillement au gaz naturel ou à l'hydrogène<sup>59</sup>.
  - Programme des énergies renouvelables émergentes : 200 millions de dollars pour le déploiement de nouvelles technologies d'énergie renouvelable<sup>60</sup>.
  - Recherche, développement et démonstration de bâtiments écoénergétiques : 182 millions de dollars pour la mise en place d'un nouveau code du bâtiment et des initiatives visant les nouveaux bâtiments neutres en carbone<sup>61</sup>.
  - Programme Énergie propre pour les collectivités rurales et éloignées : 220 millions de dollars pour réduire la dépendance des collectivités rurales et éloignées ainsi que des sites industriels du Canada au carburant diesel<sup>62</sup>.
  - Fonds de technologies du développement durable : 400 millions de dollars pour mettre au point et présenter de nouvelles technologies environnementales<sup>63</sup>.
  - Fonds stratégique pour l'innovation : 1,3 milliard de dollars pour divers projets d'innovation dans les secteurs industriel et technologique<sup>64</sup>.
- Exportation et développement Canada aide les entreprises canadiennes œuvrant dans les technologies propres et les réseaux intelligents à percer de nouveaux marchés sur la scène mondiale<sup>65</sup>.
  - Génération Énergie est une initiative fédérale visant à échanger des idées sur l'avenir des sources d'énergie à faibles émissions de carbone pour la prochaine génération de Canadiens<sup>66</sup>.
  - Le Canada Smart Grid Action Network (CSGAN), une initiative du gouvernement fédéral, réunit des facilitateurs du réseau intelligent, notamment les gouvernements FPT, des réseaux universitaires et des associations de l'industrie<sup>67</sup>. Ils produisent ensemble le rapport sur les réseaux électriques intelligents au

---

<sup>59</sup> RNCAN. [Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>60</sup> RNCAN. [Programme des énergies renouvelables émergentes](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>61</sup> RNCAN. [Recherche, développement et démonstration de bâtiments écoénergétiques](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>62</sup> RNCAN. [Énergie propre pour les collectivités rurales et éloignées](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>63</sup> RNCAN. [Fonds de technologies du développement durable](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>64</sup> RNCAN. [Fonds stratégique pour l'innovation](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>65</sup> Exportation et développement Canada. [Les technologies propres à EDC](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>66</sup> RNCAN. [Génération Énergie](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>67</sup> SmartGrid Canada. [Canadian Smart Grid Action Network](#). Consulté en septembre 2020.

Canada et donnent suite à l'engagement du Canada dans le cadre du International Smart Grid Action Network, un réseau chapeauté par l'Agence internationale de l'énergie.

- L'Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI) finance des études et des dialogues visant à identifier les projets prometteurs d'infrastructure susceptibles de créer d'importantes réductions des émissions de GES<sup>68</sup>.
- Le gouvernement fédéral surveille et soutient la mise en service des différentes applications de réseau intelligent partout au Canada, notamment l'ICA, la gestion de la demande, le stockage d'énergie décentralisé et les microréseaux<sup>69</sup>.
- Le Carrefour de la croissance propre du gouvernement fédéral offre des ressources pour appuyer les entreprises et les projets, coordonner les programmes et suivre les résultats dans le secteur des technologies propres. Les parties intéressées peuvent communiquer avec les responsables pour en savoir plus sur tous les programmes et initiatives énumérés ci-dessus et pour obtenir des renseignements à jour sur le soutien à la modernisation du réseau<sup>70</sup>.

**Tableau A-2 : Politiques et initiatives fédérales qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement fédéral s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 30 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 et prépare un plan pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 <sup>71</sup> . Ce plan comprend l'adoption d'un règlement visant l'élimination progressive de l'électricité traditionnelle produite à partir du charbon d'ici 2030 ainsi que d'un règlement sur les gaz à effet de serre pour l'électricité produite à partir du gaz naturel <sup>72</sup> .
Énergies renouvelables	Le gouvernement fédéral s'est fixé comme objectif de faire passer la proportion des sources d'énergie non émettrices de GES de 82 % en 2017 à 90 % d'ici 2030 <sup>73</sup> .

<sup>68</sup> RNCan. [RECSI. Région de l'Ouest. Résumé à l'intention des responsables des politiques, 2018.](#)

<sup>69</sup> RNCan. [Les réseaux électriques intelligents au Canada, 2018.](#)

<sup>70</sup> RNCan. [Carrefour de la croissance propre.](#) Consulté en septembre 2020.

<sup>71</sup> Gouvernement du Canada. [Progrès vers la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Canada, 2020.](#)

<sup>72</sup> Gouvernement du Canada. [L'abandon graduel du charbon et l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon, 2020.](#)

<sup>73</sup> RNCan. [Énergie et les émissions de gaz à effet de serre \(GES\), 2020.](#)

Efficacité énergétique (EE)	Le Canada s'est donné comme objectif d'atteindre un taux d'amélioration de l'EE de 3 % par année, ce qui comprend un investissement initial de 27,3 G\$ pour la modernisation des immeubles <sup>74</sup> .
Stockage d'énergie	Le gouvernement fédéral appuie divers projets de stockage de l'énergie par l'entremise de fonds d'innovation et de programmes d'aide <sup>75</sup> .

---

---

<sup>74</sup> Rapport du Conseil Génération Énergie. [La transition énergétique du Canada. Page 26 : Jalons de l'efficacité énergétique, 2018.](#)

<sup>75</sup> RNCan. [Investissements actuels, secteur technologique : Réseaux intelligents et stockage, 2020.](#)



## Colombie-Britannique

**Tableau A-3 : Initiatives de modernisation du réseau en Colombie-Britannique**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>BC Hydro a consacré 930 M\$ à un programme de compteurs intelligents qui a pris fin en 2016 et qui a permis de mettre en service 1,93 million d'ICA . Au terme du programme, il restait des surplus budgétaires de 100 millions \$ CAN et plus de 99 % des clients disposaient d'une ICA<sup>76</sup>.</li> <li>En 2016, le Projet d'infrastructure intelligente pour véhicules électriques de la Colombie-Britannique a permis de mettre en lumière diverses voies technologiques de contrôle des recharges des véhicules électriques qui ont validé le contrôle interentreprises (B2B) et le contrôle direct pour les recharges intelligentes résidentielles<sup>77</sup>.</li> <li>Dans le cadre du Fonds pour l'innovation de RNCAN, BC Hydro réalise un projet de système de stockage d'énergie par batterie de 1 MW pour gérer la demande et améliorer la fiabilité au poste de Golden et de Field (C.-B.), qui est près de sa capacité maximale et qui est sujet aux pannes de courant<sup>78</sup>.</li> </ul>

**Tableau A-4 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau en Colombie-Britannique ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Dans le cadre de son plan CleanBC, le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 40 % d'ici 2030, de 60 % d'ici 2040 et de 80 % d'ici 2050 sous le niveau de 2007 <sup>79</sup> .
Énergies renouvelables	Le gouvernement s'est donné comme objectif de produire 93 % de son énergie à partir de sources propres ou renouvelables ( <i>Clean Energy Act</i> ) <sup>80</sup> .

<sup>76</sup> Gouvernement de la Colombie-Britannique. [Review of BC Hydro Report. Page 14. 2011.](#)

<sup>77</sup> RNCAN. [Projet d'infrastructure intelligente pour véhicules électriques de la Colombie-Britannique, 2018.](#)

<sup>78</sup> RNCAN. [Stockage d'énergie et réaction à la demande en vue d'une meilleure fiabilité dans une collectivité prédisposée à des pannes de courant, 2018.](#)

<sup>79</sup> Gouvernement de la Colombie-Britannique. [Climate Planning & Action, 2019.](#)

<sup>80</sup> Gouvernement de la Colombie-Britannique. [Clean Energy Act. Partie 1-2\(c\). 2010](#)

Secteur	Description
Efficacité énergétique	Le gouvernement entend réaliser des économies d'électricité de 1,4 % en moyenne par année entre 2019 et 2030 et réduire l'augmentation de la demande prévue par BC Hydro de 66 % d'ici 2020 grâce à des mesures axées sur la demande <sup>81</sup> .
Stockage d'énergie	Les riches ressources hydroélectriques de la Colombie-Britannique ont permis aux installations hydroélectriques d'offrir bon nombre des avantages dont on fait grand cas en matière de stockage de l'énergie (capacité, décalage horaire et gestion de la demande) <sup>82</sup> .

**Tableau A-5 : Structure de réglementation en Colombie-Britannique**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le réseau d'électricité de la Colombie-Britannique comprend BC Hydro, une société d'État intégrée verticalement, et Fortis BC, une société appartenant au secteur privé et dotée d'actifs de production, de transport et de distribution. L'encadrement réglementaire est assuré par la British Columbia Utilities Commission (BCUC).</li> <li>Le plan tarifaire 2020-2024 de FortisBC propose des incitatifs ciblés, notamment pour la mobilisation des consommateurs, la réduction des émissions de GES et la croissance de l'utilisation du gaz renouvelable, avec un découplage des revenus et des mécanismes de partage des revenus<sup>83</sup>.</li> <li>La BCUC fait actuellement une analyse comparative d'une réglementation axée sur le coût du service et d'une réglementation axée sur les résultats<sup>84</sup>.</li> </ul>

<sup>81</sup> Gouvernement de la Colombie-Britannique. [Energy Efficiency Policy & Regulations](#). Consulté en août 2020.

<sup>82</sup> Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie. [Le stockage de l'électricité en Amérique du Nord, 2019](#).

<sup>83</sup> Fortis BC. [2020-2024 Multi-Year Rate Plan](#)

<sup>84</sup> BC Hydro. [Fiscal 2020 to Fiscal 2021 Revenue Requirements Application](#)

## Alberta

**Tableau A-6 : Initiatives de modernisation du réseau en Alberta**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dans le cadre de son enquête sur le réseau de distribution (ERD), l'Alberta Utilities Commission (AUC) fait état des principaux enjeux liés à l'avenir du réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel de l'Alberta<sup>85</sup>.</li> <li>• La réglementation du marché impose l'installation de compteurs intelligents pour les sites dont la demande de pointe &gt; 2 MW.</li> <li>• EPCOR, Fortis AB et les villes de Lethbridge et de Medicine ont procédé à une mise en service des ICA à grande échelle.</li> <li>• L'Alberta Smart Grid Consortium, mis sur pied en 2017, vise à accélérer les initiatives de démonstration et de mise en service d'un réseau intelligent en Alberta<sup>86</sup>.</li> <li>• Le réseau Intelligent EPCOR est un projet de mise en service d'une installation solaire photovoltaïque de 12 MW et d'un système de gestion des ressources énergétiques distribuées (SGRED)<sup>87</sup>.</li> <li>• En 2018, la ville de Lethbridge a mis en service des technologies d'optimisation afin de réduire la tension d'exploitation du réseau de distribution d'électricité et d'améliorer l'efficacité énergétique globale du réseau<sup>88</sup>.</li> </ul>

**Tableau A-7 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau en Alberta ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement albertain s'est donné pour objectif de réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 45 % d'ici 2025 <sup>89</sup> .
Énergies renouvelables	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de combler 30 % de ses besoins énergétiques au moyen des énergies renouvelables d'ici 2030 <sup>90</sup> . Élimination des centrales au charbon d'ici 2030.

<sup>85</sup> AUC. [Distribution System Inquiry](#). Consulté en août 2020.

<sup>86</sup> RNCAN. [Les réseaux électriques intelligents au Canada, 2018](#).

<sup>87</sup> EPCOR. [Réseau Intelligent EPCOR](#). Consulté en août 2020.

<sup>88</sup> Lethbridge News Now. [Communiqué de presse, 2018](#). Consulté en août 2020.

<sup>89</sup> ACPP. [Les émissions de méthane](#). Consulté en août 2020.

<sup>90</sup> Gouvernement de l'Alberta. [Renewable energy legislation and reporting](#). Consulté en août 2020.

Secteur	Description
Efficacité énergétique	Le programme Energy Efficiency, qui a récemment pris fin et dont certains éléments ont été intégrés au programme Emissions Reduction Alberta, a permis de réaliser des économies d'énergie de 806 M\$ et d'éviter le rejet de 6,8 Mt de GES <sup>91</sup> .
Stockage d'énergie	La feuille de route de l'AESO sur le stockage d'énergie présente un plan visant à faciliter l'intégration du stockage d'énergie. En mars 2019, sept acteurs du marché ont reçu des fonds d'Emissions Reduction Alberta (ERA) pour leur projet d'installations de stockage d'énergie <sup>92</sup> .

**Tableau A-8 : Structure de réglementation en Alberta**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le réseau d'électricité de l'Alberta comprend des sociétés dégroupées détenues par le secteur privé ou des municipalités et régies par la Commission des services publics de l'Alberta (AUC).</li> <li>Il existe des plans tarifaires quinquennaux avec des clauses de réouverture et des mécanismes de report des gains en efficacité.</li> <li>Les indicateurs suivis (non liés aux mesures incitatives) comprennent la qualité et la fiabilité du service.</li> </ul>

<sup>91</sup> [Energy Efficiency Alberta](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>92</sup> AESO. [Energy Storage Roadmap](#). Consulté en août 2020.

## Saskatchewan

**Tableau A-9 : Initiatives de modernisation du réseau en Saskatchewan**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les problèmes de sécurité liés à la mise en service initiale des ICA en 2014 ont entraîné une suspension de l'initiative.</li> <li>• Les programmes pilotes lancés par SaskPower depuis 2015 dans les secteurs industriel et commercial ont permis de mettre en service 7 500 ICA à ce jour, et l'objectif est d'en déployer 20 000 en 2019-2020<sup>93</sup>.</li> <li>• SaskPower a instauré un système de gestion des coupures et un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) dans le cadre de son système avancé de gestion de la distribution. Le programme de modernisation de la distribution de SaskPower permettra de mettre à niveau les capteurs actuels des postes électriques et des artères, de mettre en service des appareils de télécommunication et d'intégrer l'information provenant du système des ICA. Il contribuera à diminuer la tension et à optimiser le transit de puissance, ce qui réduira les pertes du système et permettra une intégration de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables<sup>94</sup>.</li> <li>• Le programme de partenariats pour la production d'électricité favorise l'ajout de nouvelles petites sources d'énergies renouvelables allant de 100 kW à 1 MW ainsi que de nouveaux projets neutres en carbone qui n'utilisent pas d'énergies renouvelables. Le programme de facturation nette existant permet aussi aux clients d'ajouter des installations de 100 kW et moins pour compenser leur consommation<sup>95</sup>.</li> </ul>

**Tableau A-10 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau en Saskatchewan ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 40 % sous le niveau de 2005 d'ici 2030 <sup>96</sup> .

<sup>93</sup> SaskPower. [Building a Modern Power Grid](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>94</sup> RNCan. [Programme de modernisation de la distribution de SaskPower](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>95</sup> SaskPower. [Power Generation Program](#). Consulté en août 2020.

<sup>96</sup> SaskPower. [Emissions](#). Consulté en août 2020.

Secteur	Description
Énergies renouvelables	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de combler 50 % de ses besoins énergétiques au moyen des énergies renouvelables d'ici 2030, comparativement à 25 % en 2017 <sup>97</sup> .
Efficacité énergétique	Le gouvernement s'est fixé comme objectif d'économiser 87 GWh d'énergie en 2030 grâce à des programmes d'efficacité énergétique <sup>98</sup> .
Stockage d'énergie	L'installation de stockage d'énergie renouvelable de Cowessess comprend une capacité éolienne de 800 kW, une capacité solaire de 400 kWh et une capacité de stockage de 740 kWh. Ce projet est le résultat d'une initiative commune de la Première Nation de Cowessess et du Conseil de recherches de la Saskatchewan <sup>99</sup> .

**Tableau A-11 : Structure de réglementation en Saskatchewan**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Société d'État intégrée verticalement et conseillée par le Comité de révision des tarifs</li> <li>• Plan tarifaire fondé sur le coût du service</li> </ul>

<sup>97</sup> SaskPower. [The Path to 2030, 2017](#).

<sup>98</sup> American Council for Energy-Efficient Economy. [Energy Efficiency Scorecard](#). Consulté en août 2020.

<sup>99</sup> Saskatchewan Research Council. [Communiqué de presse, 2018](#). Consulté en août 2020.

## Manitoba

**Tableau A-12 : Initiatives de modernisation du réseau au Manitoba**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"><li>Le programme de modernisation du réseau établi par Manitoba Hydro vise à installer des appareils intelligents pour améliorer l'utilisation de l'infrastructure de distribution<sup>100</sup>.</li><li>En 2007, Manitoba Hydro a mis en service 5 000 ICA dans certaines zones de la ville de Winnipeg dans le cadre d'un projet pilote portant sur le réseau intelligent. Le projet s'est achevé en 2009, et le rapport définitif faisait état de la nécessité d'étudier les avantages et les risques prévus du projet<sup>101</sup>.</li><li>Util-Assist et Manitoba Hydro évaluent les avantages et les économies que les ICA pourraient apporter au distributeur et à ses clients<sup>102</sup>.</li></ul>

**Tableau A-13 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau au Manitoba ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire d'une mégatonne les émissions de gaz à effet de serre pour la période de 2018 à 2022 par rapport au scénario de référence. Les mesures visant à réduire les émissions de GES sont décrites dans le Plan vert et climatique du Manitoba ainsi que dans la <i>Loi sur le Plan vert et climatique</i> . Le 11 juin 2019, à la lumière des recommandations du Conseil consultatif d'experts, le gouvernement du Manitoba a établi un objectif cumulatif de réduction des émissions de GES d'une mégatonne (Mt) pour la période du compte d'épargne carbone (CEC), soit de 2018 à 2022 <sup>103</sup> .
Énergies renouvelables	Le Manitoba génère 99,7 % de son électricité à partir des énergies renouvelables <sup>104</sup> . Une fois que la centrale électrique de Keeyask sera en service, elle offrira une capacité supplémentaire de 695 en énergie renouvelable. L'aménagement de la ligne de transmission Manitoba-Minnesota, un projet visant à exporter de l'électricité d'origine renouvelable, s'est terminé en juin 2020. Et l'aménagement de la ligne de transmission Manitoba-Saskatchewan a commencé en juillet 2020. Ce projet a aussi pour but d'exporter de l'électricité d'origine renouvelable <sup>105</sup> .

<sup>100</sup> RNCAN. [Les réseaux électriques intelligents au Canada, 2018](#).

<sup>101</sup> T&D World. [Manitoba Hydro to Deploy Advanced Metering Technology](#). Consulté en août 2020.

<sup>102</sup> Util-Assist. [Util-Assist Awarded Manitoba Hydro Consulting Contract](#). Consulté en août 2020.

<sup>103</sup> Conseil consultatif d'experts auprès du ministre du Développement durable. [Carbon Savings Report, 2019](#).

<sup>104</sup> Le Manitoba mesure les progrès. [Qualité de vie](#). Consulté en août 2020.

<sup>105</sup> Manitoba Hydro. [Projet de transmission Manitoba-Minnesota](#). Consulté en août 2020.

Secteur	Description
Efficacité énergétique	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réaliser des économies annuelles cumulées de 22,5 % sur 15 ans pour l'en' de la <i>Loi sur la société pour l'efficacité énergétique au Manitoba</i> adoptée en 2019 <sup>106</sup> .
Stockage d'énergie	Le Manitoba HVDC Research Centre a conçu et mis à l'essai un prototype de système à batteries de niveau commercial dans ses installations de laboratoire, composé de cinq batteries automobiles de seconde vie aux ions de lithium. Ce projet a permis de valider les méthodes d'optimisation de la consommation de carburant diesel et de réduction des émissions provenant de réseaux îlotés <sup>107</sup> .

**Tableau A-14 : Structure de réglementation au Manitoba**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Société d'État intégrée verticalement et régie par la Régie des services publics du Manitoba</li> <li>• Plan tarifaire fondé sur le coût du service</li> </ul>

<sup>106</sup> Gouvernement du Manitoba. [Loi sur la société pour l'efficacité énergétique au Manitoba. 2019.](#)

<sup>107</sup> RNCAN. [Démonstration du stockage d'électricité au niveau commercial en utilisant des nouvelles et des batteries d'automobiles au lithium-ion transformées.](#) Consulté en septembre 2020.



## Yukon

**Tableau A-15 : Initiatives de modernisation du réseau au Yukon**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>La Première Nation de Kluane installera, exploitera et entretiendra trois éoliennes de 100 kW à Destruction Bay, en plus d'en être propriétaire. Le distributeur exploitera et entretiendra une batterie de 250 kWh et un système de gestion de l'énergie, et en sera aussi propriétaire<sup>108</sup>.</li> <li>Quelque 400 clients équipés de dispositifs de gestion de la demande depuis le centre de contrôle de Yukon Energy Corporation (YEC) participeront à un projet de démonstration<sup>109</sup>.</li> </ul>

**Tableau A-16 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau au Yukon ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 30 % sous le niveau de 2010 d'ici 2030 <sup>110</sup> .
Énergies renouvelables	Le gouvernement s'est engagé à ce qu'au moins 93 % de l'électricité produite pour le réseau électrique principal du Yukon proviennent de sources renouvelables, et à ce que la consommation de diesel soit réduite de 30 % d'ici 2030, par rapport à 2010, pour les collectivités hors réseau <sup>110</sup> .
Efficacité énergétique	Le gouvernement n'a pas fixé d'objectifs précis, mais investira en moyenne 30 millions de dollars par année pour améliorer l'efficacité énergétique des maisons et des bâtiments <sup>110</sup> .
Stockage d'énergie	Dans le plan des ressources produit en 2016 par la Société d'énergie du Yukon, le stockage était considéré comme la solution la plus prometteuse pour son réseau isolé, qui peine à répondre à la demande maximale en hiver. Le gouvernement fédéral a accordé un financement de 16,8 millions de dollars pour une batterie de 8 MW <sup>111</sup> .

<sup>108</sup> RNCan. [Destruction Bay – projet d'énergie renouvelable hybride diesel](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>109</sup> RNCan. [Programme de gestion de la demande résidentielle](#). Consulté en septembre 2020.

<sup>110</sup> Gouvernement du Yukon. [Notre avenir propre, 2019](#).

<sup>111</sup> Énergie Yukon. [Plan de gestion des ressources, 2016](#). Consulté en septembre 2020.

**Tableau A-17 : Structure de réglementation au Yukon**

<b>Secteur</b>	<b>Description</b>
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sociétés dégroupées privées ou d'État encadrées par la Régie des entreprises de services publics du Yukon.</li><li>• Plan tarifaire fondé sur le coût du service</li></ul>

---

## Territoires du Nord-Ouest

**Tableau A-18 : Initiatives de modernisation du réseau dans les Territoires du Nord-Ouest**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>Un projet pilote de mise en service de compteurs intelligents a été réalisé dans quatre collectivités.</li> <li>Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a annoncé un financement d'environ 33 millions de dollars de 2019 à 2022 pour des mesures et des initiatives visant à accroître la proportion d'énergie renouvelable utilisée pour le chauffage communautaire et à améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments<sup>112</sup>.</li> </ul>

**Tableau A-19 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau dans les Territoires du Nord-Ouest ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 30 % sous le niveau de 2005 d'ici 2030 <sup>113</sup> .
Énergies renouvelables	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de doubler d'ici 2030 la part de l'énergie renouvelable utilisée par rapport à 2016 pour le chauffage des locaux afin d'atteindre un niveau 40 % <sup>114</sup> .
Efficacité énergétique	Le gouvernement s'est donné comme objectif d'augmenter de 15 % l'efficacité énergétique des bâtiments commerciaux, résidentiels et institutionnels d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2016 <sup>114</sup> .
Stockage d'énergie	La Stratégie énergétique 2030 met de l'avant le stockage de l'énergie comme option pertinente pour un avenir énergétique propre <sup>114</sup> .

**Tableau A-20 : Structure de réglementation dans les Territoires du Nord-Ouest**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sociétés dégroupées privées ou d'État encadrées par la Régie des services publics des Territoires du Nord-Ouest.</li> <li>Plan tarifaire fondé sur le coût du service</li> </ul>

<sup>112</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. [Stratégie énergétique 2030. Rapport de 2019 sur le Plan d'action énergétique.](#)

<sup>113</sup> Environnement et Ressources naturelles. [Les émissions de gaz à effet de serre des TNO.](#) Consulté en août 2020.

<sup>114</sup> Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. [Stratégie énergétique 2030.](#) Consulté en septembre 2020.

## Nunavut

Tableau A-21 : Initiatives de modernisation du réseau dans les Territoires du Nord-Ouest

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"><li>Dans le cadre de son programme de réseau intelligent lancé en 2016, la Société d'énergie Qulliq (SEQ) a installé plus de 4 000 compteurs intelligents ainsi qu'un transformateur spécialisé pour ce type de compteurs, un serveur de données et un logiciel qui permet de transmettre les données entre la base de données des compteurs intelligents et le système de facturation. Ce programme vise une réduction de la demande située entre 1 et 2 % et une économie d'énergie de 1 %<sup>115</sup>.</li><li>La SEQ a lancé un programme de facturation nette en 2018 pour permettre aux clients d'installer une capacité de production allant jusqu'à 10 kW.</li></ul>

Tableau A-22 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau au Nunavut ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement n'a fixé aucun objectif précis de réduction des émissions de GES.
Énergies renouvelables	Le gouvernement n'a fixé aucun objectif précis.
Efficacité énergétique	Le gouvernement a établi le Programme de gestion de l'énergie du Nunavut, qui comprend le Programme de modernisation de l'énergie du Nunavut, le programme de formation et de sensibilisation à la consommation d'énergie et le programme d'examen de l'efficacité énergétique des bâtiments pour les nouvelles constructions <sup>116</sup> .
Stockage d'énergie	Le stockage d'énergie est au menu du projet de système de production d'énergie renouvelable hybride à Kugluktuk <sup>117</sup> .

<sup>115</sup> RNCan. [Réseau intelligent d'Iqaluit](#). Consulté en août 2020.

<sup>116</sup> Gouvernement du Nunavut. [Énoncé de politique sur le Programme de gestion de l'énergie du Nunavut, 2020](#).

<sup>117</sup> Infrastructure Canada. [Projets d'Infrastructure Canada depuis 2002 - Nunavut](#). Consulté en août 2020.

**Tableau A-23 : Structure de réglementation au Nunavut**

<b>Secteur</b>	<b>Description</b>
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"><li>• Société d'État intégrée verticalement et conseillée par le Conseil d'examen des taux des entreprises de service</li><li>• Plan tarifaire fondé sur le coût du service</li></ul>

---

## Ontario

Tableau A-24 : Initiatives de modernisation du réseau en Ontario

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"><li>• En 2013, la CEO a publié le CRRE, qui prévoyait le raccordement des installations de production d'énergie renouvelable et la mise en place d'un réseau intelligent dans ses plans quinquennaux d'immobilisations<sup>118</sup>.</li><li>• L'Ontario a demandé la mise en service d'une ICA à grande échelle dans le cadre de son initiative des compteurs intelligents, en vigueur depuis 2004. Cette approche a permis de mettre en place une tarification en fonction de l'heure de consommation, des projets tarifaires pilotes, l'initiative du bouton vert, etc<sup>119</sup>.</li><li>• L'ancien Fonds de développement du réseau intelligent visait à soutenir des projets liés aux services en aval du compteur, à l'analyse des données, à l'intégration des véhicules électriques, au stockage de l'énergie, à l'automatisation du réseau et aux microréseaux. Le gouvernement, les établissements universitaires, les services publics et le secteur privé ont investi conjointement plus de 200 millions de dollars dans 45 projets<sup>120</sup>.</li><li>• La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) administre le Fonds d'innovation pour le réseau, qui a permis de financer plus de 200 projets de modernisation<sup>121</sup>.</li><li>• En 2018, l'Ontario a lancé le projet « Un plan environnemental élaboré en Ontario », qui vise à favoriser l'intégration des technologies émergentes de réseau intelligent et des ressources distribuées<sup>122</sup>.</li><li>• La CEO tient trois consultations dans le but d'élaborer un cadre réglementaire plus complet qui facilite les investissements dans les RED et leur exploitation tout en offrant une valeur ajoutée aux consommateurs, de déterminer comment rémunérer les services publics de manière à les encourager à investir autant dans les solutions novatrices que traditionnelles et de cerner les obstacles à la connexion des RED : Compte rendu des consultations sur les ressources énergétiques décentralisées<sup>123</sup>, rémunération des services publics d'électricité<sup>124</sup> et révision des obligations pour les distributeurs d'électricité autorisés de se connecter aux ressources énergétiques distribuées<sup>125</sup>.</li></ul>

<sup>118</sup> CEO. [Cadre de réglementation renouvelé pour les distributeurs d'électricité : Une approche axée sur les résultats, 2012.](#)

<sup>119</sup> CEO. [Initiative des compteurs intelligents, 2004.](#)

<sup>120</sup> Gouvernement de l'Ontario. [Fonds de développement du réseau intelligent.](#) Consulté en août 2020.

<sup>121</sup> SIERE. [Fonds d'innovation pour le réseau.](#) Consulté en août 2020.

<sup>122</sup> Gouvernement de l'Ontario. [Un plan environnemental élaboré en Ontario, 2018.](#)

**Tableau A-25 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau en Ontario ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 30 % sous le niveau de 2005 d'ici 2030 <sup>126</sup> .
Énergies renouvelables	Le gouvernement n'a fixé aucun objectif précis.
Efficacité énergétique	L'Ontario entend renouveler le cadre d'économie d'électricité après 2020. Le cadre provisoire 2019-2020 vise une économie d'énergie de 1,4 TWh et une économie sur la demande de 189 MW <sup>127</sup> .
Stockage d'énergie	<p>La SIERE a tenu deux phases d'appels d'offre pour le stockage d'énergie en 2014-2015, soit 28,8 MW pour le service de régulation de la fréquence ou le soutien réactif et la régulation de tension, et 11,75 MW pour le service de stockage<sup>128</sup>.</p> <p>La SIERE travaille actuellement sur son projet de stockage d'énergie afin de présenter une vision de la façon dont les ressources de stockage seront mises à contribution de façon durable dans les marchés qu'elle encadre<sup>129</sup>.</p>

**Tableau A-26 : Structure de réglementation en Ontario**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<p>Le réseau d'électricité de l'Ontario comprend des sociétés d'État ou détenues par des entreprises privées ou des municipalités, qui sont dégroupées et régies par la CEO.</p> <p>Le cadre de réglementation actuel de l'Ontario (CRRE) repose sur un plan tarifaire pluriannuel qui permet aux distributeurs d'énergie de choisir parmi une panoplie de mesures incitatives, d'utiliser une carte de pointage pour surveiller les résultats et de recourir à des analyses comparatives pour accroître l'efficacité<sup>130</sup>. Les indicateurs de cette carte de pointage<sup>131</sup> sont les suivants :</p>

<sup>123</sup> CEO. [Responding to DERs EB-2018-0288, 2019.](#)

<sup>124</sup> CEO. [Utility Remuneration EB-2018-0287, 2019.](#)

<sup>125</sup> CEO. [DER Connections Review EB-2019-0207, 2019.](#)

<sup>126</sup> Gouvernement de l'Ontario. [Un plan environnemental élaboré en Ontario, 2018.](#)

<sup>127</sup> Efficiency Canada. [Bulletin canadien des politiques provinciales en matière d'efficacité énergétique, 2019.](#)

<sup>128</sup> SIERE. [Contrats de stockage d'énergie.](#) Consulté en août 2020.

<sup>129</sup> SIERE. [Launch of Energy Storage Design Project Engagement.](#) Consulté en août 2020.

<sup>130</sup> CEO. [Approaches to Utility Remuneration and Incentives, 2019.](#)

<sup>131</sup> CEO. [Scorecard Performance Measures.](#) Consulté en août 2020.

Secteur	Description
	<ul style="list-style-type: none"><li data-bbox="506 260 1390 323">• Approche vis-à-vis de la clientèle (qualité du service, satisfaction de la clientèle)</li><li data-bbox="506 344 1390 407">• Efficacité opérationnelle (sécurité, fiabilité du réseau, gestion des actifs, contrôle des coûts)</li><li data-bbox="506 428 1390 533">• Réactivité aux politiques publiques (gestion de la conservation et de la demande, branchement à des installations de production d'énergie renouvelable)</li><li data-bbox="506 554 1390 617">• Rendement financier (ratios financiers, notamment les liquidités, les leviers financiers et la rentabilité)</li></ul>

---



## Québec

Tableau A-27 : Initiatives de modernisation du réseau au Québec

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"><li>• Plus de 3,9 millions de compteurs communicants ont été installés à ce jour, soit 98 % du nombre total de compteurs à remplacer<sup>132</sup>.</li><li>• Hydro-Québec a réalisé le projet CATVAR entre 2007 et 2016 dans le but d'installer des dispositifs de contrôle de la tension et de la puissance réactive, et d'en faire la démonstration. Le projet a été annulé en 2016 en raison des excédents prévus d'énergie et des économies d'énergie inférieures aux attentes<sup>133</sup>.</li><li>• Hydro-Québec est très avancée sur le plan de l'automatisation de la distribution et de la gestion du réseau<sup>134</sup>.</li><li>• Adoption de la norme VZE<sup>135</sup>.</li><li>• Déploiement prévu de 1 600 bornes de recharge rapide au Québec sur 10 ans d'ici 2030<sup>136</sup>.</li><li>• L'IREQ sera à la tête d'un projet d'expérimentation touchant les véhicules rechargeables et le réseau électrique<sup>137</sup>.</li><li>• Le microréseau de Lac-Mégantic est le premier du genre au Québec et verra le jour en 2020<sup>138</sup>.</li><li>• Hilo est une filiale d'Hydro-Québec dont la mission est de développer des produits et services innovants à valeur ajoutée pour les clients, contribuant à inscrire Hydro-Québec comme un acteur majeur des nouveaux services énergétiques. En plus de la maison intelligente, Hilo offrira bientôt des services aux entreprises pour les aider à réduire les coûts liés à la consommation d'énergie et les émissions de GES. D'autres produits et services s'ajouteront de manière évolutive, notamment dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire. Le 19 août 2020, HILO a dévoilé une première offre commerciale pour ses clients résidentiels<sup>139</sup>.</li></ul>

<sup>132</sup> Hydro-Québec. [Compteurs et relève](#). Consulté en août 2020.

<sup>133</sup> Hydro-Québec. [CATVAR](#). Consulté en août 2020.

<sup>134</sup> Hydro-Québec. [Distribution Automation Vision and Road Map, 2006](#).

<sup>135</sup> Gouvernement du Québec. [VZE, 2017](#).

<sup>136</sup> Hydro-Québec. [Communiqué de presse, 2019](#).

<sup>137</sup> Hydro-Québec. [Communiqué de presse, 2012](#).

<sup>138</sup> Hydro-Québec. [Microréseau de Lac-Mégantic](#). Consulté en août 2020.

<sup>139</sup> Hydro-Québec. [Hilo](#). Consulté en août 2020.

**Tableau A-28 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau au Québec ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 20 % d'ici 2020 et de 37,5 % d'ici 2030 sous le niveau de 1990 <sup>140</sup> .
Énergies renouvelables	Dans la Politique énergétique 2030, le gouvernement s'est donné comme cible d'augmenter la production totale d'énergies renouvelables de 25 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 2016 <sup>141</sup> .
Efficacité énergétique	La Politique énergétique 2030 énonce l'objectif d'améliorer de 15 % d'ici 2030 l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée par rapport à 2013 <sup>141</sup> .
Stockage d'énergie	Hydro-Québec et le Berkeley Lab du Department of Energy des États-Unis ont signé un protocole d'entente et ont convenu de travailler en partenariat pour étudier et développer des technologies de fabrication à l'échelle industrielle en électrification des transports et en stockage d'énergie <sup>142</sup> .

**Tableau A-29 : Structure de réglementation au Québec**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le réseau d'électricité au Québec comprend une société d'État intégrée verticalement, Hydro-Québec, qui a toujours été encadrée par la Régie de l'énergie.</li> <li>Le projet de loi n° 34 a été adopté au Québec à la fin de 2019. Il abroge le mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité, et fixe un nouveau PTP pour remplacer celui approuvé par la Régie. Ce nouveau PTP fixe un plafond de revenu qui correspond à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation. Il est en vigueur pour une période de cinq ans<sup>143</sup>.</li> </ul>

<sup>140</sup> Gouvernement du Québec. [Cibles de réduction d'émissions de GES](#). Consulté en août 2020.

<sup>141</sup> Gouvernement du Québec. [Politique énergétique 2030, 2016](#).

<sup>142</sup> Berkeley Lab. [Berkeley Lab and Hydro-Québec Announce Partnership for Transportation Electrification and Energy Storage, 2017](#).

<sup>143</sup> Assemblée nationale du Québec. [Projet de loi n° 34](#). Consulté en août 2020.

## Nouveau-Brunswick

**Tableau A-30 : Initiatives de modernisation du réseau au Nouveau-Brunswick**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'initiative Éconergie NB (un élément clé du Plan décennal d'Énergie NB) précise les efforts de modernisation du réseau à réaliser pour économiser 600 MW et 2 TWh d'ici 2038<sup>144</sup>.</li> <li>Il comprend les éléments suivants : un réseau efficace (technologies et logiciels), de bonnes habitudes (efficacité énergétique et gestion de la demande) et des solutions intelligentes (nouveaux produits et services qui incitent les consommateurs à participer plus activement et qui tirent parti de la gestion axée sur la demande et de la technologie de réseau intelligent).</li> <li>Énergie NB a déposé pour une deuxième fois un projet d'immobilisations de 92 millions de dollars pour l'installation d'une ICA comprenant environ 360 000 compteurs intelligents<sup>145</sup>.</li> </ul>

**Tableau A-31 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau au Nouveau-Brunswick ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement a fixé les objectifs d'émissions suivants pour la province : 14,8 Mt en 2020, 10,7 Mt en 2030 et 5 Mt en 2050. Selon l'Inventaire officiel canadien des gaz à effet de serre de 2020, les émissions de GES du Nouveau-Brunswick attribuables à la production de chaleur et d'électricité du secteur public sont inférieures de 54 % au niveau de 2005 <sup>146</sup> .
Énergies renouvelables	Le gouvernement élargira son portefeuille d'énergies renouvelables jusqu'à un seuil minimal de 40 % des ventes totales d'Énergie NB dans la province d'ici 2020. En 2019-2020, ce niveau était de 44 %. Si l'on tient compte de l'énergie nucléaire, 80 % des ventes dans la province ont été effectuées à partir de sources propres. De nouveaux projets de production locale d'énergie renouvelable, pour un total de 78 MW, sont à divers stades de développement, et la production d'énergie éolienne dans la province a connu une croissance de 32 % depuis 4 ans <sup>147</sup> .

<sup>144</sup> NB Power. [Plan décennal, 2019](#).

<sup>145</sup> NB Power. [Projets d'immobilisations d'infrastructure de mesure avancée, 2019](#).

<sup>146</sup> Gouvernement du Nouveau-Brunswick. [Mise à jour sur le Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick, 2017](#).

<sup>147</sup> Gouvernement du Nouveau-Brunswick. [Norme de portefeuille renouvelable](#). Consulté en août 2020.

Secteur	Description
Efficacité énergétique	Depuis 2015, Énergie NB, par l'entremise du Fonds du leadership pour une économie à faibles émissions de carbone <sup>148</sup> , a investi dans des initiatives d'efficacité énergétique qui ont permis de faire économiser 585 millions de kWh aux clients du secteur de l'électricité et 265 000 gigajoules aux clients du secteur du carburant, soit un total de 2,4 millions de gigajoules et de 300 000 tonnes en moins pour les émissions de GES.
Stockage d'énergie	Dans le cadre du Projet de communauté énergétique intelligente à Shediac, NB a sélectionné 500 maisons pour l'essai de différentes technologies, comme le stockage dans des batteries à domicile. Un financement de 5,7 millions de dollars a été obtenu grâce au Programme des réseaux intelligents de RNCan <sup>149</sup> .

**Tableau A-32 : Structure de réglementation dans les Territoires au Nouveau-Brunswick**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Société d'État intégrée verticalement et régie par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick.</li> <li>• Plan tarifaire fondé sur le coût du service.</li> </ul>

<sup>148</sup> Gouvernement du Nouveau-Brunswick. [Communiqué de presse, 2017.](#)

<sup>149</sup> NB Power. [Communiqué de presse, 2019.](#)

## Nouvelle-Écosse

**Tableau A-33 : Initiatives de modernisation du réseau en Nouvelle-Écosse**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>La Nouvelle-Écosse a publié son Plan en matière d'électricité 2015-2040, qui présente en détail la transformation du réseau électrique à court et à long terme<sup>150</sup>.</li> <li>NS Power a lancé une initiative d'ICA et a reçu le feu vert pour un investissement de 133 millions de dollars pour remplacer environ 495 000 compteurs traditionnels par des compteurs intelligents au cours de la période 2018-2020<sup>151</sup>.</li> <li>En 2016, l'organisme de réglementation de la province a demandé à EfficiencyOne et NS Power de se pencher sur des solutions de recharge sans fil et de gestion axée sur la demande (géociblage) en Nouvelle-Écosse. Au troisième trimestre de 2019, EfficiencyOne a lancé un projet pilote de gestion axée sur la demande dans la région de Kentville, en Nouvelle-Écosse. Ce projet pilote utilisera à la fois des techniques d'efficacité énergétique et de réduction de la demande pour alléger la charge répartie. Il est prévu qu'il se poursuive jusqu'à la fin de 2020<sup>152</sup>.</li> <li>NS Power teste actuellement des solutions de stockage en amont et en aval du compteur dans le cadre du projet Intelligent Feeder, ainsi que certaines autres technologies de réseau intelligent.</li> </ul>

**Tableau A-34 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau en Nouvelle-Écosse ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 45 à 50 % sous le niveau de 2005 d'ici 2030 <sup>153</sup> .
Énergies renouvelables	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de combler 40 % de ses besoins énergétiques au moyen des énergies renouvelables d'ici 2020 <sup>153</sup> .

<sup>150</sup> Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. [Plan de la Nouvelle-Écosse en matière d'électricité 2015-2040](#).

<sup>151</sup> Commission des services publics et d'examen de la Nouvelle-Écosse. [Communiqué de presse, 2018](#).

<sup>152</sup> Efficiency Canada. [Nouvelle-Écosse](#). Consulté en août 2020.

<sup>153</sup> Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. [Climate Change Progress Report, 2019](#).

Secteur	Description
Efficacité énergétique	Le gouvernement s'est donné comme objectif de réaliser des économies annuelles d'électricité de 1,1 % en moyenne entre 2019 et 2030 <sup>154</sup> grâce à un investissant pouvant atteindre 56 millions de dollars pour la période 2020-2023 dans le cadre du Fonds du leadership pour une économie à faibles émissions de carbone pour l'élargissement des programmes et des projets d'Efficiency <sup>153</sup> .
Stockage d'énergie	Le projet Intelligent Feeder lancé par NS Power vise à tester le stockage en aval du compteur. Caractéristiques techniques : 10 batteries résidentielles Powerwall 2 de Tesla et 1 Powerpack pour réseau de Tesla <sup>155</sup> .

**Tableau A-35 : Structure de réglementation en Nouvelle-Écosse**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Société privée intégrée verticalement et encadrée par la Commission des services publics et d'examen de la Nouvelle-Écosse</li> <li>• Plan tarifaire fondé sur le coût du service</li> </ul>

<sup>154</sup> Efficiency Canada. [Bulletin canadien des politiques provinciales en matière d'efficacité énergétique, 2019.](#)

<sup>155</sup> NS Power. [Intelligent Feeder Project.](#) Consulté en août 2020.

# Île-du-Prince-Édouard

**Tableau A-36 : Initiatives de modernisation de l'Île-du-Prince-Édouard**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"><li>Le premier plan de gestion axée sur la demande a été approuvé en 2018 et donne la priorité à l'efficacité et à l'économie d'énergie comme étape préliminaire avant d'utiliser une infrastructure de comptage amélioré pour divers programmes, comme la gestion de la demande<sup>156</sup>.</li><li>Quelques programmes pilotes d'ICA ont été réalisés à l'Î.-P.-É. Cependant, aucune mise en service à grande échelle n'a encore eu lieu.</li><li>Le parc de R-D de l'Institut de l'énergie éolienne du Canada utilise une batterie de 1 MW pour intégrer l'électricité provenant du parc éolien de 10 MW<sup>157</sup>.</li></ul>

**Tableau A-37 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau à l'Île-du-Prince-Édouard ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 40 % sous le niveau de 2005 d'ici 2030 <sup>158</sup> .
Énergies renouvelables	Un nouveau parc éolien de 30 MW était prévu en 2019, et un autre projet de 40 MW devrait être réalisé en 2025. Environ 25 % de l'électricité était de source éolienne en 2017 <sup>159</sup> .
Efficacité énergétique	Le gouvernement souhaitait réaliser des économies d'électricité de 2 % chaque année jusqu'en 2020 (0,4 % en 2017) <sup>160</sup> .
Stockage d'énergie	Dans le cadre du projet PowerShift Atlantic, un projet de démonstration de centrale virtuelle de 17,3 MW entièrement intégrée a été réalisé. Toutes les utilisations finales admissibles bénéficiaient d'une capacité de stockage d'énergie <sup>161</sup> .

<sup>156</sup> Commission de réglementation et d'appels de l'Île-du-Prince-Édouard. [Ordonnance UE19-03, 2019](#)

<sup>157</sup> RNCan. [Parc de R-D sur l'énergie éolienne et système de stockage pour l'innovation dans l'intégration à un réseau](#). Consulté en août 2020.

<sup>158</sup> Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard. [Greenhouse Gas Emissions](#). Consulté en août 2020.

<sup>159</sup> Gouvernement du Canada. [Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, 2019](#).

<sup>160</sup> Gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard. [Provincial Energy Strategy 2016/2017](#).

<sup>161</sup> RNCan. [Démonstration du contrôle de la charge électrique](#). Consulté en août 2020.

**Tableau A-38 : Structure de réglementation à l'Île-du-Prince-Édouard**

<b>Secteur</b>	<b>Description</b>
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sociétés dégroupées privées ou d'État régies par la Commission de réglementation et d'appels de l'Île-du-Prince-Édouard.</li><li>• Plan tarifaire fondé sur le coût du service</li><li>• La Commission demande aux services publics de créer des programmes pluriannuels d'économie d'énergie et de gestion axée sur la demande, sous réserve d'approbation</li></ul>

---



## Terre-Neuve-et-Labrador

**Tableau A-39 : Initiatives de modernisation du réseau à Terre-Neuve-et-Labrador**

Secteur	Description
Initiatives de modernisation du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>Les distributeurs d'énergie de la province offrent un programme de facturation nette depuis juillet 2017. Le programme de facturation nette autorise les projets d'énergie renouvelable d'une capacité maximale de 100 kW et ceux-ci ne doivent pas dépasser la charge d'un client connecté au réseau<sup>162</sup>.</li> </ul>

**Tableau A-40 : Politiques et initiatives qui favorisent l'atteinte des objectifs de modernisation du réseau à Terre-Neuve-et-Labrador ou qui deviennent possibles grâce à celle-ci**

Secteur	Description
Réductions des émissions de GES	Le gouvernement s'est fixé comme objectif de réduire les émissions de GES de 30 % sous le niveau de 2005 d'ici 2030. De plus, le 5 juin 2020, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador s'est engagé à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 <sup>163</sup> .
Énergies renouvelables	<p>Le gouvernement souhaite produire 98 % de son électricité à partir d'énergies renouvelables grâce au projet hydroélectrique de Muskrat Falls et la fermeture de Holyrood GS<sup>164</sup>.</p> <p>Le Programme pilote de production d'électricité à partir des biogaz favorise également l'expansion de la production d'électricité à partir de cette ressource et permet de produire de l'électricité pour le réseau<sup>165</sup>.</p>
Efficacité énergétique	Le gouvernement a comme objectif de réaliser des économies annuelles d'électricité de 0,3 % en moyenne entre 2019 et 2030 et compte sur le Fonds du leadership pour une économie à faibles émissions de carbone pour aider l'industrie à améliorer son efficacité énergétique <sup>166</sup> .

<sup>162</sup> Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. [Net Metering](#). Consulté en août 2020.

<sup>163</sup> Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. [The Way Forward on Climate Change in Newfoundland and Labrador, 2019](#).

<sup>164</sup> NEIA. [A New Climate Change Strategy for Newfoundland and Labrador, 2016](#).

<sup>165</sup> Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. [Biogas Electricity Generation Pilot Program](#). Consulté en août 2020.

<sup>166</sup> Efficiency Canada. [Bulletin canadien des politiques provinciales en matière d'efficacité énergétique, 2019](#).

Secteur	Description
Stockage d'énergie	Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador épaulé le gouvernement du Nunatsiavut qui souhaite mettre en service des solutions d'énergie renouvelable pour ses cinq collectivités par l'entremise du Groupe de travail sur la sécurité énergétique de Nunatsiavut, notamment pour la réalisation d'un projet de microréseau éolien de 1,6 mégawatt à Nain avec une capacité de stockage de 15 à 60 minutes <sup>167</sup> .

**Tableau A-41 : Structure de réglementation de Terre-Neuve-et-Labrador**

Secteur	Description
Structure de réglementation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sociétés dégroupées privées ou d'État et encadrées par la Régie des commissaires aux services publics.</li> <li>• En général, un plan tarifaire fondé sur le coût du service, à l'exception des clients ruraux ou utilisant du diesel, qui sont subventionnés par les clients du système interconnecté.</li> </ul>

<sup>167</sup> Gouvernement du Nunatsiavut. [Energy Security Plan, 2016](#).