

INNOVATION DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

VERS LA VISION 2050



Canadian
Electricity
Association

Association
canadienne
de l'électricité

POURQUOI LE SECTEUR CANADIEN DE L'ÉLECTRICITÉ A GRAND BESOIN DE NOUVELLES IDÉES, ET POURQUOI L'HEURE EST VENUE DE LES APPROFONDIR

© Association canadienne de l'électricité (ACÉ) 2015.

Tous droits réservés. L'ACÉ autorise la reproduction de ce document, en entier ou en partie, à des fins non commerciales, à condition que la source soit mentionnée.

Citation recommandée : Association canadienne de l'électricité, *Innovation dans le secteur de l'électricité : vers la Vision 2050*, 2015

Ce document est aussi disponible en français sur le site Internet de l'ACÉ à l'adresse www.electricite.ca.

Les demandes de renseignements au sujet du présent document d'orientation doivent être adressées à :

Association canadienne de l'électricité

613 230 9263

info@electricite.ca

www.electricite.ca

www.vision2050.ca

Devin McCarthy

Directeur, Production et Environnement

Association canadienne de l'électricité

613 688 2960

mccarthy@electricite.ca



Canadian
Electricity
Association

Association
canadienne
de l'électricité





TABLE DES MATIÈRES

1. RÉSUMÉ	2
<i>L'innovation : un besoin immédiat</i>	3
<i>Les facteurs de l'innovation</i>	3
<i>Les grands domaines technologiques d'intérêt</i>	4
2. INTRODUCTION	6
<i>Stimuler l'innovation</i>	7
3. PRESSION ÉCONOMIQUE ET INFRASTRUCTURES VIEILLISSANTES	10
Le ralentissement de la croissance économique	11
Le déficit en matière d'infrastructure au Canada	12
La hausse des tarifs de l'électricité	13
4. QUELS SONT LES FACTEURS QUI INCITENT LES ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ À INNOVER?	14
La réduction des gaz à effet de serre	15
Le renforcement de la résilience	16
<i>Les mesures d'intervention en cas de tempête</i>	17
<i>L'adaptation aux changements climatiques</i>	18
La responsabilisation des clients	19
La maîtrise des coûts	20
L'émergence des données massives	21
5. POSSIBILITÉS D'INNOVATION : LES DOMAINES TECHNOLOGIQUES CLÉS QUI NÉCESSITENT UN SOUTIEN IMMÉDIAT	22
La gestion de la demande	24
La facilitation de la production décentralisée	26
La facilitation de l'implantation des véhicules électriques	29
L'optimisation de l'utilisation des actifs	32
La détection et l'atténuation des problèmes	34
Les autres domaines technologiques prometteurs	36
<i>Le stockage</i>	36
<i>Les véhicules aériens sans pilote</i>	37
<i>La recharge par induction</i>	37
6. COMMENT FINANCER L'INNOVATION	38
Les écosystèmes de collaboration	39
Le modèle concentrique	39
7. MESURES RECOMMANDÉES	40
8. CONCLUSION	44



1

RÉSUMÉ



Le projet de transport d'AltaLink entre Bowmanton et Whittla, une ligne de transport de 240 kV s'étendant de l'est de Medicine Hat jusqu'au sud de Whittla, a été construit sur des pieux vissés.
Photo reproduite avec l'aimable autorisation d'AltaLink.

DANS L'ENSEMBLE DU CANADA, LE RÔLE DES ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ EST EN PLEINE MUTATION. ELLES NE PEUVENT PLUS SE CONTENTER DE FOURNIR DE L'ÉLECTRICITÉ COMME UN SIMPLE PRODUIT DE BASE.

De nos jours, elles doivent offrir un large éventail de *services énergétiques* par l'intermédiaire d'une plateforme d'opérations reposant sur les données, centrée sur le client, capable de gérer des charges dynamiques, des véhicules électriques, des dispositifs de stockage et une production décentralisée.

Les entreprises d'électricité doivent en outre mener à bien ce mandat élargi de manière à encourager la durabilité environnementale, sociale et économique. Pour y parvenir, il leur faudra recourir à un degré d'innovation technologique qui dépasse les améliorations progressives de la productivité. Avec l'aide du financement et du soutien accordés par les décisionnaires, les organismes de réglementation et l'industrie privée, le secteur de l'électricité doit élaborer, tester et déployer de nouveaux concepts, dispositifs et processus qui permettront de répondre à l'évolution des besoins et des attentes des clients de demain.

L'innovation : un besoin immédiat

Le secteur canadien de l'électricité se trouve à un tournant décisif. À l'heure où la plupart des infrastructures d'électricité du pays atteignent la fin de leur durée de vie utile, il est essentiel d'investir dès aujourd'hui dans le renouvellement et la modernisation du réseau afin d'assurer un approvisionnement en électricité fiable, rentable et durable à l'avenir. Les coûts seront élevés : il faudra consentir des dépenses en immobilisations s'élevant à plus de 350 milliards de dollars au cours des 20 prochaines années. Mais ces dépenses seront nécessaires pour remédier à la détérioration des infrastructures électriques.

Le besoin sans précédent d'investir dans les infrastructures fait grimper les tarifs : on estime qu'en 2035 le prix moyen de détail de l'électricité devrait être près de 20 % supérieur à celui de 2013. Ce n'est qu'en adoptant une approche systématique à l'égard de l'innovation que nous parviendrons à la fois à expérimenter de nouvelles technologies pour répondre à la mutation rapide de la demande, et à trouver de nouvelles façons d'accroître l'efficacité afin de réduire l'impact de la hausse des tarifs.

Les facteurs de l'innovation

Les facteurs qui stimulent la modernisation du réseau au Canada traduisent l'évolution des attentes de la société à l'égard des fournisseurs d'électricité en ce qui concerne la durabilité économique, environnementale et sociale. À l'heure actuelle, quatre facteurs clés orientent la prise de décisions des entreprises d'électricité sur le plan des services : la réduction des émissions de gaz à effet de serre, le renforcement de la résilience du système face aux changements climatiques et aux phénomènes météorologiques extrêmes, la responsabilisation des clients pour leur permettre de jouer un rôle plus central dans l'évolution du réseau électrique, et la maîtrise des coûts pour parvenir à faire plus avec moins.



Les grands domaines technologiques d'intérêt

Lorsqu'on atteint le sommet d'un cycle d'investissements, ce qui n'arrive qu'une fois par génération, c'est l'occasion rêvée pour élaborer, tester et déployer une vaste gamme de technologies novatrices de modernisation du réseau. Selon l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), parmi les domaines technologiques actuellement étudiés par les entreprises d'électricité canadiennes,

cinq semblent être les plus prometteurs pour façonner la fonctionnalité du réseau électrique de demain : la gestion de la demande, la facilitation de la production décentralisée, la facilitation de l'implantation des véhicules électriques, l'optimisation de l'utilisation des actifs et la détection et l'atténuation des problèmes. Ces domaines devraient donc bénéficier immédiatement de mesures de soutien, sous la forme de financements de projets pilotes.



Une cliente économise de l'électricité en éteignant la lumière. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de BC Hydro et Power Authority.



LES MESURES RECOMMANDÉES

À LA LUMIÈRE DES PRINCIPAUX FACTEURS ET DOMAINES TECHNOLOGIQUES EXERÇANT UNE INFLUENCE SUR LA MODERNISATION DU RÉSEAU AU CANADA, L'ACÉ RECOMMANDE DE PRENDRE DES MESURES DÈS AUJOURD'HUI POUR PERMETTRE AUX ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ DE DISPOSER DU MANDAT ET DES MOYENS NÉCESSAIRES POUR CONTINUER À INVESTIR DANS L'INNOVATION À L'AVENIR. CES MESURES SONT LES SUIVANTES :

■ Aligner les priorités et les objectifs

Par l'intermédiaire d'organismes nationaux et de forums stratégiques, les organismes de réglementation, les décideurs et les entreprises d'électricité à l'échelle provinciale peuvent mettre au point des priorités et des objectifs communs liés à la transformation des infrastructures électriques du Canada.

■ Assurer le suivi des indicateurs de la modernisation du réseau à l'échelle nationale

Il est nécessaire d'adopter une démarche nationale pour assurer le suivi des indicateurs liés aux avantages et à la mise en œuvre de la modernisation du réseau, afin de définir de manière proactive les domaines pour lesquels il faudra trouver des solutions techniques et réglementaires à court terme.

■ Tourner son regard sur la scène internationale

En participant à l'International Smart Grid Action Network (ISGAN) de l'Agence internationale de l'énergie et aux autres forums multinationaux, le Canada a la possibilité de mettre à profit l'expérience des autres pays qui déploient eux aussi beaucoup d'efforts pour innover dans l'électricité.

■ Mettre en commun les sources de financements pour l'innovation afin de réduire les risques et de partager les résultats

Les entreprises d'électricité devraient détenir un vaste portefeuille de projets d'innovation. Le financement accordé aux projets soutenant les objectifs stratégiques provinciaux ou

nationaux devrait être complété, en tout ou en partie, par des fonds publics émanant d'organismes comme Technologies du développement durable Canada.

■ Partager les enseignements tirés

Le partage des enseignements tirés des projets de démonstration, réussis ou non, occupe une place essentielle : tous les intervenants qui jouent un rôle dans la modernisation du réseau ont à y gagner, notamment les organismes de réglementation, les décideurs, les entreprises d'électricité et les clients.

■ Consigner les connaissances dans des codes et des normes

À mesure que la technologie évolue et que les enseignements tirés sont distillés, les connaissances devraient être officiellement consignées sous forme de codes et de normes afin de guider les entreprises d'électricité dans leur planification technique et dans leurs pratiques d'exploitation.

■ Tenir les clients informés et maintenir leur intérêt

La modernisation du réseau vise avant tout la protection et l'augmentation de la valeur du service d'électricité; c'est cet aspect qu'il faudra impérativement communiquer aux clients, et ce, le plus tôt possible et à plusieurs reprises. À l'avenir, les entreprises d'électricité, les décideurs et les organismes de réglementation devront élargir la discussion afin de sensibiliser le public de nouvelles façons.





2

INTRODUCTION

POUR PARVENIR À UN
MODÈLE PLUS DURABLE DE
DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ,
IL FAUDRA FAIRE PREUVE
D'EXPERIMENTATION
ET D'INNOVATION



Lignes de transport se détachant sur l'horizon. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Nalcor Energy.



HABITUELLEMENT, LE MANDAT DES ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ CONSISTAIT À PRODUIRE, À TRANSMETTRE ET À DISTRIBUER L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE D'UNE MANIÈRE SÛRE, FIABLE ET RENTABLE.

Lorsqu'un équipement atteignait la fin de sa durée de vie utile prévue, il était généralement remplacé par un équipement comparable, et l'objectif des fournisseurs était d'améliorer progressivement la fonctionnalité, la longévité et la sécurité de leurs produits. Les gestionnaires des entreprises d'électricité, pendant ce temps-là, tentaient principalement d'accroître leur productivité de façon continue, à savoir gagner en sécurité, en rapidité et en rentabilité dans leurs tâches de routine liées à l'électricité.

Mais ce mandat évolue rapidement, tout comme la notion même d'entreprise de distribution d'électricité. L'entreprise d'électricité moderne ne se contente plus de fournir « des poteaux et des fils » et d'assurer la livraison d'un produit de base à la demande. Il s'agit plutôt d'une plateforme d'opérations reposant sur les données, centrée sur le client, capable de gérer des charges dynamiques, des véhicules électriques, des dispositifs de stockage et une production décentralisée en temps réel.

Derrière cette transformation se cache un engagement en faveur du développement durable, que l'ACÉ définit comme la mise en œuvre de stratégies commerciales progressistes qui combinent les besoins d'aujourd'hui, tout en prenant soin des ressources environnementales, sociales et économiques de demain.

Pour parvenir à un modèle plus durable de distribution d'électricité, il faudra faire preuve d'expérimentation et d'innovation, en allant au-delà de l'amélioration progressive de la productivité. Avec le soutien des

décisionnaires, des organismes de réglementation et de l'industrie privée, le secteur de l'électricité doit impérativement commencer à élaborer, à tester et à déployer de nouveaux concepts, dispositifs et processus qui permettront de répondre aux besoins et aux attentes des clients de demain.

Stimuler l'innovation

Ce document d'orientation vise à donner aux organismes de réglementation, aux décisionnaires et aux autres intervenants clés les renseignements et le contexte dont ils ont besoin pour soutenir l'innovation en électricité.

Tout d'abord, le document se penche sur les facteurs actuels de l'innovation du secteur canadien de l'électricité, en expliquant pourquoi le secteur se trouve à un tournant décisif. Ensuite, il examine les principaux domaines technologiques qui façonnent la fonctionnalité du réseau électrique de demain (et qui représentent donc des possibilités d'innovation considérables) : la gestion de la demande, la facilitation de la production décentralisée, la facilitation de l'implantation des véhicules électriques, l'optimisation de l'utilisation des actifs et la détection et l'atténuation des problèmes. Enfin, le document présente sept recommandations qui aideront les organismes de réglementation, les décisionnaires et les entreprises d'électricité à stimuler l'innovation.



Couverture du rapport « Vision 2050 : L'avenir du réseau électrique du Canada ».

Ce document repose sur de nombreuses sources d'information et d'inspiration, mais il tente surtout de s'appuyer sur le cadre établi par deux documents précis.

Il s'agit en premier lieu du rapport de l'ACÉ intitulé *Vision 2050 : L'avenir du réseau électrique du Canada*¹. Publié en mars 2014, il présente une vision de l'avenir de l'électricité au Canada et propose des idées pour la concrétiser. Plus particulièrement, le rapport *Vision 2050* recommande l'accélération de l'innovation du secteur de l'électricité grâce au soutien actif des décideurs et des organismes de réglementation, combiné à une prise de décisions avisées en matière d'investissement de la part des entreprises d'électricité, axées sur des principes essentiels tels que la fiabilité, l'équité, l'intégration, l'efficacité et la croissance.

Le second de ces documents est le rapport intitulé *Les entreprises d'électricité et de gaz naturel du Canada au service de l'innovation*². Publié en août 2014 par la société Concentric Energy Advisors pour l'ACÉ

STIMULATING INNOVATION ON BEHALF OF CANADA'S ELECTRICITY AND NATURAL GAS CONSUMERS

A DISCUSSION PAPER PREPARED FOR
CANADIAN GAS ASSOCIATION
CANADIAN ELECTRICITY ASSOCIATION
AUGUST 21, 2014



WWW.CEADVISORS.COM

Couverture du rapport « Les entreprises d'électricité et de gaz naturel du Canada au service de l'innovation » (*uniquement en anglais*).

et l'Association canadienne du gaz, ce document propose un modèle d'excellence que les entreprises d'électricité et les organismes de réglementation peuvent adopter pour promouvoir et financer l'innovation. Il recommande des directives liées aux niveaux de financement, à la surveillance réglementaire, à la gestion des programmes et aux possibilités de collaboration. À la lumière des pratiques employées à l'échelle internationale, les recommandations formulées dans le document sont étayées par des exemples de mesures d'innovation déjà mises en œuvre au Canada, aux États-Unis et en Europe, et qui ont donné de bons résultats.

Avec ce document, l'ACÉ contribue à la discussion sur l'innovation en présentant les domaines dans lesquels des mesures s'imposent dès aujourd'hui, ainsi qu'une série de recommandations qui permettront de faire en sorte que le potentiel de tous les investissements consentis dans l'innovation au Canada soit pleinement exploité.

1 Association canadienne de l'électricité, « Vision 2050 : L'avenir du réseau électrique du Canada », 2014, disponible à l'adresse <http://powerforthefuture.ca/wp-content/uploads/2014/04/Vision2050FR.pdf>.

2 Stephen Caldwell, Robert Yardley, Jr, et James Coyne, 2014, « Les entreprises d'électricité et de gaz naturel du Canada au service de l'innovation », disponible à l'adresse <http://www.electricity.ca/media/ReportsPublications/StimulatingInnovation2014.pdf> (*uniquement en anglais*).



Un monteur de lignes de SaskPower étudie des plans dans un poste. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de SaskPower.



Un monteur de lignes assure la fiabilité du réseau électrique. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Maritime Electric Company limitée.

AVEC CE DOCUMENT, L'ACÉ CONTRIBUE À LA DISCUSSION SUR L'INNOVATION EN PRÉSENTANT LES DOMAINES DANS LESQUELS DES MESURES S'IMPOSENT DÈS AUJOURD'HUI, AINSI QU'UNE SÉRIE DE RECOMMANDATIONS QUI PERMETTRONT DE FAIRE EN SORTE QUE LE POTENTIEL DE TOUS LES INVESTISSEMENTS CONSENTIS DANS L'INNOVATION AU CANADA SOIT PLEINEMENT EXPLOITÉ.



3

PRESSION ÉCONOMIQUE ET INFRASTRUCTURES VIEILLISSANTES

L'INNOVATION :
UN BESOIN
IMMÉDIAT



Jessica Hadfield, une monteuse de lignes, répare une ligne de façon sécuritaire. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Manitoba Hydro.



DEUX GRANDS THÈMES CONTRIBUENT AU REMODELAGE DU PAYSAGE DANS LEQUEL ÉVOLUENT LES ENTREPRISES CANADIENNES D'ÉLECTRICITÉ : LES INVESTISSEMENTS SANS PRÉCÉDENT DANS LES INFRASTRUCTURES QUI DEVRONT ÊTRE CONSENTIS AU COURS DES 20 PROCHAINES ANNÉES POUR ENTREtenir ET AGRANDIR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE, ET LE RYTHME EFFRÉNÉ DES CHANGEMENTS QUI S'OPÈRENT AU NIVEAU DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DES ATTENTES VIS-À-VIS DES SERVICES.

Le besoin d'investir à grande échelle dans les infrastructures fait grimper les tarifs d'électricité au Canada. Cette situation a conduit les organismes de réglementation, les politiciens et les groupes de consommateurs à exercer une pression sur les entreprises d'électricité pour qu'elles parviennent à gagner en efficacité et à limiter les coûts à court terme. Le caractère impératif de la productivité semble souvent incompatible avec l'élaboration et la mise à l'essai de nouveaux processus et de nouvelles technologies visant à s'adapter aux changements qui se produisent à une vitesse grandissante. En d'autres termes, cela revient à dépenser du temps et de l'argent pour des innovations qui, bien que fructueuses à long terme, sont rarement amorties dans la même année.

Les entreprises d'électricité tentent de trouver le moyen de traiter ces deux objectifs en s'engageant en faveur de l'innovation sur les plans individuel et collectif. À mesure que les pressions visant à réduire les coûts s'intensifient, le secteur de l'électricité devra adopter une stratégie structurée pour promouvoir l'innovation s'il veut parvenir à concilier la productivité d'aujourd'hui et l'innovation de demain.

Le ralentissement de la croissance économique

Les pressions financières que subissent les entreprises d'électricité canadiennes sont exacerbées par un paysage macroéconomique nettement différent de ce qu'il était il y a près de 40 ans, lors de la dernière grande campagne d'investissement dans les infrastructures. À cette époque, le PIB réel du pays augmentait d'environ 5 % par an³. Alors que les clients industriels, commerciaux et résidentiels adoptaient un grand nombre de nouveaux appareils électroménagers, les ventes des entreprises d'électricité ont augmenté de 5 à 11 % chaque année entre 1965 et 1974, soit une croissance cumulée de 94 % sur 10 ans⁴.

Si l'on compare le boom économique des années 1970 à la faible croissance actuelle, il y a de quoi s'inquiéter. Selon l'Office national de l'énergie, le PIB réel du Canada devrait croître de seulement 2 % par an en moyenne jusqu'en 2035⁵. Sur la même période, la capacité de production d'électricité devrait enregistrer une croissance relativement stationnaire d'environ 1 % par an, qui s'explique essentiellement par les efforts déployés pour réduire l'intensité énergétique de l'économie canadienne⁶.

3 Statistique Canada, Tableau 380-0501 – « Produit intérieur brut (PIB), en termes de dépenses, 1968 Système de comptabilité nationale (SCN), trimestriel (dollars) », provenant de la base de données CANSIM, consultée le : 22/12/2014.

4 Statistique Canada, Tableau Q92-96 – « Production et commerce d'énergie électrique, 1919 à 1975 », document CSV, provenant du site Web de Statistique Canada, à l'adresse http://www5.statcan.gc.ca/access_acces/alternative_alternatif.action?loc=http://www.statcan.gc.ca/Q92_96-fra.csv&l=fr.

5 Office national de l'énergie, 2013, « Avenir énergétique du Canada en 2013 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 », disponible à l'adresse <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2013/2013nrgftr-fra.pdf>.

6 *Ibid.*, 63.



Le déficit en matière d'infrastructure au Canada

La plupart des infrastructures de production, de transport et de distribution arrivent au terme de leur durée de vie utile prévue. Toronto Hydro Corporation, par exemple, estime qu'environ un tiers de ses actifs de distribution d'électricité ont déjà dépassé leur durée de vie utile théorique⁷. De la même façon, BC Hydro and Power Authority (BC Hydro) reconnaît que bon nombre de ses actifs ont été construits avant 1970 et qu'il faudrait remédier à leur vieillissement et à la détérioration de leur état⁸.

De toute évidence, il sera indispensable d'investir dans le renouvellement et la modernisation des infrastructures afin d'assurer un approvisionnement en électricité fiable, rentable et durable à l'avenir. En outre, il faudra impérativement préparer le réseau électrique du Canada à l'année 2050 et à un monde dans lequel prévaudront les clients engagés, les ressources d'énergie variable, les véhicules électriques, le stockage de l'énergie, l'analyse avancée des actifs et les systèmes réactifs de gestion des interruptions.

Toutefois, pour ce faire, les entreprises d'électricité devront évaluer soigneusement les différentes options pour déterminer le moyen le plus efficace d'y parvenir. Quels sont les actifs que l'on devrait remplacer par des installations comparables, en répétant le même

schéma? Quels sont ceux que l'on devrait remplacer par de nouvelles installations? Et quels sont ceux qu'il ne sera peut-être pas nécessaire de remplacer?

Quelle que soit l'approche adoptée, l'entretien et la modernisation du réseau canadien devront être payés au prix fort. D'après un rapport du Conference Board du Canada datant de 2012, le renouvellement des infrastructures électriques du Canada coûtera près de 350 milliards de dollars au cours des 20 prochaines années. Et ce chiffre se situe sans doute en deçà de la réalité : le Conference Board précise par exemple que « les investissements en matière de transport déterminés dans le rapport sont vraisemblablement sous-estimés⁹ ». Au vu de cet avertissement, le secteur canadien de l'électricité est susceptible de traverser une période marquée par des dépenses soutenues en immobilisations qui devraient s'élever à près de 20 milliards de dollars par an pendant 20 ans, soit un total de près d'environ 400 milliards de dollars.

Les dépenses en immobilisations engagées pour la construction ou le renouvellement des infrastructures augmentent chaque année, à mesure que les entreprises d'électricité réduisent progressivement le déficit dans ce domaine. Chez les entreprises d'électricité membres de l'ACÉ, les dépenses dans les infrastructures de transport et de distribution sont passées de 5,6 milliards de dollars en 2011 à 7,6 milliards de dollars en 2012, puis à 9 milliards de dollars en 2013, soit une croissance de 61 % sur trois ans¹⁰. En comptant les actifs de production, les investissements consentis dans les infrastructures ont atteint le chiffre de 14 milliards en 2013, soit une augmentation de 17,7 % au cours de l'année 2012¹¹.

Heureusement, grâce aux investissements consentis dans l'ensemble du pays, les entreprises d'électricité donnent un coup de pouce à court terme à l'économie, dont le pays a grand besoin, grâce à la stimulation économique et à la création d'emplois. En partant de ses prévisions selon lesquelles les dépenses dans les infrastructures se chiffrent à 350 milliards de dollars, le Conference Board du Canada estime que ces investissements contribueront chaque année au PIB réel du Canada à hauteur de 10,9 milliards de dollars, et permettraient également de créer près de 156 000 emplois par an¹².

LE SECTEUR CANADIEN DE L'ÉLECTRICITÉ EST SUSCEPTIBLE DE TRAVERSER UNE PÉRIODE MARQUÉE PAR DES DÉPENSES SOUTENUES EN IMMOBILISATIONS QUI DEVRAIENT S'ÉLEVER À PRÈS DE 20 MILLIARDS DE DOLLARS PAR AN PENDANT 20 ANS, SOIT UN TOTAL D'ENVIRON 400 MILLIARDS DE DOLLARS.

7 Toronto Hydro Corporation, 2013, « 2012 Annual Report: The Measure of Our Commitment, 2013 », disponible à l'adresse https://www.torontohydro.com/sites/corporate/InvestorRelations/FinancialReports/Documents/Financial%20Reports/2012%20Interactive/pdf/TOHY%202012AR_eReport.pdf (*uniquement en anglais*).

8 BC Hydro and Power Authority, 2013, « Annual Report 2012 », disponible à l'adresse http://www.bchydro.com/content/dam/hydro/medialib/internet/documents/annual_report/2012_BCH_AnnualReport.pdf (*uniquement en anglais*).

9 Len Coad, Todd A. Crawford et Alicia Macdonald, 2012, « Shedding Light on the Economic Impact of Investing in Electricity Infrastructure, 2012 », Conference Board du Canada, disponible à l'adresse <http://www.conferenceboard.ca/e-library/abstract.aspx?DID=4673> (*uniquement en anglais*).

10 Association canadienne de l'électricité, 2014, « Rapport annuel 2014 sur le programme Électricité durable : S'engager en faveur d'un avenir durable », disponible à l'adresse <http://sustainableelectricity.ca/wp-content/uploads/2014/09/Sengagerenfaveurdunavenirdurable2014.pdf>.

11 *Ibid.*

12 Len Coad, Todd A. Crawford et Alicia Macdonald, 2012, « Shedding Light on the Economic Impact of Investing in Electricity Infrastructure, 2012 », Conference Board du Canada, disponible à l'adresse <http://www.conferenceboard.ca/e-library/abstract.aspx?DID=4673> (*uniquement en anglais*).

La hausse des tarifs de l'électricité

Les investissements réalisés en matière d'infrastructure génèrent des retombées économiques positives, mais ils peuvent se traduire par une hausse des tarifs de l'électricité pour tous les Canadiens. Ce phénomène n'est pas nouveau : même dans les années 1970, marquées par une économie prospère, la facture d'électricité a subi une augmentation cumulée de 113 % entre 1973 à 1982 après le dernier grand cycle d'investissements en infrastructure consentis par BC Hydro¹³. Même si les programmes d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique ont permis d'atténuer l'impact final pour les clients, la hausse des tarifs est inévitable.

À combien se chiffrera la hausse des tarifs pour les Canadiens au cours des années à venir? Dans son rapport intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2013*, l'Office national de l'énergie estime qu'en 2035, le prix moyen de détail de l'électricité (secteurs résidentiel, commercial et industriel inclus) devrait être près de 20 % supérieur au tarif de 2013¹⁴. Dans son Plan énergétique à long terme, le gouvernement de l'Ontario estime que le tarif augmentera de 2,8 % par an pendant les 20 prochaines années, soit une hausse de 42 % d'ici 2018 et de 68 % d'ici 2035¹⁵ (notons qu'en réalité ces chiffres sont inférieurs aux prévisions réalisées par la province en 2010, selon lesquelles le prix devait grimper de 3,5 % par an jusqu'en 2030; cette baisse s'explique en grande partie par le succès des mesures drastiques d'économies d'énergie qu'a prises l'Ontario)¹⁶.

En Colombie-Britannique, le gouvernement provincial a limité l'augmentation cumulée des tarifs à 28 % entre 2014 et 2019¹⁷. Au terme de cette période, la BC Utilities Commission sera chargée de fixer les hausses des prix. Toutefois, en raison des investissements consentis dans le cadre du programme Power Smart de BC Hydro, de la baisse des coûts d'exploitation et de la réduction du dividende versé à la province, les prix devraient connaître des augmentations plus modestes après 2019. Comme toutes les provinces ne publient pas de prévisions des tarifs à long terme, la plupart d'entre elles suivent la tendance qui se dégage à l'échelle nationale.

L'ÉLECTRICITÉ DE L'AVENIR.ca

LE SITE WEB WWW.LELECTRICITEDELAVENIR.CA
DE L'ACÉ CONTIENT DES RESSOURCES
FONDAMENTALES POUR LANCER LE
DIALOGUE AUPRÈS DES CONSOMMATEURS
D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA.

Outre l'augmentation considérable de la dette, les entreprises d'électricité disposent de trois façons pour réduire l'impact sur les tarifs qui sera provoqué par la hausse des coûts d'immobilisation et d'exploitation. Elles peuvent en premier lieu accroître le volume des ventes pour les utilisations finales traditionnelles, de façon à répartir les coûts de réseau fixes sur un plus grand volume de kilowattheures vendus. Cette proposition semble peu réalisable, étant donné les conditions économiques actuelles et les pressions continues en faveur des économies d'énergie.

En second lieu, elles peuvent changer la perception que les clients ont de la valeur du service d'électricité, en leur expliquant pourquoi il est nécessaire d'investir dans les infrastructures. Si cette idée fait son chemin dans l'esprit des consommateurs et qu'ils parviennent à mieux comprendre les raisons pour lesquelles il est nécessaire d'augmenter les prix, l'impact de ces hausses s'en trouvera réduit.

En troisième et dernier lieu, les entreprises peuvent améliorer la valeur réelle (et non sa perception) du service d'électricité dont bénéficient les clients, et ce, en offrant une plateforme qui intègre les nouvelles applications finales et qui s'adapte instantanément aux préférences de chacun. D'un point de vue opérationnel, il s'agit de la meilleure option. C'est également celle pour laquelle il faudra innover le plus si nous voulons qu'elle aboutisse.

13 Bill Bennett, « 10 Year Plan for BC Hydro », présentation du ministre de l'Énergie et des Mines, 26 novembre 2013. <http://www.newsroom.gov.bc.ca/downloads/Presentation.pdf> (*uniquement en anglais*).

14 Office national de l'énergie, 2013, « Avenir énergétique du Canada en 2013 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 », disponible à l'adresse <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2013/2013nrgfr-fra.pdf>.

15 Ministère de l'Énergie de l'Ontario, 2013, « Vers un bilan équilibré : Plan énergétique à long terme de l'Ontario », disponible à l'adresse http://www.energy.gov.on.ca/fr/files/2014/10/LTEP_2013_French_WEB.pdf.

16 Ministère de l'Énergie de l'Ontario, 2010, « Pour l'édification d'un avenir énergétique propre : Plan énergétique à long terme de l'Ontario », disponible à l'adresse http://www.energy.gov.on.ca/fr/files/2014/10/MEI_LTEP_fr.pdf.

17 « 10 Year Plan Means Predictable Rates as BC Hydro Invests in System », communiqué de presse du gouvernement de Colombie-Britannique datant du 26 novembre 2013, disponible sur le site du gouvernement de C.-B. à l'adresse http://www2.news.gov.bc.ca/news_releases_2013-2017/2013MEM0023-001774.pdf (*uniquement en anglais*).



4

QUELS SONT LES FACTEURS QUI INCITENT LES ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ À INNOVER?

LES ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ RÉAGISSENT ET S'ADAPTENT À L'ÉVOLUTION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ





POUR COMPRENDRE L'ENJEU (ET L'URGENCE) QUE REPRÉSENTE LA MODERNISATION DU RÉSEAU AU CANADA, IL FAUT TENIR COMPTE DE DEUX TYPES DE FACTEURS : LES FACTEURS MOTIVANTS ET LES FACTEURS HABILITANTS :

Les **facteurs motivants** reflètent l'évolution des attentes de la société quant aux résultats du secteur canadien de l'électricité en matière de durabilité économique, environnementale et sociale;

Les **facteurs habilitants** sont les forces du marché et de la technologie qui, si elles sont exploitées correctement, permettront aux entreprises d'électricité de remplir leur mandat en constante évolution.

Cette rubrique est consacrée aux facteurs motivants qui guident actuellement la prise de décisions des entreprises d'électricité de l'ensemble du pays en matière de service (et les rubriques suivantes se pencheront sur les technologies permettant d'y répondre) :

- la réduction des gaz à effet de serre;
- le renforcement de la résilience;
- la responsabilisation des clients;
- la maîtrise des coûts.

Pour étoffer les renseignements apportés, cette rubrique aborde également l'un des facteurs habilitants les plus importants, qui permettra aux entreprises d'électricité de mieux faire face à l'évolution des attentes et mener à bien la Vision 2050 de l'ACÉ : l'émergence des données massives.

La réduction des gaz à effet de serre

Le Canada possède l'un des réseaux électriques les plus écologiques au monde. Près de 80 % de l'électricité qu'il produit proviennent de sources qui n'émettent pas de gaz à effet de serre. En 2013, les barrages hydroélectriques représentaient 63,4 % de l'électricité produite au Canada, suivis par les combustibles fossiles (19,2 %), l'énergie nucléaire (15,9 %) et l'énergie solaire (0,04 %) ¹⁸.

L'électricité est le seul grand secteur industriel au Canada qui parviendra vraisemblablement à réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020, et ce, de 25 % par rapport à 2005 ¹⁹. Le secteur accomplit de véritables progrès dans ce domaine : entre 2012 et 2013, les entreprises d'électricité membres de l'ACÉ ont réduit leurs émissions d'équivalent-CO₂ de 3,6 %, soit une chute impressionnante de 16,6 % par rapport à 2009 ²⁰. Dans son Rapport annuel 2014 sur le programme Électricité durable^{MC}, l'ACÉ attribue cette baisse à la réduction de l'utilisation du charbon et à l'intégration croissante d'énergies renouvelables et de ressources de production décentralisée.

Mais la réduction de l'empreinte carbone de l'économie canadienne n'en demeure pas moins une affaire pressante. La production décentralisée représente un élément de la stratégie qui permettra d'y parvenir de manière abordable.

18 Statistique Canada, tableau 127-0007 – « Production de l'énergie électrique, selon la classe de producteur d'électricité, annuel (mégawatt heure) », provenant de la base de données CANSIM, consultée le : 22/12/2014.

19 Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie, 2012, « État de la situation : la lutte contre le changement climatique au Canada », disponible à l'adresse http://publications.gc.ca/collections/collection_2012/trnee-nrtee/En134-57-2012-fra.pdf.

20 Association canadienne de l'électricité, 2014, « Rapport annuel 2014 sur le programme Électricité durable : S'engager en faveur d'un avenir durable », disponible à l'adresse <http://sustainableelectricity.ca/wp-content/uploads/2014/09/Sengagerenfaveurdunavenir durable2014.pdf>.



Exercice de gestion des situations d'urgence au centre de contrôle du réseau de Newfoundland Power. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Newfoundland Power inc.



Dégâts causés par des pluies verglaçantes à Terre-Neuve. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Newfoundland Power inc.

Le renforcement de la résilience

Au cours des deux dernières années, de nombreuses entreprises d'électricité ont connu des phénomènes météorologiques extrêmes qui ont réduit leur capacité à fournir de l'énergie. Nous pouvons citer la tempête de verglas qui a touché Toronto en décembre 2013, privant près de 300 000 clients d'électricité pendant les Fêtes. Les changements climatiques (et la gravité et la fréquence croissantes des phénomènes météorologiques extrêmes qui y sont associées) continueront d'avoir des répercussions profondes sur la fiabilité du réseau de production, de transport et de distribution d'électricité du Canada. Pour lutter contre ce problème, les entreprises d'électricité doivent dès à présent prendre les décisions qui s'imposent en matière d'investissement pour accroître la résilience du réseau électrique.



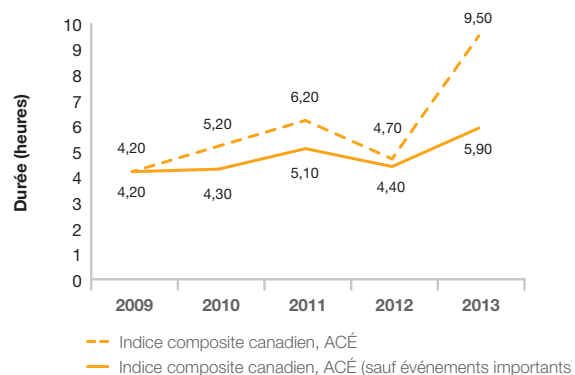
Une ligne de transport AltaLink à Canmore, en Alberta, pendant les inondations de 2013.
Photo reproduite avec l'aimable autorisation d'AltaLink.

Les mesures d'intervention en cas de tempête

D'après le Bureau d'assurance du Canada, les indemnités d'assurance versées à la suite de dommages matériels causés par des intempéries ont doublé tous les cinq à dix ans depuis les années 1980²¹. Lorsque des biens sont endommagés, les infrastructures électriques risquent de l'être également. La **figure 1** (à droite) montre comment les phénomènes météorologiques violents survenus ces dernières années ont nui à la fiabilité de l'électricité.

Le public estime que les entreprises d'électricité devraient déployer davantage d'efforts pour protéger les clients des pannes prolongées, et il s'attend à ce qu'elles prennent des mesures proactives pour y parvenir. Le renforcement de la résilience du réseau n'est qu'un aspect de l'action visant à améliorer constamment la fiabilité et la qualité du service d'électricité. Il faut s'acquitter de ce mandat en parvenant à équilibrer les résultats et les coûts.

Figure 1. Hausses de l'indice de durée moyenne des interruptions de service (SAIDI) à cause des intempéries



21 Bureau d'assurance du Canada, 2012, « Telling the Weather Story », disponible à l'adresse http://assets.ibc.ca/Documents/Studies/McBean_Report.pdf (uniquement en anglais).



Les employés de Manitoba Hydro installent un nouvel équipement dans une chambre, près de l'avenue Graham dans le centre-ville de Winnipeg. Cette installation fait partie des mesures de renouvellement des infrastructures de l'entreprise. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Manitoba Hydro.

Par exemple, les entreprises d'électricité peuvent concevoir un réseau de distribution garantissant une très haute fiabilité en cas de tempête ou d'ouragan, mais le coût serait très élevé, surtout s'il fallait enterrer une grande partie du réseau²².

À titre d'exemple, la Finlande a récemment imposé des exigences concernant la durée maximale des interruptions dues aux tempêtes ou aux chutes de neige (six heures dans les villes et 36 heures dans le reste du pays), qui devront être respectées d'ici fin 2028). En cas de dépassement des délais, des indemnités seront directement versées au client, pouvant aller jusqu'à 2 000 euros par an²³. Le gouvernement finlandais espère que cette mesure favorisera l'utilisation des câbles souterrains et a reconnu et accepté les coûts associés, qui devraient être considérables.

L'adaptation aux changements climatiques

D'après Ressources naturelles Canada, l'adaptation peut être réactive, c'est-à-dire en réponse aux répercussions sur le climat, ou anticipatoire, c'est-à-dire mise en œuvre avant que celles-ci ne soient

observées. Dans la plupart des cas, les mesures d'adaptation anticipatoires se révèlent moins coûteuses à long terme et plus efficaces que les mesures réactives²⁴. Les entreprises d'électricité doivent donc avoir l'autorisation de mettre à l'essai des solutions novatrices dès aujourd'hui.

Le défi sera de savoir quelles sont les exigences appropriées en matière de conception des systèmes régionaux. Avec une construction excessive, l'entreprise qui investit dans des systèmes superflus juste pour maximiser ses dépenses en immobilisations doit prendre en charge de nombreux frais. Avec une construction insuffisante, l'ensemble de la société se retrouve en position de vulnérabilité face aux intempéries et aux changements climatiques. Pour trouver le juste équilibre, il faudra réaliser une analyse des modèles climatiques et de la vulnérabilité du réseau. Les solutions proposées pour le renforcement du réseau devraient faire l'objet de tests à petite échelle avant d'être mises en œuvre sur toute une région desservie par une entreprise.

22 William P. Zaraka, Philip Q Hanser et Kent Diep, « Rates, Reliability and Region: Customer Satisfaction and Electric Utilities », *Public Utilities Fortnightly*, janvier 2013, disponible à l'adresse http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/003/981/original/Rates_Reliability_and_Region_Zarakas_Hanser_Diep_PUF_Jan_2013.pdf?1379360894 (uniquement en anglais).

23 Agence internationale de l'énergie, 2013, « Energy Policy Highlights », disponible à l'adresse http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy_policy_highlights_2013.pdf (uniquement en anglais).

24 Ressources naturelles Canada, 2010, « S'adapter aux changements climatiques : une introduction à l'intention des municipalités canadiennes », disponible à l'adresse http://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/earthsciences/pdf/mun/pdf/mun_f.pdf.



LES CLIENTS D'AUJOURD'HUI, QUI SONT PLUS ENGAGÉS QUE JAMAIS, S'ATTENDENT À ENTREtenir UN NOUVEAU GENRE DE RAPPORTS AVEC LEUR ENTREPRISE D'ÉLECTRICITÉ.

La responsabilisation des clients

Au cours des cent ans d'existence du service d'électricité au Canada, la relation client a été fructueuse, et marquée par un minimum de contact entre les deux parties. La lecture des compteurs mécaniques traditionnels se fait six fois par an et les factures sont expédiées peu de temps après. Les clients décrochent rarement leur téléphone pour appeler leur fournisseur, et c'est généralement pour contester une facture, signaler une panne ou demander le rétablissement ou l'interruption d'un service.

À l'ère du numérique, caractérisée par un accès facile et bon marché à l'information, ce modèle n'est plus d'actualité. Les clients d'aujourd'hui, qui sont plus engagés que jamais, s'attendent à entretenir un nouveau genre de rapports avec leur entreprise d'électricité.

D'après le rapport *Vision 2050* de l'ACÉ, « l'évolution des technologies a permis aux consommateurs de jouer un rôle différent et d'exercer désormais une plus grande influence sur le réseau électrique. Heureusement, ces mêmes technologies qui confèrent aux consommateurs un rôle plus central permettent également de mieux gérer la complexité inhérente à l'évolution du réseau. L'adaptation de notre réseau aux besoins des consommateurs permettra de réaliser des gains d'efficacité dans l'ensemble du processus, de la production à l'utilisation »²⁵.

En plus de doter les entreprises d'électricité de nouveaux outils pour accroître l'efficacité du réseau, la responsabilisation des clients permet :

- de maîtriser les coûts du côté du réseau, en réduisant l'amplitude des augmentations de coûts requises;
- d'offrir aux clients les outils dont ils ont besoin pour mieux contrôler leurs coûts (économies d'énergie, consommation pendant les heures creuses);
- de renforcer leur valeur en fournissant un meilleur service à la clientèle ou en mettant sur pied de nouveaux services;
- d'instaurer un dialogue permettant aux entreprises de communiquer les retombées positives des changements technologiques et aux clients de faire part de leurs préférences en matière de service.

La responsabilisation des clients peut s'avérer très fructueuse pour les entreprises d'électricité si elle est bien menée, ou entraîner un recul du soutien du public si elle n'est pas menée correctement. Dans les deux cas, cette mesure joue beaucoup dans l'évolution des entreprises d'électricité.

L'ADAPTATION DE NOTRE RÉSEAU AUX BESOINS DES CONSOMMATEURS PERMETTRA DE RÉALISER DES GAINS D'EFFICACITÉ DANS L'ENSEMBLE DU PROCESSUS, DE LA PRODUCTION À L'UTILISATION.

25 Association canadienne de l'électricité, 2014, « Vision 2050 : L'avenir du réseau électrique du Canada », disponible à l'adresse <http://powerforthefuture.ca/wp-content/uploads/2014/04/Vision2050FR.pdf>.



La maîtrise des coûts

Comme nous l'avons noté plus haut, l'augmentation des investissements requis pour combler le déficit du Canada en matière d'infrastructure entraînera également une hausse des tarifs pour les clients. Pourtant, les entreprises d'électricité canadiennes subissent tout de même des pressions continues pour maintenir des tarifs concurrentiels et maximiser leur productivité, tout en offrant le meilleur service possible. Par conséquent, elles cherchent toujours à faire plus avec moins.

La modernisation du réseau peut les aider à y parvenir. D'après un rapport de Ernst & Young (EY) datant de 2012 (qui repose lui-même sur un cadre issu du *Smart Grid Forum*, un programme créé conjointement par l'organisme national de réglementation de l'électricité du Royaume-Uni et le ministère britannique de l'énergie et du changement climatique), il faudra investir près de 46 milliards de livres sterling d'ici 2050 dans le réseau de distribution britannique²⁶. Cependant, si les entreprises britanniques de distribution d'électricité adoptent les technologies

de réseau intelligent, il se pourrait qu'elles n'aient à investir que 27 milliards de livres sterling, soit une économie de 19 milliards²⁷.

Tout en reconnaissant le travail accompli par EY, le ministère britannique de l'énergie et du changement climatique indique dans un rapport publié en 2014 que même si les réseaux intelligents ne suppriment pas le besoin de procéder au renforcement conventionnel des réseaux, ils peuvent réduire ou retarder le besoin d'avoir à investir dans les infrastructures en aidant les entreprises d'électricité à réduire leurs coûts et à intégrer des technologies à faible empreinte carbone plus rapidement²⁸.

Pour faire le rapprochement avec le Canada, Gaëtan Thomas, président-directeur général de la corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick, a fait valoir les avantages de la modernisation du réseau pour son entreprise : « En mobilisant nos clients, nous pourrions économiser plus de 1,3 milliard de dollars nets au cours des 25 prochaines années en reportant de 7 à 10 ans la construction ou la modernisation des infrastructures de production »²⁹.



Toronto Hydro Corporation a converti 99,7 % de ses compteurs en compteurs intelligents ou en compteurs par intervalles. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Toronto Hydro.

26 Ernst & Young, 2012, « Great Britain: Unlocking the Potential of the Smart Grid », disponible à l'adresse [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Great_Britain_-_unlocking_the_potential_of_smart_grid/\\$FILE/EY-Plug-In-Great-Britain-unlocking-the-potential-of-smart-grid-v1.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Great_Britain_-_unlocking_the_potential_of_smart_grid/$FILE/EY-Plug-In-Great-Britain-unlocking-the-potential-of-smart-grid-v1.pdf) (*uniquement en anglais*).

27 *Ibid.*

28 Ministère britannique de l'énergie et du changement climatique, 2014, « Smart Grid Vision and Routemap », disponible à l'adresse https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/285417/Smart_Grid_Vision_and_RoutemapFINAL.pdf (*uniquement en anglais*).

29 Junior Isles, « Special Project Supplement: Realising a smart vision », déc. 2013, disponible à l'adresse <http://www.anderson.ucla.edu/rosenfeld-library/citing-business-sources#journals> (*uniquement en anglais*).

L'émergence des données massives

Les entreprises d'électricité réagissent aux mêmes avancées technologiques qui touchent tous les autres secteurs de l'économie canadienne, et en bénéficient tout autant. La santé, les médias, la vente au détail et bon nombre d'autres secteurs ont été transformés par la chute des coûts de la collecte, du stockage et du partage des données. Les entreprises d'électricité surfent sur la même vague d'automatisation. Pour délaisser les moyens traditionnels d'acheminement de l'électricité et pour concrétiser la *Vision 2050* de l'ACÉ, les entreprises doivent se tourner vers les données massives.

D'après le Utility Analytics Institute, la somme dépensée par entreprises d'électricité nord-américaines pour les logiciels, le matériel et les services liés aux données massives se chiffrera à 2 milliards de dollars en 2016, contre 1,3 milliard en 2013³⁰ et 511 millions en 2011³¹. Parallèlement, les coûts liés aux données continuent de chuter. Au cours des 30 dernières années, le coût du stockage des données a été divisé par deux tous les 14 mois en moyenne. En 1995, il fallait déboursier 11 200 \$ pour stocker un gigaoctet de données. En 2000 cela ne coûtait plus que 11 dollars, et aujourd'hui, à peine trois cents .

Pour parvenir à moderniser le réseau, il est essentiel de pouvoir stocker les données à faible coût. Les compteurs intelligents illustrent notamment cette nécessité.

D'après le Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz du Canada, les entreprises d'électricité sont tenues de conserver « pour chaque période de facturation, les relevés de compteur utilisés par le propriétaire pour établir le montant exigible [...] pour une période minimale de 12 mois suivant la date à laquelle il cesse d'utiliser le compteur³³ ».

Les compteurs électriques individuels ont généralement une durée de vie utile de 30 ans. Même dans le cas des grandes entreprises d'électricité, pour stocker les relevés bimensuels des compteurs consignés au crayon sur du papier, il a toujours suffi de quelques grands classeurs, puisque chaque compteur n'était relevé que 180 fois au maximum pendant toute sa durée de vie. Voilà qui contraste avec les pratiques actuellement en vigueur en Ontario, qui permettent d'obtenir et de stocker des données concernant la demande par intervalles de cinq minutes, pour tous les clients qui, selon le distributeur, peuvent atteindre une



Pete Patton, monteur de lignes chez Toronto Power, installe un compteur automatique.
Photo reproduite avec l'aimable autorisation de FortisAlberta inc.

demande moyenne mensuelle de pointe de plus de 50 kilowatts en une année. Autrement dit, cela représente 105 120 relevés par année, soit 3 153 600 relevés sur les 30 ans de vie du compteur.

Heureusement, la baisse des coûts du stockage des données a permis aux entreprises de passer à la collecte des données en temps réel sans se ruiner, mais ce n'est pas tout. À mesure que les systèmes de technologies de l'information évoluent, les anciennes données doivent suivre le mouvement de façon à maintenir la précision des mesures et à protéger la sécurité et la confidentialité. La protection de l'intégrité des données historiques sera un enjeu qui devra faire constamment l'objet d'efforts d'attention et d'innovation à long terme.

L'ACÉ est persuadée que lorsque les opérateurs de réseau de 2050 regarderont en arrière, ils seront abasourdis de savoir que les relevés des compteurs se faisaient autrefois une fois par mois, et en personne! De plus, en cas d'interruption, l'entreprise d'électricité ne savait rien tant qu'elle ne recevait pas d'appels de clients se plaignant d'une panne de courant. Infrastructure de comptage avancé, gestion de la main-d'œuvre, automatisation de la distribution, maisons intelligentes... Une seule réponse à tous ces enjeux : les données massives. La prochaine étape consistera évidemment à transformer les données bon marché en renseignements utiles, que les opérateurs et les clients pourront utiliser pour prendre de meilleures décisions. Il faudra pour cela faire preuve d'une innovation constante.

30 Jonathan Berr, « Utility Grid Barons Warm to Big Data's Power », CNBC, 14 juillet 2014, <http://www.cnn.com/id/101823030#> (uniquement en anglais).

31 Utility Analytics Institute, « Annual Market Outlook and Forecast: Summary Report, 2012 », disponible à l'adresse http://www.energycentral.com/marketing/UAI/2011_UAI_Market_Report_Summary.pdf (uniquement en anglais).

32 Statistic Brain, 2013, « Average Cost of Hard Drive Storage », disponible à l'adresse <http://www.statisticbrain.com/average-cost-of-hard-drive-storage> (uniquement en anglais).

33 Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz, DORS/86-131, disponible à l'adresse <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-86-131/>.



5

POSSIBILITÉS D'INNOVATION : LES DOMAINES TECHNOLOGIQUES CLÉS QUI NÉCESSITENT UN SOUTIEN IMMÉDIAT

INVESTIR DANS LES TECHNOLOGIES
DE POINTE PERMETTRA
D'ACCROÎTRE L'EFFICACITÉ
OPÉRATIONNELLE ET
DE RÉDUIRE LES COÛTS



CHAQUE PROVINCE ET CHAQUE TERRITOIRE PONDÈRENT DIFFÉREMMENT LES FACTEURS MOTIVANTS ET LES FACTEURS HABILITANTS EN FONCTION DE DIFFÉRENTS ÉLÉMENTS, COMME LEUR INFRASTRUCTURE, LA DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES NATURELLES ET LES PRÉFÉRENCES DE LEURS CLIENTS.

Il n'existe pas de modèle universel pour la modernisation du réseau. Toutefois, il est possible de financer et de soutenir des capacités technologiques communes qui permettront aux entreprises d'électricité de remplir leur mandat toujours plus grand.

L'ACÉ soutient les mesures d'innovation et les projets de démonstration de technologies relevant des trois catégories suivantes :

- l'étude de l'application des nouvelles technologies;
- le développement de nouveaux produits, méthodes ou procédures permettant d'accroître l'efficacité ou la sécurité du travail;
- l'obtention de connaissances précises sur l'évolution de l'environnement des entreprises d'électricité en vue d'améliorer les programmes relatifs à la conception, aux activités ou à la clientèle.

Concrètement, l'ACÉ vise à soutenir les technologies de pointe qui permettront d'accroître l'efficacité opérationnelle et de réduire le coût du transport de l'électricité, à savoir : les systèmes de gestion de la distribution, les compteurs intelligents, les commutateurs, transformateurs et postes automatiques, et les systèmes intégrés pour la gestion des interruptions, la gestion des actifs, les renseignements géographiques et le soutien à la clientèle.

Dans cette rubrique, nous nous pencherons de plus près sur les domaines technologiques les plus prometteurs actuellement étudiés par les entreprises d'électricité canadiennes, qui devraient bénéficier immédiatement de mesures de soutien, sous la forme de financements de projets pilotes.



Le système de stockage d'énergie communautaire de Toronto Hydro a été développé avec une batterie au lithium-ion utilisée pour les applications du réseau de distribution. Il se compose de batteries, de commandes et de systèmes de communication reliés au réseau. Il a pu voir le jour grâce au financement de l'innovation. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Toronto Hydro.



La gestion de la demande

Dans le contexte traditionnel du réseau, la charge est suivie par la production. En d'autres mots, si l'utilisation de l'électricité augmente dans un territoire précis, des centrales sont mises en route pour satisfaire à la demande et maintenir l'équilibre du réseau. Grâce à la modernisation du réseau, les entreprises d'électricité disposent des données et des mesures de contrôle nécessaires pour donner à la charge les moyens, voire l'élan nécessaire, pour répondre aux conditions d'offre ou à d'autres signaux comme la détérioration de la qualité de l'onde.

Lors des démonstrations préliminaires, les programmes de gestion de la demande avaient, dans une large mesure, trait à l'écrêtement de la demande de pointe, qui consiste à transférer la demande énergétique d'une période à une autre de façon à homogénéiser les tendances de consommation. Toutefois, les applications sur des échelles de temps plus courtes, comme la régulation de la fréquence, font l'objet d'une attention accrue. Elles permettent en effet au réseau de gagner en flexibilité pour mieux intégrer les sources d'énergie intermittente et renouvelable, et elles peuvent également servir de solution d'urgence à court terme pour réduire les pertes d'énergie non planifiées.

À l'échelle internationale, les recettes issues de la gestion de la demande résidentielle devraient croître et passer de 322 millions de dollars en 2014 à

2,3 milliards de dollars en 2023³⁴. Conformément à ces estimations, l'Ontario a l'intention d'utiliser la gestion de la demande pour faire face à 10 % de sa demande de pointe d'ici 2025, soit environ 2 400 mégawatts selon les prévisions.

D'après un rapport du National Renewable Energy Laboratory du département de l'Énergie des États-Unis paru en décembre 2013, si l'on ajoutait une ressource modeste de gestion de la demande se chiffrant à 45,4 mégawatts à un scénario de tests, elle pourrait avoir une capacité de production allant jusqu'à 113 mégawatts (soit environ 2 % de la charge de pointe) et permettre le transfert de 135 gigawattheures d'électricité. Cette ressource supplémentaire pourrait également répondre au besoin de régulation de la fréquence à hauteur de 33 %, contribuer à la réserve tournante pour éventualités à hauteur de 19 % et à la réserve de flexibilité à hauteur de 85 %³⁵. Sans entrer dans les détails de chacun de ces éléments, disons simplement qu'ils permettent d'accroître le rendement du réseau et qu'ils peuvent réduire considérablement le besoin d'investir dans les infrastructures.

Aux États-Unis, la gestion de la demande est actuellement menacée par certains producteurs de gros traditionnels qui estiment que le fait de payer les clients pour réduire la demande, et donc d'être payés pour des watts négatifs, ou « négawatts », finira par nuire au marché de l'énergie et par causer du tort aux entreprises d'électricité traditionnelles.

Tableau 1 : Impact des facteurs motivants sur la gestion de la demande

Facteur	Défi/possibilité
Réduction des émissions	La plupart des centrales de pointe brûlent du gaz naturel pour produire de l'électricité, car la vitesse de montée est élevée. La gestion de la demande peut permettre de réduire le besoin de recourir à ces centrales.
Renforcement de la résilience	La gestion de la demande réduit la pression exercée sur le réseau pendant les périodes de demande de pointe et peut permettre le remplacement à court terme des centrales traditionnelles subissant un arrêt d'urgence.
Responsabilisation des clients	La gestion de la demande est un outil qui permet aux opérateurs d'entreprises d'électricité de contrôler la consommation d'électricité pendant les périodes de demande de pointe. Elle englobe également les efforts déployés par les clients pour réagir aux signaux de prix en temps réel. Ces derniers peuvent réduire leur facture en décidant de consommer de l'électricité pendant les heures creuses.
Maîtrise des coûts	La gestion de la demande permet d'éviter d'avoir à recourir à des solutions coûteuses en amont d'un réseau « de pointe », tout en allongeant la durée de vie des actifs en aval en réduisant la congestion du réseau.

34 Navigant Research, 2014, « Residential Demand Response », disponible à l'adresse <http://www.navigantresearch.com/research/residential-demand-response> (uniquement en anglais).

35 National Renewable Energy Laboratory, 2013, « Grid Integration of Aggregated Demand Response, Part 2: Modeling Demand Response in a Production Cost Model », disponible à l'adresse <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58492.pdf> (uniquement en anglais).

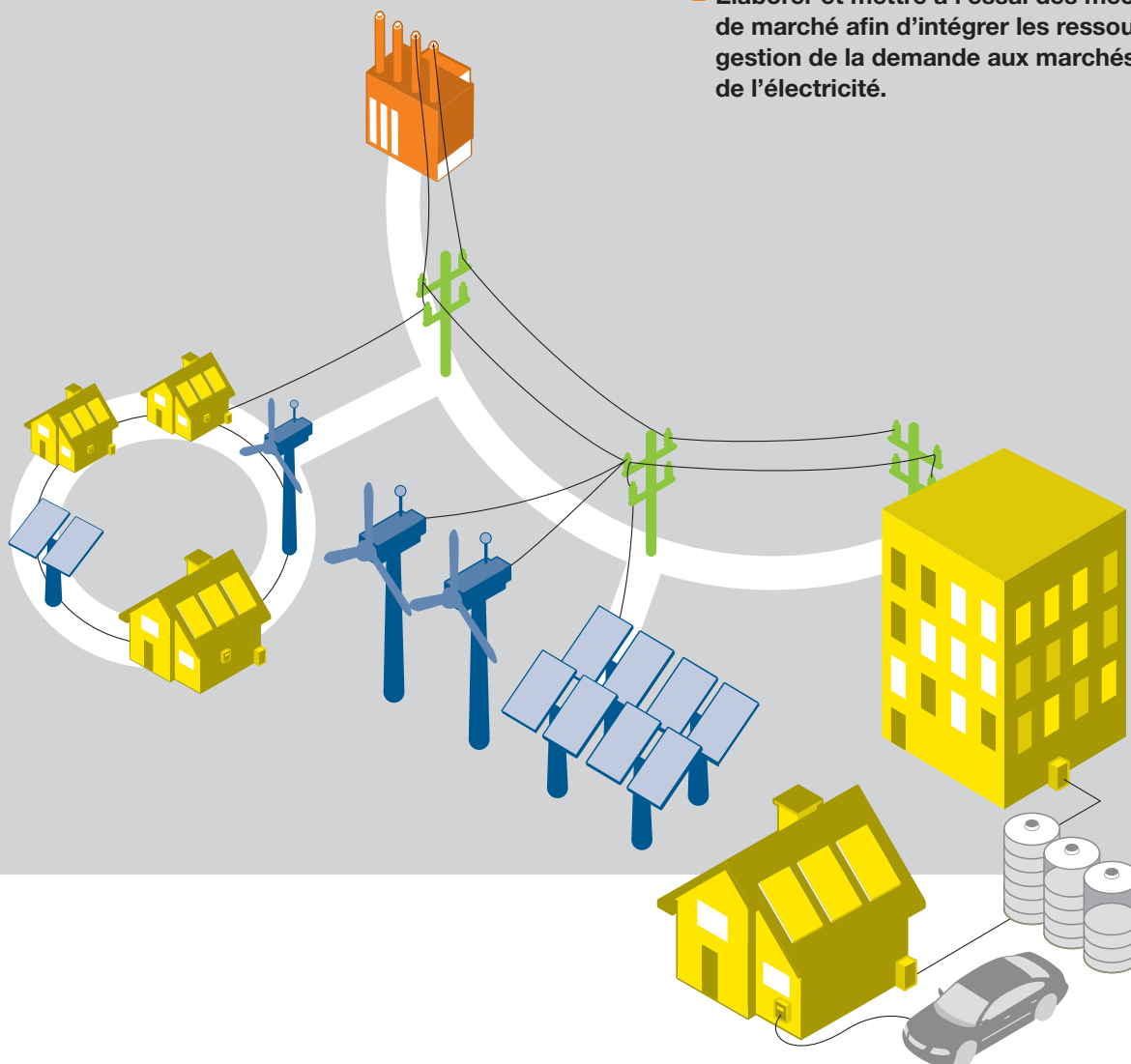
L'ACÉ a une opinion plus favorable à ce sujet. La gestion de la demande, si elle est menée correctement, remplace seulement les centrales de pointe (c'est-à-dire les centrales qui ne tournent que lorsque la demande est très élevée) qui sont les plus marginales et dont les coûts sont les plus élevés. Cela étant, des mécanismes de marché doivent être mis en place

afin de récompenser la gestion de la demande sans punir injustement les entreprises d'électricité. Si l'on ne parvient pas à offrir un taux de rendement équitable sur les dépenses en immobilisations, les infrastructures de production pourraient par la suite faire l'objet d'un sous-investissement, ce qui nuirait à la durabilité à long terme du réseau électrique du Canada.



POSSIBILITÉS D'INNOVATION : LA GESTION DE LA DEMANDE

- Permettre une meilleure intégration de la gestion de la demande dans la gestion du réseau, et augmenter la précision du contrôle afin de gérer la demande de façon ciblée, pour des postes précis voire des lignes d'alimentation précises.
- Créer les outils et mettre en place les échanges d'information qui permettront aux clients de réagir aux signaux de prix depuis leur domicile.
- Concevoir et tester des programmes incitatifs visant à favoriser l'adoption des programmes de gestion de la demande côté réseau.
- Évaluer les différents signaux de prix pour déterminer quels sont les éléments qui incitent les clients à réduire leur utilisation d'électricité pendant les périodes de demande de pointe.
- Élaborer et mettre à l'essai des mécanismes de marché afin d'intégrer les ressources de gestion de la demande aux marchés de gros de l'électricité.





La facilitation de la production décentralisée

Nous savons que la production d'électricité à partir de sources renouvelables continuera à augmenter, mais nous ne savons pas si le rythme de cette croissance s'intensifiera ou s'il restera relativement modeste. Malgré cette incertitude, il existe des signaux clairs indiquant que la production décentralisée n'est pas une tendance éphémère.

À l'heure actuelle, la capacité solaire raccordée au réseau canadien d'électricité s'élève à 1 200 mégawatts. Ce chiffre connaît une forte croissance chaque année : rien qu'en 2013, il a augmenté de 58 %³⁶. L'augmentation de la capacité solaire résulte des contrats de tarifs de rachat garantis, des normes en matière d'énergies renouvelables, de la prise de conscience des consommateurs d'énergie à l'égard de l'environnement, et de la chute des coûts. D'après Ressources naturelles Canada et l'Association des industries solaires du Canada, le prix des modules photovoltaïques a diminué, passant de 10,70 \$ le watt en 2000 à 0,95 \$ le watt en 2013, soit une baisse de 17 % rien qu'en 2013³⁷.

La capacité éolienne du Canada, quant à elle, est désormais supérieure à 8 500 mégawatts et continue de croître à une allure fulgurante, à l'image des tendances internationales. D'après l'Association canadienne de l'énergie éolienne, la capacité énergétique éolienne mondiale a augmenté de 19 % en 2012, avec la mise en place d'installations capables de produire 44 711 mégawatts d'énergie, un chiffre record³⁸. L'Office national de l'énergie estime que la capacité éolienne canadienne devrait augmenter pour passer à 16 000 mégawatts d'ici 2035. C'est au Québec, en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique que les ajouts de capacité devraient être les plus importants³⁹.

Bien sûr, le développement des énergies renouvelables au Canada ne se limite pas au solaire et à l'éolien : les promoteurs de projets proposent l'ajout de solutions novatrices au portefeuille des ressources énergétiques décentralisées du pays, comme les installations hydroélectriques à petite échelle, la biomasse, la géothermie et l'énergie marine. En tout, la capacité de production des énergies renouvelables du Canada s'élevait à plus de 7 000 mégawatts en 2012, soit 5,5 % de la capacité totale du pays⁴⁰. À mesure que le portefeuille de ressources augmente, les entreprises de distribution d'électricité devront créer des processus et des outils avancés pour permettre l'intégration d'un plus grand volume de ressources renouvelables sans nuire à la fiabilité du service.

L'Allemagne est généralement considérée comme le chef de file mondial de la production décentralisée. Cependant, la croissance de la production décentralisée du pays a été telle que les décideurs et les entreprises d'électricité ont dû, pour mieux intégrer ces ressources décentralisées, changer les règles d'interconnexion, les plans d'expansion du réseau, les exigences en matière de connectivité et les mesures incitatives relatives à l'éolien et au solaire⁴¹. À mesure que la production décentralisée se développe au Canada, il faudra, pour chacun de ces enjeux, élaborer, tester et mettre en œuvre des solutions propres à l'échelle provinciale.



Le parc éolien du canton de Prince, en Ontario, est le troisième du Canada par sa taille.
Photo reproduite avec l'aimable autorisation du groupe Énergie renouvelable Brookfield.

36 Y. Poissant et P. Luukkonen, « National Survey Report of PV Power Applications in Canada, 2014 », préparé par l'Association des industries solaires du Canada et Ressources naturelles Canada, 2013.

37 *Ibid.*

38 Canadian Wind Energy Association, "Wind Facts". Web. 22 December 2014.

39 Association canadienne de l'énergie éolienne, « L'éolien – Les faits », page Web consultée le 22 décembre 2014.

40 *Ibid.*

41 Electric Power Research Institute, 2013, « The Integrated Grid: Realizing the Full Value of Central and Distributed Energy Resources », disponible à l'adresse <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000003002002733> (uniquement en anglais).

Tableau 2 : Impact des facteurs motivants sur la facilitation de la production décentralisée

Facteur	Défi/possibilité
Réduction des émissions	Alors que 80 % de la production d'électricité canadienne proviennent de sources non émettrices de CO ₂ , les ressources renouvelables décentralisées ont toujours la possibilité de remplacer les centrales au charbon en fin d'activité ou les centrales de pointe alimentées au gaz naturel ⁴² . Il se peut également que l'exportation d'énergie renouvelable produite au Canada soit plus importante, en raison du renforcement des réglementations environnementales aux États-Unis.
Renforcement de la résilience	La production décentralisée, si elle n'est pas gérée correctement, peut nuire à la fiabilité et à la résilience du réseau.
Responsabilisation des clients	Aux États-Unis, plus de 500 000 clients résidentiels et commerciaux ont installé des panneaux solaires au sol ou sur les toits ⁴³ . Le marché a commencé à aller dans le sens de la production décentralisée.
Maîtrise des coûts	À l'heure actuelle, la production décentralisée est davantage favorisée par la réduction des émissions et la responsabilisation des clients que par la réduction des coûts pour les opérateurs du réseau ou pour les consommateurs. À mesure que la production décentralisée se développe, les propriétaires souhaitant maintenir leur connexion au réseau devront payer leur juste part des coûts fixes d'infrastructure.



Le parc éolien de Digby Neck, dont la construction s'est achevée en 2010, alimente jusqu'à 10 000 foyers en électricité. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Nova Scotia Power inc.

42 Statistique Canada, Production de l'énergie électrique, annuel (tableau CANSIM 127-0007), 2013.

43 Solar Energy Industries Association, 2014, « Solar Market Insight Report 2014 Q2 », disponible à l'adresse <http://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2014-q2> (uniquement en anglais).



POSSIBILITÉS D'INNOVATION : LA FACILITATION DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

- Créer des outils permettant de mieux intégrer la production décentralisée, notamment de meilleures méthodes de prévision, des évaluations plus précises du fonctionnement des lignes d'alimentation et une modélisation et des contrôles plus robustes et plus regroupés des impacts sur le système.
- Étudier la valeur complémentaire apportée par le stockage de l'énergie ou la gestion de la demande à la production décentralisée.
- Mettre en œuvre des mécanismes de marché et de tarifs soulignant adéquatement l'importance d'un raccordement de secours au réseau.
- Établir des contrôles de répartition et des systèmes de protection anti-îlotage pour éviter que la production décentralisée ne continue à acheminer de l'électricité dans un endroit où les fils électriques sont à terre, permettant ainsi de réduire les risques pour les travailleurs de l'entreprise d'électricité et de garantir un approvisionnement en électricité d'une qualité supérieure.



Le projet d'énergie éolienne de 105 mégawatts de Power Corporation de Port Dover et de Nanticoke se trouve dans les cantons de Haldimand et de Norfolk, en Ontario. Ce projet, dont les activités commerciales ont débuté en novembre 2013, possède 58 turbines Vestas V-90. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Capital Power Corporation.

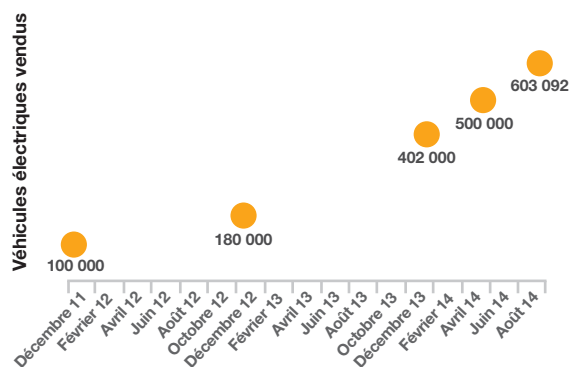


La facilitation de l'implantation des véhicules électriques

Le secteur du transport représentait près d'un quart de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre du Canada en 2012⁴⁴. Les normes régissant les émissions des véhicules permettront de faire baisser ce chiffre à court terme, mais c'est l'électrification des véhicules légers du pays qui semble le moyen le plus prometteur de réduire considérablement les émissions du secteur d'ici 2050.

Au début de l'année 2015, près de 10 000 véhicules électriques rechargeables aptes à circuler sur les routes auront été vendus au Canada. On est encore loin de voir un véhicule électrique dans l'allée de chaque maison, mais les ventes mondiales ont grimpé pour atteindre le chiffre de 600 000 véhicules légers vendus au cours des 10 dernières années. Et l'adoption des véhicules électriques ne cesse d'augmenter chaque année (voir **figure 2**).

Figure 2. Total des ventes mondiales de véhicules électriques



Source : <http://www.hybridcars.com/global-plug-in-car-sales-now-over-600000> (uniquement en anglais)



Un poste de recharge pour véhicules électriques de Horizon Utilities.
Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Horizon Utilities Corporation.

44 Environnement Canada, 2014, « Tendances en matière d'émissions au Canada », disponible à l'adresse http://ec.gc.ca/ges-ghg/E0533893-A985-4640-B3A2-008D8083D17D/ETR_F%202014.pdf



Tableau 3 : Impact des facteurs motivants sur la facilitation de l'implantation des véhicules électriques

Facteur	Défi/possibilité
Réduction des émissions	Bien que le total des réductions d'émissions dépende du bouquet énergétique de l'électricité utilisée pour alimenter le véhicule, les sources de production d'électricité du Canada permettent de tirer parti des avantages environnementaux apportés par le passage aux véhicules électriques, et de devenir chef de file en la matière.
Renforcement de la résilience	Au rythme d'adoption actuel, les véhicules électriques ne sont pas vraiment préoccupants pour les opérateurs du réseau. Toutefois, si le taux d'adoption venait à changer considérablement sur une très courte période, certaines lignes d'alimentation pourraient en subir les conséquences. À long terme, des dispositifs de branchement de véhicules au réseau et à la maison pourraient avoir des retombées positives sur la résilience du réseau.
Responsabilisation des clients	Les entreprises d'électricité n'entraveront pas l'adoption des véhicules électriques, mais elles ne sont pas non plus les mieux placées pour encourager leur utilisation.
Maîtrise des coûts	Les véhicules électriques ne devraient pas permettre de réduire le besoin d'investir dans les infrastructures. Cependant, ils représentent un nouveau centre de charge potentiellement important, qui peut contribuer à atténuer l'impact sur les tarifs.



Le personnel de Horizon Utilities pose devant un véhicule électrique de l'entreprise. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Horizon Utilities Corporation.



POSSIBILITÉS D'INNOVATION : LA FACILITATION DE L'IMPLANTATION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

- Étudier la possibilité de mettre en œuvre des dispositifs de branchement de véhicules au réseau électrique et à la maison.
- Développer des programmes permettant d'informer les clients au sujet des avantages des véhicules électriques en matière d'environnement et de coûts opérationnels.
- Établir des modèles de recharge des véhicules qui valorisent le rôle naturel de coordination joué par l'entreprise d'électricité.
- Créer des outils opérationnels qui permettent aux entreprises d'électricité de prédire, d'évaluer et de contrôler les tendances de recharge.
- Mettre sur pied des programmes encourageant l'utilisation des véhicules électriques dans le parc de véhicules utilitaires.



Démonstration de BC Hydro du rechargement rapide d'un véhicule électrique par courant continu. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de BC Hydro et Power Authority.



L'optimisation de l'utilisation des actifs

Au cours des 20 prochaines années, une grande partie des éléments du réseau suivants atteindront ou dépasseront le terme prévu de leur durée de vie : les postes de distribution, les câbles souterrains, les trous d'homme, les conduites, les transformateurs sur socle, les poteaux en bois, les lignes électriques aériennes, les transformateurs aériens et les lampadaires. Heureusement les données massives et les outils de modernisation du réseau comme les capteurs, les systèmes de communications à distribution intégrée, les logiciels d'analyse avancée et les nouveaux tests de diagnostic aident à cibler de plus en plus

les programmes de gestion des opérations et des actifs, permettant ainsi aux entreprises d'électricité d'optimiser le rendement des actifs, d'entretenir l'équipement de manière proactive et d'optimiser les stratégies de remplacement.

Le contrôle avancé, par exemple, permet un entretien plus opportun, une correspondance plus efficace entre l'offre et la demande sous divers angles économiques, opérationnels et environnementaux, et la détection des surcharges des transformateurs et des conducteurs. Tous ces avantages permettent aux entreprises d'électricité de réduire leurs pertes d'énergie, d'améliorer la répartition, d'accroître la stabilité et d'allonger la durée de vie de leurs actifs.



Entretien sur 10 ans de l'un des groupes hydrauliques de Whitehorse. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Jim Petelski et de la Société d'énergie du Yukon.

Tableau 4 : Impact des facteurs motivants sur l'optimisation de l'utilisation des actifs

Facteur	Défi/possibilité
Réduction des émissions	L'optimisation des actifs du réseau permettra aux opérateurs du réseau d'intégrer la production décentralisée, qui progresse à une vitesse grandissante, et ce, sans compromettre la sécurité ou la fiabilité.
Renforcement de la résilience	Il est essentiel de maintenir la santé des actifs pour que le réseau canadien d'électricité puisse continuer à fonctionner avec un niveau de fiabilité élevé.
Responsabilisation des clients	L'optimisation de l'utilisation des actifs est surtout axée sur les opérations côté réseau.
Maîtrise des coûts	En optimisant le contrôle et l'utilisation des actifs, on peut allonger considérablement leur durée de vie, permettant ainsi aux clients de bénéficier de tarifs inférieurs au niveau qu'ils atteindraient si des programmes de remplacement des actifs en fonction de l'âge étaient mis en œuvre.



POSSIBILITÉS D'INNOVATION : L'OPTIMISATION DE L'UTILISATION DES ACTIFS

- Améliorer la gestion de la charge de pointe et l'efficacité énergétique grâce à la détection des surcharges, l'équilibrage des phases et le contrôle volt/var (c'est-à-dire la gestion de la charge électrique active grâce au contrôle de la tension à l'échelle des postes, et la gestion de la charge électrique volt-ampère-réactive [var] par l'intermédiaire de condensateurs à l'échelle du réseau).
- Renforcer les capacités de gestion du réseau de distribution, comme l'estimation de l'état, la gestion de la sécurité, le contrôle volt/var et la prévision et l'équilibrage de la charge.
- Améliorer la collecte de données sur la santé des actifs et les algorithmes d'évaluation et de priorisation.



Un travailleur effectue des réparations dans un quartier résidentiel.
Photo reproduite avec l'aimable autorisation de FortisAlberta inc.



La détection et l'atténuation des problèmes

Pour surveiller le réseau de transport, on a depuis longtemps recours au système de contrôle et d'acquisition des données (SCADA) et à d'autres systèmes de gestion de l'énergie. Mais pour le réseau de distribution, la visibilité est limitée. En réalité, bon nombre des clients d'entreprises d'électricité seraient sans doute surpris d'apprendre à quel point les opérateurs du réseau ont toujours eu un accès limité à l'information, surtout à l'échelle de la distribution.

Par exemple, en cas de panne de courant, les appels des clients étaient représentés sur une carte afin de définir la zone géographique concernée. Les ingénieurs de l'entreprise pouvaient alors déterminer quels étaient les lignes, transformateurs et commutateurs touchés et quelles mesures il fallait prendre pour rétablir le service. Souvent, un représentant du service à la clientèle demandait même à ces clients de sortir pour évaluer eux-mêmes l'étendue de la panne dans leur quartier. La plupart des clients d'entreprises d'électricité du Canada n'ont jamais eu à vivre cette expérience, ce qui témoigne de la grande fiabilité du réseau, mais cette situation est toutefois la preuve que le réseau est obsolète.

L'objectif ultime est de mettre en œuvre des capacités complètes de localisation des problèmes, d'isolement et de rétablissement. Cependant, pour y parvenir, il faudra lier de nombreux systèmes (gestion des interruptions, comptage avancé, gestion de la distribution, information géographique) et renforcer le réseau pour qu'il puisse résister à des conditions météorologiques plus intenses.

On élabore des technologies de détection des problèmes et de rétablissement automatique et on les intègre actuellement aux systèmes de gestion des interruptions des entreprises d'électricité. Mais elles doivent être mises à l'essai par les entreprises pour pouvoir évaluer l'intérêt que peut représenter leur déploiement à l'échelle d'un territoire entier.

Même si les tempêtes continuent de représenter la plus grande menace pour la continuité du service, les menaces qui pèsent sur la cybersécurité gagnent elles aussi en importance. Les cyberpirates ciblent habituellement la production et le transport de l'électricité. Toutefois, l'automatisation du réseau de distribution permet à la fois aux opérateurs de régler les problèmes et aux pirates de les causer.

Tableau 5 : Impact des facteurs motivants sur la détection et l'atténuation des problèmes

Facteur	Défi/possibilité
Réduction des émissions	Ce facteur ne s'applique pas de manière significative à la détection et à l'atténuation des problèmes.
Renforcement de la résilience	L'optimisation des actifs permettra de préparer les entreprises d'électricité aux phénomènes météorologiques extrêmes, mais c'est la détection et l'atténuation des problèmes qui permettront d'accélérer le rétablissement. La résilience se trouve au cœur de cette capacité.
Responsabilisation des clients	Ce facteur permet de responsabiliser les clients : les problèmes sont détectés avant qu'ils n'aient besoin de décrocher le téléphone et de les signaler à leur fournisseur.
Maîtrise des coûts	Le débat se poursuit sur le montant que les entreprises d'électricité devraient dépenser pour se préparer aux phénomènes météorologiques extrêmes. On demande aux clients d'investir dans les infrastructures du réseau, en guise d'assurance contre les impacts économiques considérables qui résulteraient d'une panne de courant prolongée.



POSSIBILITÉS D'INNOVATION : LA DÉTECTION ET L'ATTÉNUATION DES PROBLÈMES

- Étudier les moyens qui permettraient de mieux gérer le nombre d'appels et l'achalandage des sites Web lors d'une interruption du service.
- Améliorer les modèles d'estimation du temps de rétablissement, afin de mieux informer les clients sur la gestion d'une interruption et sur les mesures d'intervention mises en place.
- Améliorer les systèmes liés au travail de rétablissement, notamment les communications sur le terrain, la gestion des interruptions, la réponse vocale interactive, le système SCADA, les systèmes d'information géographique et l'automatisation de la distribution.



Les autres domaines technologiques prometteurs

Il existe d'autres possibilités d'innovation, bien qu'elles n'aient pas été présentées comme les autres domaines technologiques dont nous avons parlé.

Le stockage

Le stockage en aval de l'énergie électrique a souvent été qualifié de « Saint-Graal » de la modernisation du réseau, et pour cause. Le stockage de l'énergie aura pour effet de simplifier l'intégration de la production décentralisée et des véhicules électriques, de réduire le besoin de gestion de la demande (même si les économies d'énergie demeurent importantes), de limiter les périodes de surcharge des actifs, et d'assurer la circulation du courant en cas de panne du réseau de production-transport d'électricité. Jusqu'ici, nous avons été confrontés à un grand défi : parvenir à réaliser ces objectifs de façon économique.

Plusieurs projets pilotes canadiens se penchent actuellement sur les applications de stockage de l'énergie. CanmetÉNERGIE, un organisme de Ressources naturelles Canada, a assuré le suivi de projets de stockage dans l'ensemble du pays dont la valeur dépasse 70 millions de dollars, et qui sont financés en totalité ou en partie par divers fonds fédéraux ou provinciaux⁴⁵. D'après les chercheurs de CanmetÉNERGIE, l'intégration de la production décentralisée, du stockage décentralisé et de sources réactives décentralisées qui compensent la fluctuation de la production et de la demande de consommation permettront d'aboutir à des réseaux électriques solides et rentables.

Ces projets pilotes sont importants, mais l'heure est maintenant venue de passer à la vitesse supérieure et de mettre en œuvre l'innovation du stockage de l'énergie dans tout le Canada. D'après la société Brattle Group, le coût de la capacité installée de stockage de l'électricité – entre 700 \$ et 3 000 \$ le kilowattheure à l'heure actuelle – devrait baisser de plus de moitié au cours des trois prochaines années⁴⁶. L'organisme Navigant Research, quant à lui, estime que les recettes annuelles engrangées par la vente des cellules destinées aux batteries avancées dans le cadre des applications de stockage à l'échelle des entreprises d'électricité devraient croître et passer de 221,8 millions de dollars en 2014 à 17,8 milliards de dollars en 2023⁴⁷.

Compte tenu de ces chiffres, il est primordial que les entreprises et les organismes de réglementation du secteur canadien de l'électricité commencent à se pencher sur l'intérêt que représentent les applications de stockage au Canada.



Vue de l'intérieur de l'installation de stockage de l'énergie de BC Hydro and Power Authority, située à Field. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de BC Hydro et Power Authority.



Vue de l'extérieur de l'installation de stockage de l'énergie de BC Hydro and Power Authority, située à Field. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de BC Hydro et Power Authority.

45 Ressources naturelles Canada, 2014, « Résumé de recherche de CanmetÉNERGIE : Intégration des technologies de stockage d'électricité dans les systèmes de distribution des réseaux intelligents », disponible à l'adresse https://www.nrca.gc.ca/sites/www.nrca.gc.ca/files/canmetenergy/files/pubs/2014-106_FR.pdf.

46 Judy Chang, Johannes Pfiefenberger, Kathleen Spees, Matthew Davis, Ioanna Karkatsouli, Lauren Regan, James Marshal, 2014, « The Value of Distributed Electricity in Texas: Proposed Policy for Enabling Grid-Integrated Storage Investments », préparé pour la société Brattle Group, disponible à l'adresse http://www.brattle.com/system/news/pdfs/000/000/749/original/The_Value_of_Distributed_Electricity_Storage_in_Texas.pdf (uniquement en anglais).

47 Navigant Research, 22 décembre 2014, « Advanced Batteries for Utility-Scale Energy Storage », site Web de Navigant Research, disponible à l'adresse <http://www.navigantresearch.com/research/advanced-batteries-for-utility-scale-energy-storage> (uniquement en anglais).

Les véhicules aériens sans pilote

Les entreprises membres de l'ACÉ s'intéressent de plus en plus aux véhicules aériens sans pilote (UAV), ou drones, qui pourraient leur permettre de surveiller leurs actifs. Les applications avancées permettent aux entreprises d'électricité de cartographier le terrain et de créer un modèle 3D précis des éléments de leur réseau d'électricité, ainsi que des bâtiments, des paysages et de la végétation alentour. À l'heure actuelle, ce travail est réalisé en grande partie par des hélicoptères de taille réelle pilotés manuellement. Les UAV sont mis en avant pour leur faible coût et leur plus grande sécurité.

Voici quelques exemples d'utilisation des UAV par des entreprises d'électricité :

- **SaskPower** met actuellement à l'essai un UAV de 23 000 dollars pour surveiller ses postes et ses autres actifs⁴⁸. Capable de voler pendant près de 25 minutes sur une trajectoire de vol de 1,6 kilomètre, l'UAV permet à SaskPower d'observer la partie supérieure des transformateurs sans avoir à les mettre hors tension. Il peut s'approcher des lignes de transport jusqu'à une distance d'un peu moins de deux mètres, ce qui est suffisant pour voir les broches desserrées et les boulons manquants sur les photos. Enfin, l'UAV permet, en cas d'inondation, de prendre des photos aériennes de certains actifs auxquels on ne pourrait pas accéder au sol.
- En juillet 2014, **San Diego Gas & Electric** a obtenu l'autorisation de la part de la Federal Aviation Authority des États-Unis d'utiliser les UAV pour de la recherche, des tests et des vols d'entraînement dans des zones peu peuplées du territoire desservi par l'entreprise⁴⁹. C'est la première fois qu'une telle autorisation est accordée aux États-Unis.
- **Iberdola**, une entreprise espagnole, prévoit d'utiliser les UAV pour surveiller les lignes électriques et les actifs de production décentralisée tels que les éoliennes⁵⁰.

La recharge par induction

La transformation du réseau électrique est souvent comparée à celle qu'a connue l'industrie des télécommunications lorsque les utilisateurs sont passés des téléphones fixes aux téléphones cellulaires et intelligents. Toutefois, même si la gestion du réseau électrique et des technologies alimentées venait à changer, les caractéristiques physiques de l'acheminement de l'électricité resteraient les mêmes. Les entreprises d'électricité continueront de faire circuler des électrons dans les fils conducteurs, du réseau de transport au réseau de distribution.

Il existe une technologie courante qui peut faire basculer ce modèle : l'induction. Également connue sous le nom d'énergie sans fil, l'induction revient à remplacer un câble Ethernet par une connexion Wi-Fi. Elle permettra peut-être un jour aux clients en déplacement d'accéder à l'électricité à tout moment, comme Internet avec le Wi-Fi. Mais on ne dispose pas encore de la technologie nécessaire pour y parvenir. Pour qu'un dispositif mobile puisse être chargé par induction, il doit être placé sur un support à induction et ne peut pas être utilisé pendant la charge. De plus, la recharge par induction est moins efficace que la recharge par branchement; elle nécessite plus d'énergie et la durée de chargement est plus longue.

Même si la recharge par induction n'en est encore qu'à ses débuts, nous vivons dans un monde où le sans-fil occupe une place de plus en plus importante. Il s'agit donc d'un domaine que les entreprises d'électricité et les organismes de réglementation ne peuvent tout simplement pas se permettre d'ignorer. Il est particulièrement intéressant de noter que le marché de la charge sans fil devrait exploser dans les années qui viennent : on estime que les recettes associées aux expéditions de transmetteurs et de récepteurs d'énergie à induction augmenteront pour passer de 216 millions en 2013 à 8,5 milliards de dollars en 2018⁵¹.

48 Mark Melnychuk, « SaskPower Sends in the Drone », *Leader-Post*, 15 octobre 2014, disponible à l'adresse <http://www.leaderpost.com/technology/SaskPower+sends+drone+Video/10289435/story.html> (*uniquement en anglais*).

49 Jeff St. John, « Are Flying Robots the Next Smart Grid Technology Ready to Take Off? », *Greentech Media*, 23 juillet 2014, disponible à l'adresse <http://www.greentechmedia.com/articles/read/flying-robots-for-the-smart-grid> (*uniquement en anglais*).

50 « Iberdola to Use UAVs for Power Lines Monitoring », *sUAS News*, 13 juin 2013, disponible à l'adresse <http://www.suasnews.com/2013/06/23318/iberdola-to-use-uavs-for-power-lines-monitoring> (*uniquement en anglais*).

51 Ryan Sanderson, « Wireless Power Report, 2014 », *IHS Technology*, disponible à l'adresse <https://technology.ihs.com/438315/wireless-power-2014> (*uniquement en anglais*).



6

COMMENT FINANCER L'INNOVATION

ÉLIMINER LES
OBSTACLES
À L'INNOVATION



Des employés partagent leur savoir. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Newfoundland Power inc.

AU COURS DES 20 DERNIÈRES ANNÉES, LES ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ CANADIENNES SE SONT DÉPARTIES DE LEUR DIVISION INTERNE DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT (R ET D) (NOTONS QUELQUES EXCEPTIONS : L'IREQ D'HYDRO-QUÉBEC ET LES LABORATOIRES POWERTECH DE BC HYDRO AND POWER AUTHORITY).

Les nouvelles technologies sont développées par les fournisseurs d'équipement, qui sont ensuite intégrés au système géré par les opérateurs et les gestionnaires des actifs des entreprises d'électricité. Ces dernières se tournent vers les fournisseurs pour le développement des innovations technologiques. Elles leur accordent ensuite un accès contrôlé au réseau pour qu'ils puissent tester leurs applications dans un environnement réel. En procédant ainsi, les entreprises d'électricité peuvent contribuer à forger la version finale du produit selon des besoins précis.

La façon la plus facile pour les entreprises d'électricité canadiennes d'assurer la circulation du courant serait de s'en tenir aux technologies éprouvées. Mais dans ce nouveau monde marqué par la modernisation du réseau et l'évolution grandissante des attentes des clients, nous avons besoin de pionniers dans le domaine, qui devront bénéficier de mesures incitatives pour assumer les risques que représentent le développement, la mise à l'essai et l'intégration des nouvelles technologies.

Les écosystèmes de collaboration

La collaboration, lorsqu'elle est efficace, permet de réduire considérablement les obstacles entravant l'innovation. Les fabricants d'équipement fournissent la technologie, les entreprises d'électricité offrent l'environnement réel permettant de la mettre à l'essai, et les partenaires gouvernementaux accordent l'aide et le financement nécessaires pour former un consortium d'experts de l'industrie, en vue de diriger la mise en œuvre de la technologie. Ce type d'« écosystème » de collaboration permet de réunir l'ensemble des compétences et des moyens de supervision nécessaires pour assurer le succès du projet.

L'adoption d'une démarche collaborative pour stimuler l'innovation permet de combler adéquatement les lacunes en matière de R et D à l'interne et d'offrir un accès au réseau aux concepteurs de technologie. Cette démarche permet également de mettre en commun les connaissances et les ressources financières afin de minimiser les risques des projets et de répartir les coûts entre les entreprises (qu'elles soient concurrentielles ou réglementées) et les priorités stratégiques publiques.

Le modèle concentrique

En août 2014, la société Concentric Energy Advisors a publié un document de discussion à la demande de l'ACÉ et de l'Association canadienne du gaz⁵². Ce document propose un modèle d'excellence favorisant l'innovation collaborative, dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- **Financement** : selon le modèle concentrique, la subvention initiale devrait se situer entre 3 \$ et 5 \$ par consommateur et par an (il s'agit d'un modèle entièrement financé par les contribuables), sur une période d'au moins trois ans. Le recouvrement des coûts serait assuré grâce à un mécanisme de conciliation (p. ex., un compte d'écart).
- **Surveillance réglementaire et gestion des programmes** : la majorité du financement serait investie dans des projets de collaboration, et le reste serait investi dans des initiatives internes propres au secteur de l'électricité. Des plans d'investissement pluriannuels devraient être soumis à l'approbation des organismes de réglementation et à un examen réalisé par les intervenants, et des conseils relatifs à la réglementation seraient donnés au sujet des critères à prendre en compte afin de justifier les activités menées en matière d'innovation.
- **Entités collaboratives et axées sur l'innovation pour les industries du gaz et de l'électricité** : il faudrait établir un centre d'échange pour partager les résultats et les enseignements tirés des projets de R et D (qu'ils soient réussis ou non). Les organismes de réglementation et les intervenants défendant les intérêts du public devraient faire partie des conseils d'administration ou des conseils consultatifs des entreprises d'électricité afin d'orienter et de surveiller les activités.

L'ACÉ envisage à moyen et à long termes la création d'un fonds commun facilitant la collaboration pour mener à bien les projets de démonstration d'innovation. Cependant, il faudra pour cela parvenir à une meilleure harmonisation des valeurs et des objectifs des clients, des organismes de réglementation, des décisionnaires, de l'industrie privée et des entreprises d'électricité réglementées. L'industrie peut s'atteler à la tâche dès aujourd'hui.

52 Stephen Caldwell, Robert Yardley, Jr, et James Coyne, « Les entreprises d'électricité et de gaz naturel du Canada au service de l'innovation », 2014, disponible à l'adresse <http://www.electricity.ca/media/ReportsPublications/StimulatingInnovation2014.pdf> (uniquement en anglais).



7

MESURES RECOMMANDÉES

SIMULER
L'INNOVATION DE
L'ÉLECTRICITÉ
AU CANADA



Des éoliennes parsèment le paysage des Prairies au sud de Winnipeg. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de Manitoba Hydro.

AU VU DES PRINCIPAUX FACTEURS ET DES DOMAINES TECHNOLOGIQUES PROMETTEURS DONT NOUS AVONS PARLÉ TOUT AU LONG DE CE DOCUMENT, L'ACÉ PRÉSENTE SEPT MESURES QUE L'ON POURRAIT PRENDRE DÈS AUJOURD'HUI POUR PERMETTRE AUX ENTREPRISES D'ÉLECTRICITÉ DE DISPOSER DU MANDAT ET DES MOYENS NÉCESSAIRES POUR INVESTIR DANS L'INNOVATION À L'AVENIR.

Aligner les priorités et les objectifs

Même si les différents facteurs et capacités favorisant la modernisation du réseau occupent une place plus importante dans certaines provinces que dans d'autres, il existe suffisamment de points communs pour permettre une collaboration à l'échelle nationale. Lorsqu'il s'agit d'innovation, aucune province ni aucun pays ne devraient agir seul.

Les organismes de réglementation provinciaux peuvent faire part de leurs priorités et objectifs communs à l'occasion de la Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals (CAMPUT), et les décideurs peuvent faire de même par l'intermédiaire des efforts déployés par le Conseil de la fédération pour parvenir à une stratégie énergétique nationale. Lors de ces deux forums, l'ACÉ espère que les participants plaideront en faveur de la transformation des infrastructures, marchés et technologies du secteur canadien de l'électricité par l'intermédiaire d'un engagement soutenu et à long terme à l'égard de l'innovation.

Assurer le suivi des indicateurs de la modernisation du réseau à l'échelle nationale

Pour soutenir l'harmonisation des grandes priorités, le Canada doit adopter une démarche nationale pour assurer le suivi des principaux indicateurs de

la modernisation du réseau, tels que le volume de production décentralisée connectée, le nombre de véhicules électriques vendus, le nombre de compteurs intelligents en service et le nombre de clients participant à un programme de gestion de la demande. Ces données permettront de définir de manière proactive les domaines pour lesquels il faudra trouver des solutions techniques et réglementaires.

L'ACÉ a entamé des discussions avec CanmetÉNERGIE de Ressources naturelles Canada, dans le cadre du programme de recherche en énergie propre de l'organisme, en vue de mener une enquête régulière sur les mesures du réseau intelligent pour les entreprises d'électricité canadiennes. Un tel projet permettrait :

- de créer un « tableau de bord » regroupant les données nationales relatives au réseau intelligent;
- de dégager des perspectives et des pratiques exemplaires étayées par les données;
- d'éclairer le processus de R et D et de financement des démonstrations;
- de fournir un point de référence utile pour les discussions avec les organismes de réglementation et le public.

L'ACÉ et CanmetÉNERGIE continuent d'étudier cette initiative et préparent la publication d'un premier rapport à la fin de l'année 2015.



Tourner son regard sur la scène internationale

De la même façon que pour le regroupement des priorités régionales dans un programme de modernisation du réseau, le Canada a la possibilité de mettre à profit l'expérience des autres pays qui déploient eux aussi beaucoup d'efforts pour innover dans l'électricité, encouragés par leurs propres facteurs nationaux (engagements en faveur de la réduction des émissions, préoccupations à l'égard de la sécurité énergétique et maîtrise des coûts, dans la plupart des cas).

Grâce à l'International Smart Grid Action Network (ISGAN) de l'Agence internationale de l'énergie, les organismes de réglementation, les décideurs et les entreprises d'électricité du Canada disposent des mesures qui peuvent témoigner des tendances mondiales. La participation du Canada au programme ISGAN est gérée par l'entremise du programme CanmetÉNERGIE. Ces activités devraient continuer à bénéficier d'un soutien solide à l'avenir.

Mettre en commun les sources de financements pour l'innovation afin de réduire les risques et de partager les résultats

Les entreprises d'électricité devraient conserver un portefeuille d'innovation équilibré, en finançant les projets qui répondent aux besoins des entreprises

d'électricité, en visant les priorités nationales et en appuyant une vision commune à l'échelle nationale. Pour réduire les risques, les financements accordés aux projets novateurs servant les objectifs stratégiques provinciaux ou nationaux devraient être complétés, en tout ou en partie, par des fonds publics, notamment car les retombées positives générées par ces projets pourront s'appliquer plus largement que les projets de démonstration propre aux entreprises d'électricité mis en œuvre à petite échelle.

Partager les enseignements tirés

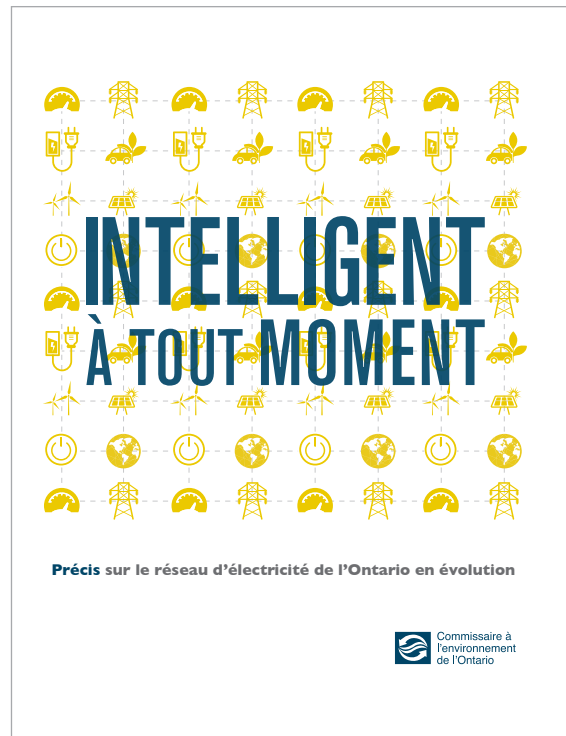
Que le financement soit regroupé ou que chaque entreprise d'électricité choisisse de mener des projets individuels, tous les intervenants (à savoir les organismes de réglementation, les décideurs, les entreprises d'électricité et les clients) peuvent bénéficier des enseignements tirés des projets de démonstration, réussis ou non.

L'ACÉ contribue à l'élaboration du rapport *Les réseaux électriques intelligents au Canada* de Ressources naturelles Canada, qui fait l'objet de mises à jour régulières. Ce rapport permet de recueillir efficacement des renseignements sur les projets et programmes existants qui se rapportent au réseau intelligent. Il faut prendre davantage de mesures pour déterminer les enseignements majeurs et pour les rendre accessibles au plus grand nombre. L'ACÉ est prête à poursuivre les discussions pour trouver le moyen d'y parvenir.





Couverture du rapport « Les réseaux électriques intelligents au Canada », utilisée avec autorisation.



Couverture du rapport « Intelligent à tout moment : Précis sur le réseau d'électricité de l'Ontario en évolution », utilisée avec autorisation.

Consigner les connaissances dans des codes et des normes

À mesure que la technologie évolue, que les projets de démonstration progressent et que les enseignements tirés sont distillés, les connaissances obtenues devraient être officiellement consignées sous forme de codes et de normes afin de guider les entreprises d'électricité dans leur planification technique, leurs pratiques d'exploitation et leurs méthodes de travail.

Pour participer à l'élaboration des normes, deux ressources sont nécessaires, et elles sont de plus en plus rares : du temps pour le personnel et de l'argent pour les déplacements. Il est néanmoins crucial que les entreprises d'électricité continuent à soutenir l'élaboration et le maintien du système de codes et de normes du Canada, en partenariat avec le Conseil canadien des normes et les organismes d'élaboration de normes concernées.

Tenir les clients informés et maintenir leur intérêt

Une technologie, un processus ou un programme peut cibler la fiabilité, la sécurité, la durabilité environnementale ou le contrôle des coûts, mais la modernisation du réseau vise avant tout à protéger et à accroître la valeur du service d'électricité. C'est cet aspect qu'il faudra impérativement communiquer aux clients, et ce, le plus tôt possible et à plusieurs reprises.

Le Commissaire à l'environnement de l'Ontario (CEO) a produit un rapport convivial intitulé « *Intelligent à tout moment : Précis sur le réseau d'électricité de l'Ontario en évolution* », qui vise à aider les décideurs et le public à mieux comprendre le concept du réseau intelligent et le potentiel qu'il représente.⁵³ L'ACÉ soutient pleinement ce type d'initiatives dirigées vers le public et félicite la CEO d'avoir ainsi fait progresser le dialogue dans la sphère publique.

53 Commissaire à l'environnement de l'Ontario, 2014, « Intelligent à tout moment : Précis sur le réseau d'électricité de l'Ontario en évolution », disponible à l'adresse <http://www.eco.on.ca/uploads/Reports%20-%20Background,%20Discussion,%20Roundtable/2014%20Smart%20Grid%20Primer%20FR.pdf>.



8

CONCLUSION



Des monteurs de lignes électriques de BC Hydro veillent à ce que l'électricité circule. Photo reproduite avec l'aimable autorisation de BC Hydro et Power Authority.



FACE À LA DÉTÉRIORATION DES INFRASTRUCTURES D'ÉLECTRICITÉ ET AUX ATTENTES CROISSANTES DES CLIENTS, LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ A GRAND BESOIN D'INNOVATION S'IL VEUT FOURNIR UN APPROVISIONNEMENT FIABLE EN ÉLECTRICITÉ, MAÎTRISER SES COÛTS ET RÉDUIRE LES RÉPERCUSSIONS ENVIRONNEMENTALES DE SES ACTIVITÉS.

Heureusement, plusieurs technologies prometteuses ont fait leur apparition. Elles permettront aux entreprises d'électricité de remplir ces objectifs, et l'heure est venue de les approfondir.

Les décideurs et les organismes de financement devraient utiliser ce document lorsqu'ils décident d'accorder un financement à de nouveaux projets pilotes. Il leur permettrait de cibler leurs investissements sur les grands domaines prioritaires déterminés par le secteur canadien de l'électricité : la gestion de la demande, la production décentralisée, les véhicules électriques, l'optimisation des actifs et la détection et l'atténuation des problèmes.

Les entreprises peuvent également se servir du document pour étudier les nouveaux systèmes, processus et technologies qui leur permettront de préparer leurs réseaux pour 2050 et pour la suite. Bien sûr, il est indispensable d'être conscient d'une chose : pour mener à bien cette démarche d'innovation, qui aidera les entreprises d'électricité à passer de fournisseurs d'un produit de base à prestataires de divers services énergétiques, il faudra adopter une approche bien plus souple, centrée sur le client et opposée aux risques, et concevoir une nouvelle structure organisationnelle correspondante. Même s'il s'agit d'une culture très différente de celle dont ils ont besoin pour leurs activités quotidiennes, personne ne saura (ni ne devrait) détourner les entreprises d'électricité de leur quête d'innovation. En réalité, le secteur a déjà montré qu'il était résolument en faveur de l'innovation. Pour chaque entreprise d'électricité

LA MODERNISATION DU RÉSEAU DÉPASSE LARGEMENT LES AMÉLIORATIONS TECHNOLOGIQUES; IL S'AGIT DE TRANSFORMER L'ENSEMBLE DE L'ÉCOSYSTÈME ÉLECTRIQUE.

disposant d'un projet pilote prometteur entrant dans le cadre des grands domaines prioritaires que nous avons mentionnés, l'Association canadienne de l'électricité est prête à apporter l'aide dont elle aura besoin pour établir des liens avec l'industrie et ainsi lancer son projet.

Au bout du compte, la modernisation du réseau dépasse largement les améliorations technologiques; il s'agit de transformer l'ensemble de l'écosystème électrique. Ainsi, la collaboration sera le facteur le plus important pour mener à bien la *Vision 2050*. Tous les intervenants auront un rôle à jouer – entreprises d'électricité, clients, fournisseurs, organismes de réglementation, décideurs – et, pour cela, ils devront impérativement travailler main dans la main pour déterminer clairement l'avenir du secteur canadien de l'électricité.

