



Commissaire à
l'environnement
de l'Ontario



Gérer un système énergétique complexe

**Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010
(volume un)**



Environmental
Commissioner
of Ontario



Commissaire à
l'environnement
de l'Ontario

Gord Miller, B.Sc., M.Sc.
Commissioner

Gord Miller, B.Sc., M.Sc.
Commissaire

Juin 2011

L'honorable Steve Peters
Président de l'Assemblée législative de l'Ontario
Édifice de l'Assemblée législative, salle 180
Assemblée législative de l'Ontario
Province de l'Ontario
Queen's Park

M. le Président,

En vertu de l'article 58.1 de la *Charte des droits environnementaux de 1993*, je suis fier de vous présenter le volume un du *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010* du commissaire à l'environnement de l'Ontario pour que vous le remettiez à l'Assemblée législative de l'Ontario.

Le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2010* est ma revue indépendante des progrès du gouvernement de l'Ontario sur l'économie de l'énergie et il sera publié en deux volumes distincts. Le premier volume porte sur le cadre stratégique élargi pour l'économie d'énergie en Ontario. Le deuxième volume décrira les projets en cours, évaluera les économies d'énergie de ces projets et mesurera les progrès concrets par rapport aux objectifs à atteindre.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments distingués.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Gord Miller', with a long horizontal flourish extending to the right.

Gord Miller
Commissaire à l'environnement de l'Ontario

1075 Bay Street, Suite 605
Toronto, ON M5S 2B1
Tel: 416-325-3377
Fax: 416-325-3370
1-800-701-6454



1075, rue Bay Street, bureau 605
Toronto (Ontario) M5S 2B1
Tél: 416-325-3377
Télé: 416-325-3370
1-800-701-6454

Abréviations

<i>CDE</i>	<i>Charte des droits environnementaux de 1993</i>
CEO	Commissaire à l'environnement de l'Ontario
CENO	Commission de l'énergie de l'Ontario
ELD	Entreprise locale de distribution
EMV	Évaluation, mesure et vérification
GAD	Gestion axée sur la demande
GDE	Gestion de la demande et de l'économie
GES	Gaz à effet de serre
GTR	Grille tarifaire réglementée
GTRI	Groupe de travail sur le réseau intelligent
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
<i>LEVEV</i>	<i>Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte</i>
<i>LLUH</i>	<i>Loi de 2006 sur la location à usage d'habitation</i>
<i>LPCE</i>	<i>Loi de 2010 sur la protection des consommateurs d'énergie</i>
MAMLO	Ministère des Affaires municipales et du Logement de l'Ontario
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
PAC	Programme approuvé par la Commission
PEEDO	Programme d'économie d'énergie domiciliaire de l'Ontario
PÉLT	Plan énergétique à long terme
POEP	Prestation ontarienne pour l'énergie propre
PREI	Plan pour le réseau d'électricité intégré
PV	Photovoltaïques
SIERÉ	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
TPS	Taxe sur les produits et les services
TRG	Tarif de rachat garanti
TVH	Taxe de vente harmonisée
TWh	Térawattheure

Table des matières

1 : Résumé.....	1
2 : Introduction.....	7
2.1 La méthode et le mandat de déclaration du CEO	8
2.2 Contexte du rapport.....	8
3 : Plan énergétique à long terme.....	11
3.1 Qu'est-ce que le Plan énergétique à long terme?	12
3.2 Changements liés à la demande et à l'approvisionnement pendant la période de planification du PÉLT.....	12
3.3 Le Plan énergétique à long terme et le Plan pour le réseau d'électricité intégré	13
3.3.1 Consultation sur le prochain réseau électrique de l'Ontario	13
3.4 Cibles du Plan énergétique à long terme.....	14
3.5 Le nouveau cadre de l'Ontario sur l'économie d'énergie et la production d'énergie renouvelable.....	14
4 : Prix de l'électricité	21
4.1 Changer le coût de l'énergie grâce à une politique fiscale	23
4.2 Prix variables.....	24
4.2.1 Différents prix variables	24
4.3 Assumer la responsabilité des factures d'électricité : compteurs individuels des immeubles résidentiels à logements multiples.....	28
4.4 Conclusion	30
5 : Code sur la gestion de la demande et de l'économie et cibles pour les distributeurs d'électricité	31
5.1 Évolution des rôles et des responsabilités dans la gestion de la demande et de l'économie.....	32
5.2 Nouveau cadre pour la gestion de la demande et de l'économie	33
5.2.1 Cibles de gestion de la demande et de l'économie	33
5.2.2 Code sur la gestion de la demande et de l'économie.....	33
5.2.3 Programmes provinciaux chapeautés par l'OEO	35
5.2.3.1 Programme provincial pour les clients à faible revenu	36
6 : Gel budgétaire pour l'économie de gaz naturel : qui paiera la facture?.....	39
6.1 La décision de la CENO	40
7 : Réseau intelligent.....	43
7.1 Qu'est-ce qu'un réseau intelligent?.....	44
7.1.1 Compteurs intelligents	46
7.1.2 Production décentralisée	46
7.1.2.1 Nouveau réseau, même défi : équilibrer l'offre et la demande.....	47
7.1.3 Stockage d'énergie	47
7.2 Nouveau paradigme de planification – la façon dont le réseau intelligent unit le transport et la distribution	48
7.3 Le réseau intelligent de l'Ontario : le cadre réglementaire et stratégique	49
7.3.1 Loi habilitante	49
7.3.1.1 Régulatrice de ses propres politiques? Le rôle de la CENO.....	49
7.3.2 La directive du ministre.....	50
7.3.3 Le Groupe de travail sur le réseau intelligent de la Commission de l'Énergie de l'Ontario	50
7.4 Le Plan de la <i>Loi sur l'Énergie verte</i> de la Commission de l'énergie de l'Ontario à l'intention des distributeurs.....	50
7.4.1 Autres activités du réseau intelligent en Ontario.....	51
8 : Obstacles aux systèmes d'énergie de remplacement	53
8.1 Obstacles aux systèmes d'énergie de remplacement dans les nouvelles maisons et les nouveaux quartiers.....	54
8.2 L'énergie solaire contre l'énergie solaire thermique : une conséquence paradoxale du micro-programme de TRG de l'Ontario.....	57
Annexe A : Exemples de systèmes énergétiques de rechange.....	59
Notes en fin d'ouvrage.....	61

1 : Résumé



En vertu de la *Charte des droits environnementaux de 1993 (CDE)*, le commissaire à l'environnement de l'Ontario (CEO) fait rapport tous les ans à l'Assemblée législative de l'Ontario sur les progrès de la province en économie d'énergie.

Le présent rapport constitue le premier volume du rapport de 2010 sur l'économie d'énergie et il contient une révision des avancées en matière de politique. Le rapport porte sur la politique sur l'électricité, car la plupart des activités ont été axées sur la réforme continue de la réglementation de l'électricité. Le rapport traite des quatre priorités du programme d'élaboration de politiques en matière d'électricité. On y trouve également une analyse de la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) de ne pas augmenter les budgets d'économie d'énergie accordés aux distributeurs de gaz naturel. Il contient une étude approfondie d'un obstacle choisi. De plus, le rapport passe en revue les barrières liées aux appareils de chauffage et de climatisation de recharge alimentés de sources d'énergie renouvelable.

Le Plan énergétique à long terme

En 2010, le gouvernement a relancé le travail sur le Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI). Il était grand temps, car le cadre réglementaire entamait sa cinquième année sans PREI officiellement approuvé tel que la loi l'exige. Les organismes dont les actions aident à atteindre les cibles et les objectifs d'économie d'énergie du gouvernement ont besoin d'un PREI approuvé. Le PREI est également nécessaire pour fournir des hypothèses et des données détaillées non incluses dans le Plan énergétique à long terme (PÉLT) et en examiner avec minutie la véracité et la faisabilité.

Il est louable que le gouvernement ait cherché des commentaires publics par l'entremise du Registre environnemental avant de publier son PÉLT. Cependant, le ministère de l'Énergie n'y a pas affiché son avis de décision. Par conséquent, on ignore de quelle façon il a tenu compte de la gamme élargie de commentaires.

Le gouvernement a commis un geste positif lorsqu'il a exécuté une recommandation de 2009 du CEO et fixé des cibles sur la consommation d'électricité (kilowattheure [kWh]) ainsi que sur la réduction de la demande de pointe pour soutenir sa politique qui vise à former une culture d'économie d'énergie. Le CEO croit toutefois que le ministère de l'Énergie devrait clarifier les détails techniques spécifiques sur la façon dont sont calculées les cibles de consommation d'électricité et de réduction de la demande de pointe, d'une part pour la période allant de 2011 à 2014 et d'autre part pour la planification du PÉLT, car leur interprétation est ambiguë.

Avant, le cadre réglementaire ne tenait compte que des cibles sur la demande (kilowatt [kW]). Ces cibles ont une visée étroite et ne se concentrent que sur les activités d'économie d'énergie d'environ une douzaine d'heures par année lorsque la demande en électricité atteint son maximum (la consommation la plus élevée de l'année). Puisque le PÉLT comprend maintenant deux types de cibles, sa méthode en matière d'économie d'énergie est beaucoup plus exhaustive que la précédente. Ainsi, il réduira la quantité de nouvelles centrales électriques, de lignes de transmission et de distribution à construire et offrira d'autres avantages environnementaux. Les cibles de consommation reflètent aussi mieux le fondement de nombreux programmes d'économie d'énergie offerts en Ontario (p. ex., la modernisation domiciliaire et en entreprise, les normes et les réductions sur les appareils de haute efficacité). Par conséquent, elles favoriseront leur continuité.

Le CEO est en accord avec la vision présentée dans le PÉLT qui s'appuie sur la production d'énergie à faible taux d'émissions de carbone reliée à un réseau intelligent pour favoriser l'économie d'énergie. Cependant, cette vision n'a pas bien été communiquée. Le PÉLT n'expliquait pas bien les compromis difficiles et nécessaires sur les types de production d'énergie. En effet, l'occasion de renseigner le public sur les coûts prévus en matière de production d'énergie renouvelable et traditionnelle n'a pas été saisie. Par conséquent, le public est susceptible d'être mal renseigné et de ne pas appuyer la vision. Finalement, le nom du PÉLT indique qu'il s'agit d'un plan sur l'énergie, mais, en réalité, il porte plutôt sur l'électricité. L'Ontario doit avoir un plan sur l'énergie et, tel que le CEO le recommandait en 2009, la province a besoin d'une stratégie d'économie sur plusieurs carburants de toutes les sources d'énergie.

Politique de tarification

Le PÉLT prévoit que le prix de l'électricité augmentera de 30 % en chiffres absolus entre 2010 et 2014. On a apporté plusieurs modifications à la politique sur la tarification, notamment la mise en place d'un crédit d'impôt et d'une réduction sur la facture d'électricité, afin de protéger les consommateurs admissibles contre les coûts élevés en énergie. Le budget de l'Ontario de 2010 proposait le Crédit d'impôt de l'Ontario pour les coûts d'énergie et les impôts fonciers et le Crédit pour les coûts d'énergie dans le

Nord de l'Ontario. À l'automne 2010, on a présenté le document Perspectives économiques (et le PÉLT) qui proposait la Prestation ontarienne pour l'énergie propre (POEP). Il s'agit d'une réduction de prix de 10 % sur la facture d'électricité.

Ces mesures financières ont différents effets sur l'économie d'énergie. Le CEO est en faveur des crédits d'impôts, car ces derniers maintiennent un signal de prix qui reflète le coût réel de l'énergie et ils protègent les consommateurs vulnérables. Par conséquent, ils ne minent pas l'économie d'énergie. Cependant, le CEO est en désaccord avec la mise en œuvre de la POEP. Il s'agit d'une mesure incitative perverse qui sape les efforts d'économie d'énergie. On croit qu'elle a pour effet d'augmenter la consommation globale d'électricité de plus de 1 % et qu'elle pourrait annuler environ un tiers des économies prévues dans les programmes d'économie d'électricité entre 2011 et 2014.

En 2010, on a créé un règlement qui modifiait la méthode grâce à laquelle certains consommateurs (p. ex., grandes usines industrielles, universités) payaient l'électricité qu'ils avaient consommée. On facturait des frais à ces consommateurs, soit l'ajustement général, mais le mode de facturation est passé d'un paiement versé essentiellement en fonction du volume à un paiement fondé sur l'électricité consommée pendant les cinq heures de pointe les plus élevées de l'année. Cette situation a créé une forme de tarification pour la période de pointe intense qui utilise des tarifs très élevés pendant quelques heures de cette demande très intense au même moment où le réseau subit une demande très forte. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) estime que cette situation pourrait réduire la demande de pointe de 500 mégawatts (MW) et diminuer les nouveaux investissements de près d'un demi-milliard de dollars, tout en réduisant les tarifs de tous les consommateurs d'environ un demi-cent par kWh.

Le CEO appuie cette mesure incitative pour réduire la demande de pointe, mais il y ajouterait quelques modifications. Le CEO conseille vivement au gouvernement d'appliquer la tarification de la période de pointe intense à d'autres petits consommateurs pour favoriser leur économie d'énergie et de moduler certaines inégalités de l'ajustement général dans l'attribution des coûts.

Le gouvernement a aussi adopté une mesure législative pour clarifier les règles relatives aux compteurs individuels des immeubles résidentiels à logements multiples pour les édifices qui autrement seraient desservis par un compteur collectif unique. Si c'était le cas, les propriétaires auraient de la difficulté à mesurer leur propre consommation d'électricité et à agir pour économiser l'énergie. Le CEO approuve ces changements qui font en sorte que davantage de consommateurs ontariens reçoivent un signal de prix qui reflète leur consommation et sert de mesure incitative pour économiser l'énergie.

Le rapport *Conservation and Demand Management Code for Electricity Distributors*

Au cours de la moitié de la dernière décennie, deux cadres de réalisation des programmes régissaient l'économie d'énergie. Un troisième cadre dont une condition d'obtention de permis donne aux distributeurs d'électricité le mandat de mettre en œuvre des programmes pour atteindre les cibles d'économie d'énergie sera en vigueur pour les quatre prochaines années.

De 2005 à 2010, les distributeurs ont joué des rôles d'innovateurs et de chefs de file en matière de gestion de la demande et de l'économie (GDE) ainsi que d'agents responsables des programmes au nom de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO). On a mis en œuvre un nouveau cadre de la GDE pour les quatre prochaines années. Pour la première fois, les distributeurs d'électricité ont le mandat d'offrir des programmes de GDE pour atteindre leurs cibles d'économie d'énergie. Il s'agit d'une condition pour obtenir un permis d'exercice.

Un nouveau code sur la GDE régit les activités d'économie d'énergie des distributeurs. La plupart des distributeurs atteindront leurs cibles à la fois en offrant des programmes qu'ils auront conçus eux-mêmes et en concluant une entente avec l'OEO pour mettre en application ses programmes provinciaux. Une tierce partie vérifiera toutes les économies d'électricité, et les distributeurs auront droit de profiter de mesures incitatives financières pour avoir atteint ou dépassé leurs cibles.

Le CEO soulève trois inquiétudes au sujet du code. D'abord, en vertu du code, un distributeur doit prouver que le programme est au cœur de ses activités (p. ex., il y a versé au moins 50 % du budget, il l'a lancé) avant qu'il ne puisse s'approprier toutes les économies d'électricité. Le CEO s'inquiète du fait que cette preuve puisse être inutilement coûteuse et servir de mesure dissuasive contre la coopération avec d'autres organismes ou distributeurs d'électricité ou de gaz naturel.

Ensuite, le CEO se soucie du fait que les contrats entre l'OEO et les distributeurs n'accorderont pas à ces derniers la souplesse de moduler, le cas échéant, les programmes provinciaux. Le CEO croit aussi que la définition d'un dédoublement du code est

extrêmement restrictive, qu'elle pourrait aller à l'encontre de la visée de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte (LEVEV)* et qu'elle pourrait dissuader les distributeurs de créer des programmes novateurs d'économie d'énergie.

Finalement, le code ne propose aucune cible pour les entreprises locales de distribution (ELD), ni engagement dans leur rôle en matière de GDE au-delà de la période couverte par le cadre actuel. Afin de favoriser un mouvement continu, il faudrait établir, bien avant la fin de 2014, un processus de révision et de préparation pour le prochain cadre de GDE.

Budgets consacrés à la gestion axée sur la demande en matière de gaz naturel

La CENO a récemment annoncé qu'elle était déterminée à conserver les budgets de la gestion axée sur la demande (GAD), ou budgets d'économie d'énergie, des distributeurs de gaz naturel en Ontario tels quels pour les trois prochaines années. Dans son rapport de 2009, le CEO indiquait qu'il était en faveur de l'augmentation de ces budgets pour les faire correspondre aux budgets des régions avoisinantes et qu'il était, par conséquent, en désaccord avec la décision récente de la CENO. Cette dernière a invoqué quatre arguments sous-jacents à sa détermination, et le CEO lui propose des contre-arguments.

En somme, le CEO se campe dans une position. Pour lui, l'économie d'énergie procure des avantages pour le système, favorables pour tous les consommateurs de gaz, et offre des avantages environnementaux à tous les Ontariens grâce à la réduction des émissions. Si on limite le financement de l'économie d'énergie, on perd ces avantages. L'économie d'énergie demeure une stratégie très rentable et permet aux distributeurs de gaz de toucher entre 7 et 10 dollars, selon le programme, pour chaque dollar qu'ils investissent en économie d'énergie. Les règles sur la façon de financer l'économie d'énergie limitent le financement indirect des participants par ceux qui ne participent pas au programme et réduisent les inégalités. La fin de certains programmes du gouvernement ne signifie pas qu'il souhaite limiter aussi les programmes que les services publics financent. En effet, la communication du ministre de l'Énergie indique que le gouvernement croit que les distributeurs de gaz devraient élargir la gamme de leurs activités d'économie d'énergie.

Les décisions sur les budgets d'économie d'énergie du gouvernement et de l'OEO ont pour effet combiné de réduire les dépenses sur l'économie de gaz naturel à de très faibles niveaux. Il s'agit là d'une situation malheureuse, car le gaz naturel représente une grande part de la consommation totale d'énergie en Ontario et de ses émissions de gaz à effet de serre (GES).

Les activités de l'Ontario pour construire le réseau intelligent

Le réseau intelligent est un tout nouveau terme qui correspond à la prochaine génération d'infrastructure d'approvisionnement en électricité dans laquelle de nouvelles technologies (p. ex., accumulation, production décentralisée, compteurs intelligents et circulation bidirectionnelle de l'information) fonctionnent de concert. Un des avantages est le potentiel d'augmenter la quantité d'énergie économisée ainsi que d'améliorer la production d'énergie renouvelable et décentralisée. Ainsi, le système gagne en efficacité.

L'Ontario a récemment adopté une mesure habilitante et il a proposé une orientation ministérielle pour simplifier la modernisation du réseau. Toutefois, l'ensemble des organismes (p. ex., transporteurs, distributeurs, exploitants, responsables de la réglementation, gouvernement) devra s'attaquer à des difficultés financières, de planification et d'exploitation. De plus, on a mis sur pied des groupes de travail, des forums, des fonds de recherche ainsi que des centres et on a prévu des projets pilotes.

Au présent stade, le CEO se préoccupe principalement du fait qu'on ait besoin d'un organisme unique doté d'une perspective globale sur le réseau d'électricité pour mener cette mise en œuvre. Le gouvernement devrait produire un document de travail et consulter le public pour savoir qui serait bien placé pour mener la mise en œuvre d'un réseau intelligent et quelle serait la meilleure façon de le faire.

Cependant, il faut régler immédiatement un enjeu lié à la réglementation. La CENO devrait se pencher sur les problèmes relatifs à la distribution des services publics. En effet, les règlements en vigueur ne lui donnent pas la chance de financer des investissements qui réduiraient les pertes de transport du réseau intelligent (électricité perdue dans le transport de l'énergie vers les utilisateurs).

Obstacles aux solutions de rechange en matière de climatisation et de chauffage

Le CEO a le mandat de trouver et de passer en revue des obstacles qui gênent la réduction de la consommation de l'énergie ou son utilisation efficace. Le présent rapport porte sur les obstacles qui entravent l'adoption de technologies de remplacement en climatisation et en chauffage (énergie solaire et géothermique). Le rapport propose plusieurs suggestions pour franchir ces barrières.

Il faudrait mettre le *Code du bâtiment de l'Ontario* à jour, puisqu'il ne comporte actuellement aucune disposition sur les systèmes d'énergie de remplacement, dans le but d'inciter les entrepreneurs à se servir de ces systèmes. Le CEO suggère de créer des méthodes simples pour que les constructeurs de maisons dotées de systèmes énergétiques de remplacement puissent montrer qu'ils respectent le Code du bâtiment.

Les politiques en vigueur qui régissent l'élaboration de programmes pour faire la promotion des technologies de chauffage et de climatisation de remplacement auprès des distributeurs d'électricité comportent une barrière. Il s'agit d'un test sur les coûts et les avantages que les distributeurs doivent passer pour que la CENO approuve leurs programmes. Le gouvernement devrait agir, selon les conseils de l'OEO et de la CENO, pour faire tomber cette barrière.

La planification de l'utilisation a une incidence sur l'utilisation de l'énergie. Cependant, l'énergie de remplacement est mal intégrée à l'heure actuelle dans les processus de planification des quartiers. Le CEO croit qu'il faut envisager une planification intégrée de l'énergie pour la collectivité.

Finalement, le rapport recommande fortement au gouvernement de corriger les déséquilibres entre les mesures incitatives offertes pour le chauffage solaire et l'aide financière accordée pour la production d'électricité grâce à l'énergie solaire (modules photovoltaïques [PV] solaires). Puisque les mesures incitatives pour les modules PV solaires sont plus alléchantes que celles liées à l'énergie solaire thermique, les propriétaires sont susceptibles d'utiliser l'espace restreint de leur propriété pour y installer des modules PV solaires. Bien que ces modules aident le gouvernement à atteindre ses cibles de production d'énergie de source renouvelable, l'énergie solaire thermique procure également des avantages environnementaux qui pourraient aider l'Ontario à atteindre ses cibles de réduction des émissions de GES.

Le présent rapport propose les recommandations qui suivent pour agir en fonction de découvertes susmentionnées :

1. **Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie clarifie la façon dont il calcule les cibles sur la demande de pointe et la consommation du Plan énergétique à long terme et de la directive sur la gestion de la demande et de l'économie.**
2. **Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie s'appuie sur le travail accompli dans le Plan énergétique à long terme et qu'il produise un plan énergétique exhaustif pour plusieurs sources d'énergie.**
3. **Le CEO recommande que les ministères de l'Énergie, du Revenu et des Finances améliorent le concept de la Prestation ontarienne pour l'énergie propre pour que toute aide à la transition sur les factures d'électricité ne serve pas de mesure dissuasive contre l'économie d'énergie.**
4. **Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie commence les travaux sur le prochain cadre de la gestion de la demande et de l'économie doté d'un financement garanti d'ici le 1^{er} janvier 2014.**
5. **Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie clarifie, dans le but d'augmenter le financement global, les rôles du gouvernement et des services publics de gaz naturel dans le financement des activités d'économie pour ce carburant.**
6. **Le CEO recommande que la Commission de l'énergie de l'Ontario encourage et orchestre les investissements sur le réseau intelligent qui réduisent les pertes des lignes en les mettant au même pied d'égalité que les investissements en économie d'énergie.**
7. **Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie ajuste les mesures incitatives financières liées à l'énergie solaire thermique et aux modules photovoltaïques solaires dans les immeubles résidentiels afin de refléter adéquatement les avantages économiques et environnementaux propres à ces technologies.**

2 : Introduction



2.1 La méthode et le mandat de déclaration du CEO

En vertu de la *CDE*, le CEO fait rapport tous les ans au président de l'Assemblée législative de l'Ontario sur les résultats des programmes ontariens qui visent à réduire la consommation des principales sources d'énergie ou à en faire une utilisation plus efficace, sur les progrès pour atteindre les objectifs fixés par le gouvernement pour économiser l'énergie ainsi que sur les obstacles à l'économie d'énergie ou à l'efficacité énergétique. Chaque année, deux volumes distincts du même rapport sont publiés à des moments différents. Le premier volume du rapport porte sur les avancées élargies en matière de politiques sur l'énergie. Le deuxième volume contient une analyse des données sur les programmes d'économie d'énergie, une révision des programmes et une évaluation des progrès par rapport aux objectifs¹.

2.2 Contexte du rapport

Le présent volume un de 2010 se concentre sur l'électricité, car la majorité des politiques sur l'économie de l'énergie en Ontario, comme par le passé, était axée sur la réforme du cadre réglementaire sur l'électricité.

En 2010, on a entrepris une réforme majeure du cadre réglementaire sur l'économie de gaz naturel. Le présent rapport ne couvre pas ce sujet, car la réforme n'est pas encore terminée. Une consultation² de la CENO (ou de la Commission) pour rédiger des directives sur l'économie de gaz naturel, y compris pour discuter de l'augmentation des budgets consacrés à l'économie d'énergie des distributeurs, a pris fin tard en 2010. La décision de la CENO n'a pas encore été révélée au moment d'écrire le présent rapport. Par conséquent, il est impossible de se pencher sur la question. Au cours des travaux, la CENO a publié une lettre en avril 2011 dans laquelle elle disait avec détermination qu'il ne faut pas hausser les budgets consacrés à l'économie d'énergie des distributeurs. Dans un prochain rapport, le CEO passera minutieusement en revue les directives. Le présent rapport ne comprend qu'une analyse du refus de la CENO d'accroître le financement.

Tel qu'il était le cas en 2009, on n'a constaté que peu d'avancées en 2010 sur les politiques sur l'économie du pétrole, du propane ou des carburants de transport. Par conséquent, le présent rapport ne passe pas en revue les politiques sur ces carburants³.

Les politiques sur l'électricité demeurent à l'étude et sont sans contredit à la croisée des chemins. Il est difficile de dire si les politiques actuelles seront maintenues ou abandonnées. Une incertitude plane sur l'orientation de l'énergie verte (approvisionnement de sources d'énergie renouvelable et économie d'énergie) à savoir si elle continuera sur sa lancée ou si l'économie d'énergie et la production d'énergie renouvelable prévues seront ajustées ou revues à la baisse.

Le CEO a examiné les éléments et le processus politique de 2010 ajoutés au cadre sur l'électricité et il prétend qu'une nouvelle structure réglementaire bien plus complexe en est l'aspect principal.

Le CEO a examiné les éléments et le processus politique de 2010 ajoutés au cadre sur l'électricité et il prétend qu'une nouvelle structure réglementaire bien plus complexe en est l'aspect principal. La politique s'est complexifiée, elle est moins linéaire et moins souple que sa version

précédente et elle donne des résultats inattendus⁴. À l'occasion, les responsables de la mise en œuvre de la politique n'étaient pas prêts à recevoir les résultats et ils ont réagi avec des solutions qui ont davantage fait fi des liens originaux et sous-jacents aux résultats imprévus. Les avancées en matière de politique sur l'établissement d'un prix pour l'électricité et la microproduction d'énergie solaire en sont des exemples.

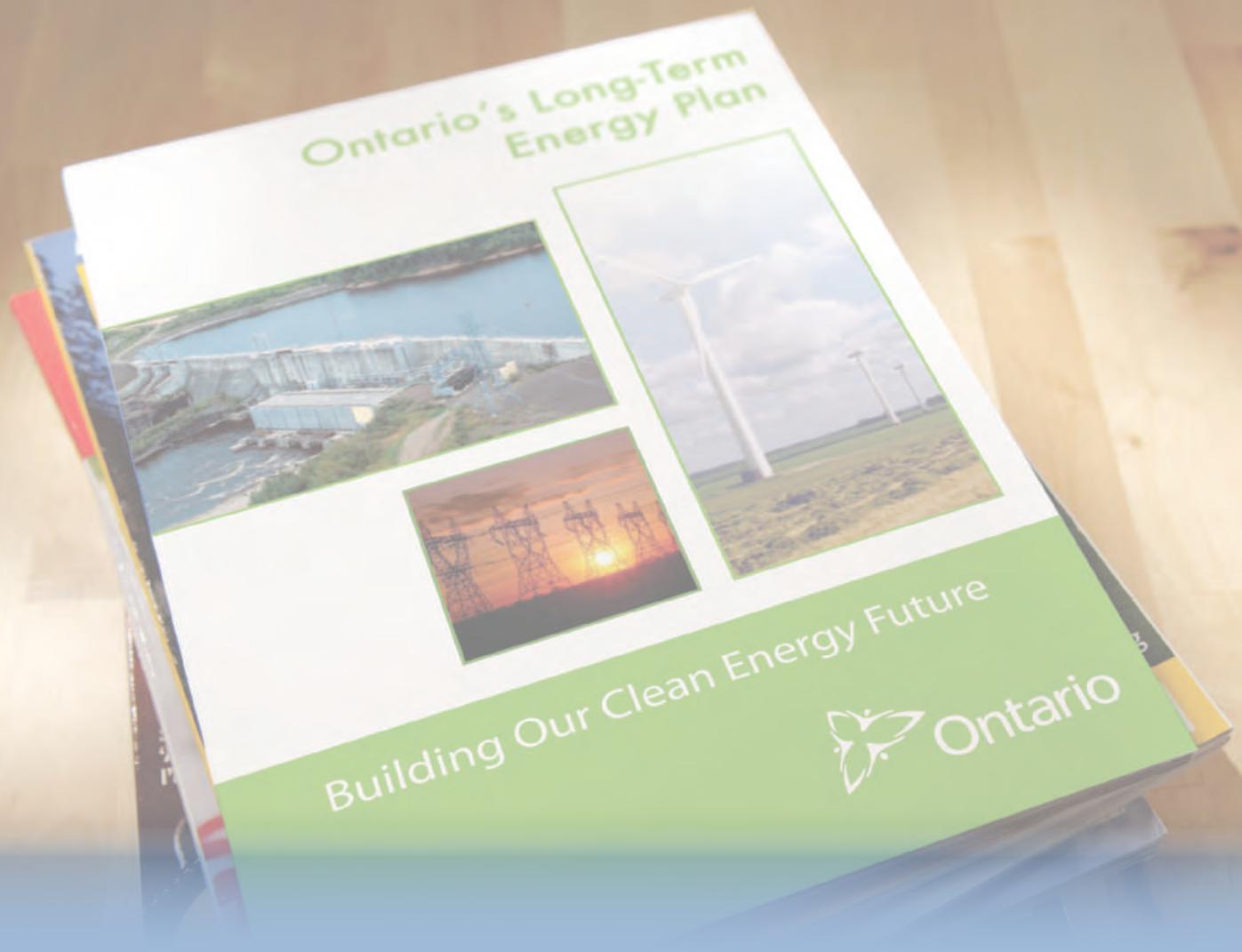
La structure institutionnelle est possiblement fragmentaire. En vertu des politiques et des lois en vigueur, les acteurs institutionnels (les agences, les organismes de réglementation, les compagnies d'énergie et le gouvernement) ont hérité d'une responsabilité élargie partagée pour faire progresser l'économie d'énergie. Au lieu de participer au mandat commun, des acteurs l'ont à l'occasion interprété d'un point de vue limité et ont par conséquent ignoré les besoins fonctionnels des autres participants. Cette situation a entraîné des retards dans la progression. Des exemples de la fragmentation sont des efforts prolongés de l'OEO et des ELD pour s'entendre sur le concept et la mise en œuvre de nouveaux programmes de GDE et la révision de la CENO de la demande de Hydro One relativement aux programmes de GDE que la CENO doit approuver avant qu'ils ne soient instaurés. Il est possible qu'un régime réglementaire s'installe et place les organismes en opposition. Un petit tour dans le futur indique que si les cibles d'économie d'énergie ne sont pas atteintes, il se peut qu'une autre réponse qui ne tient pas compte des liens, encore une fois, mène à des résultats imprévus.

Finalement, les Ontariens ont besoin de comprendre la politique pour l'appuyer. Puisque la complexité s'est intensifiée, la politique sur l'électricité est devenue de plus en plus dépendante d'un petit groupe de spécialistes du domaine technique qui ont accès à l'information. Les intervenants moins interpellés et la plupart des Ontariens pourraient être mieux outillés pour participer utilement au débat. Mal ou non renseignés, les Ontariens pourraient ne plus participer. Par conséquent, la politique serait un échec⁵. Le besoin de se fier aux renseignements que les responsables des politiques du ministère de l'Énergie et de l'OEO conservaient pour eux a parfois gêné la production du présent rapport. Lorsque le CEO a demandé des renseignements, il les a trouvés à l'occasion inutiles. On refusait les demandes ou on donnait des renseignements avec peu de données en contexte pour simplifier l'évaluation. Le CEO ne peut pas renseigner les Ontariens et animer le débat public, conformément à son mandat, sans avoir accès aux renseignements détaillés.

Il n'est pas clair de savoir comment ou si la province s'occupera de la complexité accrue de la politique sur l'électricité. Le point de vue général et possiblement unique du CEO parmi les observateurs du secteur de l'électricité lui permet de comparer les lignes directrices dans les politiques sur l'énergie à d'autres enjeux qui font partie de son mandat élargi, comme les changements climatiques et la gestion des déchets. Les similitudes dans la méthode et les revers dans la gestion des complexités sont parfois surprenants.

Le présent rapport porte sur ce que le CEO perçoit comme des éléments importants interreliés à l'heure actuelle dans cette structure complexe, soit le PÉLT, les répercussions de la politique sur le prix de l'électricité sur l'économie d'énergie, le code de la CENO qui régit la GDE et la construction d'un réseau intelligent.

3 : Plan énergétique à long terme



3.1 Qu'est-ce que le Plan énergétique à long terme?

Le document *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*⁶ que le gouvernement de l'Ontario a publié en novembre 2010 vise à aider les Ontariens à comprendre la planification à long terme du réseau électrique en Ontario. Il décrit en profondeur les plans d'investissements des 20 prochaines années pour le réseau d'électricité. Vous trouverez ci-dessous un résumé des points saillants du PÉLT.

3.2 Changements liés à la demande et à l'approvisionnement pendant la période de planification du PÉLT

On prévoit que la demande en électricité reviendra graduellement à la normale à la suite de la crise économique mondiale de 2008 qui avait fait grandement chuter la demande. Au cours de la présente décennie, on prévoit que la demande demeurera relativement stable et qu'elle reflétera les gestes d'économie d'énergie, les changements structuraux dans le secteur industriel de l'Ontario ainsi que les changements dans l'utilisation de l'énergie dans le secteur commercial. Le PÉLT prévoit une croissance moyenne de la demande, soit une augmentation de 15 %, entre 2010 et 2030. On croit que la consommation atteindra environ 146 térawattheures (TWh) d'électricité en 2015, et le PÉLT indique qu'il sera suffisamment souple pour accueillir une croissance supérieure. D'ici 2030, la consommation en électricité atteindra 165 TWh⁷.

L'économie d'énergie qui représente à l'heure actuelle 5 % de la « puissance installée » totale et 4 % de l'électricité « produite » triplera d'ici 2030⁸.

Les centrales alimentées au charbon de l'Ontario sont appelées à cesser de brûler le charbon d'ici la fin de 2014. D'ici 2013, la centrale d'électricité d'Atikokan sera convertie pour fonctionner grâce à la biomasse. De plus, deux unités de la centrale de Thunder Bay seront désormais alimentées au gaz naturel. La production de gaz naturel sera maintenue à peu près à la quantité actuelle pendant la période de planification du PÉLT, bien que sa part de la puissance installée totale chutera au fur et à mesure que d'autres sources en approvisionnement s'affirmeront. La quantité d'électricité que les centrales alimentées au charbon fournissent à l'Ontario chutera à long terme. Pour sa part, le gaz naturel générera environ un tiers de moins d'énergie qu'à l'heure actuelle dans la production totale de 2030^{9, 10}. Le PÉLT indique que la part de l'énergie nucléaire dans la production totale demeurera à peu près égale à celle que l'on connaît de nos jours. Elle assumera de 45 à 50 % de l'approvisionnement en Ontario entre maintenant et 2030. L'énergie nucléaire composera environ le quart de la puissance installée totale de l'Ontario en 2030 et elle fournira près de la moitié de toute l'électricité produite cette année-là. Pour ce faire, on remettra à neuf 10 000 MW de puissance nucléaire au cours des 10 à 15 prochaines années et on ajoutera 2 000 MW grâce à de nouveaux réacteurs dans la centrale de Darlington.

L'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable autres que l'hydroélectricité (p. ex., énergie éolienne et solaire, bioénergie) et la quantité de la production installée augmenteront de façon considérable. D'ici 2030, la quantité d'électricité de source renouvelable sera six fois plus imposante que les faibles taux actuels et la puissance installée aura plus que quadruplé. L'énergie hydroélectrique (une source d'énergie renouvelable) connaîtra une légère croissance par rapport aux quantités actuelles de puissance et de production¹¹.



En ce qui a trait à l'infrastructure de transport d'électricité, le PÉLT indique qu'on modernisera le réseau de transport et de distribution de l'Ontario. Il fait la promotion de la construction d'un réseau intelligent sur lequel fonder l'avenir de l'électricité en Ontario (voir la section 7). À ce jour, les actions consistent à installer des compteurs intelligents. Cependant, le Plan dresse une courte liste d'autres gestes très courants dans la plupart des régions qui participent à la modernisation du réseau, notamment les technologies d'information bidirectionnelles et en temps réel pour favoriser l'économie

d'énergie, les activités des services publics et la technologie intelligente pour augmenter la fiabilité de l'énergie produite et décentralisée, la construction d'immeubles intelligents et de stations de recharge pour les véhicules électriques.

3.3 Le Plan énergétique à long terme et le Plan pour le réseau d'électricité intégré

Le PÉLT est étroitement lié au PREI¹², et il convient de clarifier l'élaboration de ces deux plans pour bien les distinguer l'un de l'autre. Le PREI, un plan de 20 ans pour concevoir le réseau électrique de l'Ontario, est un document que l'OEO doit produire et mettre à jour tous les trois ans selon la loi¹³. L'OEO doit suivre les directives du ministre de l'Énergie qui donnent une orientation politique (les directives sur le profil d'approvisionnement). La CENO doit approuver le PREI.

L'OEO a rédigé la version originale du PREI et il l'a soumise à la CENO aux fins d'approbation en 2007. Le PREI est une réponse à une directive sur le profil d'approvisionnement de 2006 du ministre. Cette directive indiquait à l'OEO de produire le PREI. La première version du PREI (PREI I de l'OEO) comportait les cibles d'économie d'électricité, l'installation de la production d'énergie renouvelable et les quantités requises de la production d'énergie traditionnelle. En 2007, le gouvernement n'a pas publié de plan énergétique à long terme¹⁴.

Le ministre a publié une nouvelle directive sur le profil d'approvisionnement pour accompagner la sortie du PÉLT. Cette directive comportait de nouvelles cibles d'économie d'énergie et de production d'énergie renouvelable. La directive se conforme au PÉLT et ses éléments sont identiques aux aspects importants du Plan. Les sections de la directive qui portent sur la demande prévue, les réussites attendues en matière d'économie d'énergie, les ajouts de puissance de différents types d'approvisionnement, les nouvelles lignes de transport et l'élimination progressive du charbon, reflètent exactement le mandat du PÉLT. Lorsqu'on a créé le PREI I de l'OEO, l'intention était de donner à l'OEO le pouvoir, dès l'arrivée du plan, de fournir les ressources d'approvisionnement et de demande décrites dans le PREI, et ce, de façon indépendante du gouvernement. La question de savoir si cette particularité demeure un aspect du PREI mis à jour reste sans réponse. Par comparaison à la directive sur le profil d'approvisionnement de 2006 qui a précédé le PREI I de l'OEO, la nouvelle directive sur le profil d'approvisionnement est détaillée et normative. Elle indique souvent à l'OEO de continuer des projets particuliers au lieu de simplement fixer des objectifs et laisser l'OEO trouver les meilleures façons de les atteindre.

Le PÉLT peut être perçu comme une description en langage clair des intentions du gouvernement, et la directive sur le profil d'approvisionnement est l'orientation officielle légale dont se sert l'OEO pour produire le PREI. Ce dernier donne une description exhaustive de la façon d'atteindre les cibles d'électricité du PÉLT. L'OEO a commencé à préparer la prochaine version du PREI (PREI II de l'OEO) et elle lancera une consultation à ce sujet dans le deuxième trimestre de 2011. Le ministre a publié une lettre d'orientation qui indique à la CENO de réviser le PREI dans l'année qui suit l'approbation de l'OEO.

3.3.1 Consultation sur le prochain réseau électrique de l'Ontario

Le 20 septembre 2010, le ministre de l'Énergie a annoncé que le gouvernement *mettrait à jour*¹⁵ son plan énergétique à long terme et qu'il consulterait les options d'expansion du réseau d'électricité de la province. On a demandé au public de se prononcer sur neuf grandes questions qui ont été affichées sur le site Web du ministère¹⁶. Les délégués du ministère ont aussi lancé des consultations avec des agences et des intervenants en électricité. Une large gamme d'opinions a été exprimée sur les questions soulevées dans les 2 500 commentaires, 33 soumissions écrites et 39 séances de consultations avec les intervenants. Puisque le PÉLT est étroitement lié au PREI, le CEO passera en revue ces nouvelles données dans un prochain rapport dans le cadre d'une révision du PREI qui devrait être mis à jour vers la fin de 2011.

Le 23 novembre 2010, après la collecte des commentaires, on a publié le PÉLT et on a affiché sur le Registre environnemental une ébauche de la directive sur le profil d'approvisionnement comme un avis de proposition aux fins de commentaires publics¹⁷. Le gouvernement a signalé que, dès que la directive sera terminée, elle sera remise à l'OEO qui lancera alors une consultation pour mettre le PREI actuel à jour¹⁸. Le ministère a reçu 379 commentaires sur l'avis de proposition. Au moment d'écrire ces lignes, le ministère n'avait pas affiché un avis de décision au Registre environnemental relativement à la directive sur le profil d'approvisionnement. On ignore de quelle façon on a tenu compte de ces commentaires.

Malgré le fait qu'aucune décision n'a été affichée sur le Registre environnemental, on a remis la directive sur le profil d'approvisionnement terminée à l'OEO le 17 février 2011. Elle remplace les directives sur le profil d'approvisionnement précédentes, publiées en juin 2006 et en septembre 2008. Il n'y a pas de grandes différences entre l'ébauche et la version finale¹⁹.

3.4 Cibles du Plan énergétique à long terme

Le tableau 1 montre plusieurs cibles qui se trouvent à la fois dans le PÉLT et la directive sur le profil d’approvisionnement qui régit maintenant l’économie d’énergie. Il compare ces cibles à celles du PREI I de l’OEO. Le PÉLT précise la méthode sur les cibles d’économie d’énergie du PREI I de l’OEO en y ajoutant les cibles de réduction de la consommation d’électricité en TWh. Auparavant, le gouvernement avait fixé seulement les cibles de réduction de la demande de pointe en MW²⁰, et le PREI I de l’OEO ne comportait aucune cible sur la consommation. Le PÉLT contenait aussi davantage de cibles provisoires que le PREI I de l’OEO.

Tableau 1 : Cibles d’économie d’énergie

Année	PREI I de l’OEO	PÉLT	
	Cibles de réduction de la demande de pointe (MW)	Cibles de réduction de la demande de pointe (MW)	Cibles de réduction de la consommation d’électricité (TWh)
2010	2 700	sans objet	sans objet
2015	Aucune cible provisoire	4 550	13
2020	Aucune cible provisoire	5 840	21
2025	6 300	6 700	25
2030	Sans objet	7 100	28

Source : Gouvernement de l’Ontario, *Plan énergétique à long terme de l’Ontario, Pour l’édification d’un avenir énergétique propre*.

Le PÉLT contient aussi des cibles révisées sur la production d’une puissance à partir de l’énergie renouvelable. Elles sont reportées dans le tableau 2. Le PÉLT fixe une cible de production au moyen de l’énergie renouvelable de 10 700 MW à atteindre d’ici 2018. Ces sources d’énergie renouvelable ne tiennent pas compte de l’hydroélectricité (seules les énergies solaire et éolienne et la bioénergie sont incluses). On y présente aussi les cibles sur l’énergie renouvelable du PREI I de l’OEO qui comprennent les valeurs de l’hydroélectricité. Cependant, elles ne sont plus valides. Tel que le montre le tableau 2, les nouvelles cibles liées à l’énergie renouvelable sont très ambitieuses et reflètent l’adoption à grande échelle du programme de tarif de rachat garanti (TRG).

Tableau 2 : Cibles de puissance à partir de sources d’énergie renouvelable

Année	PREI I de l’OEO*	PÉLT
2010	10 400 MW Comprend toutes les énergies renouvelables, y compris l’hydroélectricité. Ajoute 2 700 MW à la puissance de 7 700 MW de 2003.	sans objet
2018	sans objet	10 700 MW Les 10 700 MW ne comprennent que les énergies éolienne et solaire et la bioénergie. La puissance de l’hydroélectricité (cible de 9 000 MW) est calculée à part, ce qui donne un total de 19 700 MW.
2025	15 700 MW	sans objet

Remarque : *Contrairement aux cibles du PÉLT, celles du PREI I de l’OEO comprennent l’hydroélectricité²¹.

Source : Gouvernement de l’Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l’édification d’un avenir énergétique propre*.

3.5 Le nouveau cadre de l’Ontario sur l’économie d’énergie et la production d’énergie renouvelable

Cibles du PÉLT

La figure 1 présente plusieurs cibles. L’une d’entre elles régissait auparavant l’électricité et régit maintenant les nouvelles cibles instaurées. Ces cibles concernent différentes périodes et elles sont mesurées de différentes façons. La partie verte à droite du diagramme présente les cibles importantes du PÉLT et décrites dans la directive sur le profil d’approvisionnement. Toutes ces cibles représentent des économies annuelles à cumuler pour l’année en question (2015, 2020, 2025 et 2030) selon l’année de référence 2005.

On mesure les progrès vers les cibles du PÉLT en cumulant les économies d’énergie qui perdurent (et qui produisent encore des économies) depuis 2005 jusqu’à l’année concernée. Les cibles sont fondées sur une prévision mise à jour du potentiel d’économie

d'énergie réalisée à l'origine pour le PREI I de l'OEO. La directive sur le profil d'approvisionnement indique à l'OEO, s'il est possible et rentable de le faire, d'accélérer les progrès et de surpasser les cibles.

Ces cibles seront ajoutées comme les cibles comprises dans le PREI II de l'OEO. Le PÉLT indique que 50 % des cibles d'économie d'énergie de 2030 seront atteintes grâce au secteur commercial, 30 % seront attribuables au secteur résidentiel et 20 % reviendront au secteur industriel. Selon le ministère de l'Énergie, cette répartition des cibles de 2030 se fonde sur l'analyse de l'OEO réalisée pour le PREI I de l'OEO, et elles devraient être perçues uniquement comme une estimation brute, car il est possible d'enregistrer d'autres économies d'énergie dans chaque secteur²².

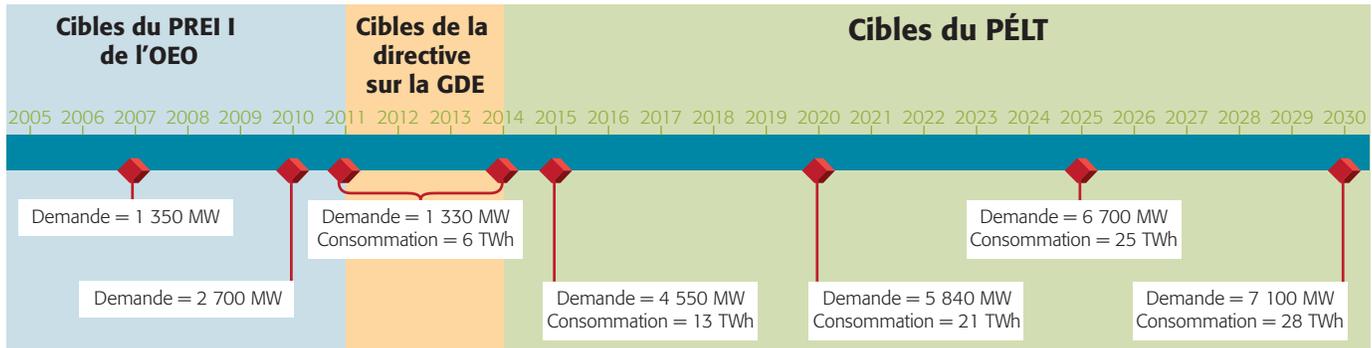


Figure 1 : Cibles d'économie d'électricité – PÉLT, directive sur la GDE et PREI

Source : Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*.

Cibles de la directive sur la gestion de la demande et de l'économie

La partie orange de la figure 1 présente une autre série de cibles d'économie d'énergie fixée le 31 mars 2010 avant la parution du PÉLT. Ces cibles ont été décrites dans une directive du ministre de l'Énergie remise à la CENO. Il s'agissait de la « directive sur la GDE ». Le 12 novembre 2010, la CENO a publié une décision et un ordre qui attribuait à chaque ELD une part de la cible provinciale totale dans la directive sur la GDE. Les ELD doivent atteindre ces cibles pour obtenir leur permis²³. Les actions réalisées pour atteindre les cibles de la directive sur la GDE, selon leur persistance, feront partie de la progression vers les cibles du PÉLT et elles seront ajoutées par le gouvernement au cours de la vérification des progrès vers ces cibles.

Bien que l'on puisse compter les économies d'énergies réalisées pour la cible de la directive sur la GDE dans la somme des cibles du PÉLT, elles sont également calculées de façon distincte, sans faire partie des cibles du PÉLT. Le CEO soulève deux inquiétudes sur le calcul distinct des cibles. D'abord, la façon dont on définit la demande de pointe pour la cible de réduction de la demande de pointe n'est pas claire. Ensuite, la méthodologie pour mesurer la cible de consommation semble différente de la façon dont on mesure les cibles de consommation du PÉLT. Il faut clarifier les définitions et la méthodologie de calcul, car elles peuvent être interprétées de plusieurs façons.

Le PÉLT définit à la fois les cibles de réduction de la demande de pointe et de consommation dont les unités de mesure, le MW et le TWh respectivement, sont cumulées au cours de chaque année précise et calculées en fonction de l'année de référence 2005.

Pour sa part, la directive sur la GDE calcule la cible de réduction de la demande de pointe de la même façon que le PÉLT compte les économies, soit une quantité de MW cumulée en 2014, à la fin de la période de 4 ans (2011 à 2014). La façon de définir la demande de pointe n'est pas claire pour le CEO²⁴.

La cible de consommation de la directive sur la GDE sera calculée en TWh et représentera la *consommation réduite d'électricité accumulée pendant une période de 4 ans (de 2011 à 2014)*. On pourrait interpréter ce calcul et y inclure la quantité de TWh économisés en 2014 grâce aux programmes mis en œuvre de 2011 à 2014. D'un autre côté, on pourrait aussi compter toutes les quantités économisées en tout temps (en 2011, en 2012, en 2013 et en 2014) pendant la période de quatre ans. La première interprétation permettrait de fixer des cibles très ambitieuses et exigeantes. La deuxième donnerait une cible facile à atteindre, et le calcul pour la fixer serait moins exigeant.

Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie clarifie la façon dont il calcule les cibles sur la demande de pointe et la consommation du Plan énergétique à long terme et de la directive sur la gestion de la demande et de l'économie.

Cibles avant le PÉLT

La figure 1 montre également les anciennes cibles de réduction de la demande (dans la section bleue du diagramme) de 2007 et de 2010 qui respectivement ont été fixées par le gouvernement ou provenaient de la directive sur le profil d'approvisionnement de 2006 et ajoutées dans le PREI I de l'OEO. Les économies vérifiées atteintes pour ces cibles avant le PÉLT (les cibles de 2007 et de 2010) seront également utilisées pour calculer les progrès pour atteindre les cibles du PÉLT. Ces cibles avant le PÉLT ont été mesurées grâce aux données de l'année de référence 2005. Tel qu'il est indiqué dans le tableau 1, les nouvelles cibles de réduction de la demande de pointe sont sensiblement plus ambitieuses que les précédentes, 6 700 MW par comparaison à 6 300 MW, lorsqu'on compare uniquement les données de l'année cible commune (2025) au PÉLT et au PREI I de l'OEO.

Cibles de production d'énergie renouvelable

La figure 2 présente plusieurs cibles qui auparavant régissaient et qui maintenant s'appliquent à l'ajout de la production d'énergie renouvelable. La cible qui régit actuellement l'acquisition d'énergies renouvelables est celle du PÉLT de 10 700 MW (en rouge). Les autres cibles (en or) sont supplantées. Il est important de souligner que les cibles ne sont pas comparables, car elles ne sont pas symétriques. Ni le type de production d'énergie renouvelable ni la puissance de l'énergie renouvelable actuelle comparée à la nouvelle comprise dans les cibles ne sont semblables.

En Ontario, le programme de TRG régit maintenant l'acquisition de production d'énergie renouvelable. Les quantités relatives à l'acquisition de production souhaitées et atteintes par les soumissions précédentes et les programmes sont présentées dans la figure sous la ligne de temps.

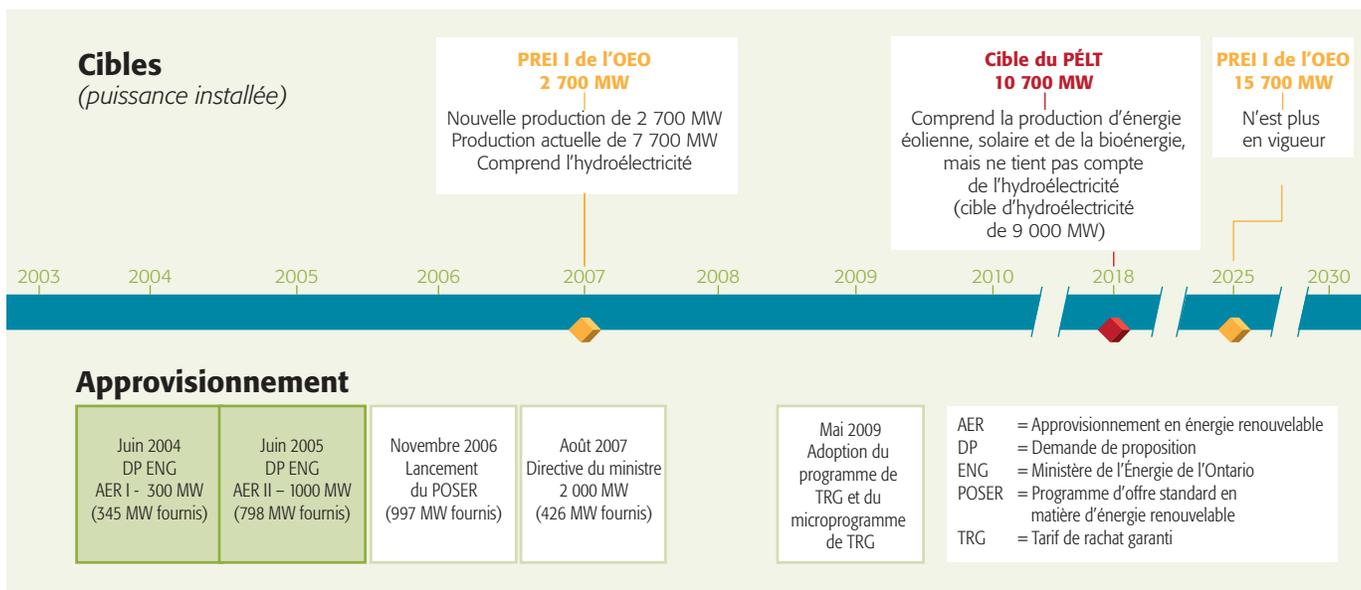


Figure 2 : Approvisionnement et cibles de production d'énergie renouvelable

Source : Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*; OEO, *Plan pour le réseau d'électricité intégré*; OEO, *A Progress Report on Electricity Supply – Second Quarter 2010*.

Commentaires du CEO

Commentaires généraux

Le PÉLT est un document de grande portée, et le CEO félicite le gouvernement d'avoir relancé le processus du PREI ainsi que d'avoir cherché l'avis du public relativement à la directive sur le profil d'approvisionnement du PÉLT par l'entremise du Registre environnemental. Les commentaires du CEO portent sur les aspects liés à l'économie d'énergie et à la production d'énergie renouvelable du Plan, mais ils n'abordent pas la production de sources traditionnelles ni la prévision de la charge de travail sous-jacente au Plan, bien qu'elles soient importantes. Le CEO formule des commentaires sur le Plan de deux points de vue, soit le PÉLT comme un document de planification du réseau pour l'acquisition de ressources et une politique socio-économique aux répercussions environnementales.

Avant de traiter de ces aspects, il est nécessaire d'exposer des commentaires généraux, car ces derniers portent sur la crédibilité générale du Plan. Lorsque le CEO a fait des demandes de renseignements en prévision du présent rapport, il a trouvé que le ministère de l'Énergie était généralement réticent ou incapable de fournir les explications détaillées sur les éléments du Plan, particulièrement dans le cas des données sous-jacentes ou de soutien du PÉLT²⁵. Le CEO remet en question le degré auquel le ministère a validé avec rigueur les données sur les investissements en économie d'énergie, les avantages des contribuables liés à l'économie d'énergie et les économies prétendues en électricité. Le ministère a indiqué que le PÉLT s'appuyait sur les données de l'OEO, mais il n'a fourni aucun document source. De plus, le ministère a déclaré que l'information sur les prévisions de prix dans le Plan était confidentielle, et il ne l'a pas divulguée au CEO. Certains renseignements sur le profil d'approvisionnement, soit la production et les économies d'énergie, ont été remis beaucoup plus tard que prévu. Par conséquent, on a manqué de temps pour analyser les données. Alors, le CEO ne peut pas faire de commentaires sur la précision des éléments du Plan, ni sur la validité de ses propositions. Il s'agit d'une limite importante, car la directive sur le profil d'approvisionnement est étroitement alignée au PÉLT et elle fournit une orientation précise pour créer le PREI. Le PREI II de l'OEO doit présenter ces données pour que l'on puisse examiner les hypothèses. Étant donné cette limite, les déclarations d'approbation du CEO tiennent compte de cet avertissement.

Le PÉLT comme un document de planification intégrée des ressources

Si l'on voit le PÉLT comme un plan fonctionnel, soit un guide technique pour planifier le réseau d'électricité et la conception du programme, trois de ses aspects sont dignes d'éloges. D'abord, une méthode élargie pour fixer des cibles d'économie d'énergie comprend à la fois les cibles de consommation et de la demande. Ensuite, il traite explicitement l'économie d'énergie comme une ressource d'approvisionnement. Finalement, l'alignement de la politique, de la planification et des programmes en matière de GDE tiennent compte des répercussions des cibles de consommation. Ces trois aspects sont présentés en profondeur ci-dessous.

Premièrement, il est louable qu'il reflète (ainsi que les directives sur le profil d'approvisionnement et sur la GDE) une méthode élargie pour fixer des objectifs d'économie d'énergie qui comprennent à la fois les cibles sur la consommation et sur la demande. Le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009* (volume 1) recommande de telles cibles. D'après le CEO, il est évident que les cibles fondées sur la consommation sont utiles, car toutes les technologies d'approvisionnement ont des effets négatifs sur l'environnement, et l'économie d'énergie réduit la quantité de nouvelles productions qu'il faudrait autrement créer.

Les cibles fondées sur la consommation, à l'instar des cibles de réduction de la demande de pointe, procurent des avantages à la planification du réseau puisque les deux types de cibles régissent la croissance de la production. Les premières font diminuer le besoin en production de base²⁶ et intermédiaire et les dernières affaiblissent le besoin de produire de l'énergie en période de pointe. Il est difficile de prévoir la demande avec précision, et les planificateurs risquent de construire un réseau d'électricité trop grand. Par exemple, le PREI I de l'OEO proposait de construire entre 1 400 et 3 400 MW de nouvelle puissance nucléaire et trois centrales supplémentaires alimentés au gaz naturel²⁷. Trois ans plus tard, puisque la croissance de la demande est inférieure à ce qui avait été prévu, le PÉLT propose la construction de seules deux nouvelles centrales nucléaires (environ 2 000 MW) et une centrale alimentée au gaz²⁸.

Les cibles sur la consommation aident à maintenir une marge d'erreur aussi petite que possible en diminuant le besoin de nouvelles centrales de production de base et en ralentissant la croissance de la production globale. Dans le cas où un excédent s'accumulait, puisque la quantité de productions construites est conservée aussi basse que possible et que le réseau électrique est de taille inférieure, il aurait des effets économiques et environnementaux moins graves. Les cibles de consommation offrent des avantages supplémentaires environnementaux et économiques bien supérieurs à ceux des cibles pour la période de pointe, car elles permettent de réduire la demande tout au long de l'année, et non seulement pendant les périodes de pointe.

Le deuxième aspect digne d'éloges du PÉLT est qu'il traite de façon explicite l'économie d'énergie comme une ressource d'approvisionnement. Les tableaux et les graphiques du PÉLT présentent les cibles sur la demande sous le nom de « puissance installée »²⁹. Le Plan déclare que l'économie d'énergie est la ressource la plus rentable et il qu'il s'agit de la première et meilleure ressource. Il s'agit d'un ajout qui décrit de façon explicite la philosophie sous-jacente à la politique sur l'électricité. Le CEO remet en question cependant la raison pour laquelle le ministère n'a pas élargi cette idée pour y inclure officiellement les priorités³⁰. Étant donné que la directive sur le profil d'approvisionnement indique qu'il faudrait accélérer le travail sur les cibles, ou si possible les dépasser, et que le PREI I de l'OEO a déterminé un « ordre des priorités » pour planifier les ressources (semblable à la procédure de planification relative à la priorité), il semble adéquat d'avoir une orientation claire. L'adoption du principe de priorité comme un principe directeur officiel dans la directive sur le profil d'approvisionnement pour qu'il soit repris dans le PREI II de l'OEO aurait dû permettre cette orientation.

Un troisième aspect positif de la définition des cibles sur la consommation est qu'elle permet de mieux aligner les politiques, la planification et les programmes. Les objectifs et la conception de la plupart des programmes de GDE offerts en Ontario sont désormais reflétés dans le plan d'électricité. À l'exception des programmes de réponse à la demande des secteurs industriels et résidentiels, tous les programmes de GDE de l'Ontario visent à réduire la consommation ou à augmenter l'efficacité de l'électricité. De tels programmes se concentrent sur les économies de kWh. Le fait d'instaurer des cibles de consommation clarifie les priorités du gouvernement pour les ELD et les gestionnaires des programmes de l'OEO et permet d'encourager les ELD et l'OEO à appuyer ces programmes, au lieu de consacrer des ressources essentiellement aux programmes de réponse à la demande.

Le PÉLT comme une politique

le Plan est une importante déclaration de politique socio-économique qui intègre les priorités en matière d'énergie, d'environnement et d'économie.

Selon le CEO, le PÉLT est plus qu'un projet de planification et de conception de l'infrastructure de l'électricité de la province pour les deux prochaines décennies. Le CEO croit que le Plan est une importante déclaration de politique socio-économique qui intègre les priorités

en matière d'énergie, d'environnement et d'économie. Les propositions du Plan pour favoriser davantage l'économie d'énergie, l'énergie renouvelable et le réseau intelligent sont louables. Le principal défaut du Plan est qu'il n'est pas un plan énergétique. Il s'agit plutôt d'un plan d'électricité.

L'avant-propos du Plan indique clairement que le PÉLT sert à une fin politique élargie étroitement liée à la LEVEV. Le Plan relie l'infrastructure de l'électricité à une stratégie industrielle fondée sur les industries en plein essor qui fabriquent une technologie d'énergie propre. Le PÉLT utilise aussi la planification de l'électricité pour agir contre les changements climatiques. Il représente le prolongement de la politique environnementale pour décarboniser la production d'énergie et aider l'Ontario à délaisser l'utilisation du charbon puisqu'il s'agit d'une industrie en déclin. Il encourage fortement l'édification d'un réseau intelligent. Pour ce faire, le Plan fait la promotion de technologies de transformation, c'est-à-dire des technologies utilisées de façon novatrice pour créer de nouveaux modèles d'affaires et transformer le marché de l'électricité. Par exemple, il accélérera l'évolution des services des entreprises consacrées à la distribution d'énergie qui ne transmettent que des électrons à des fournisseurs de services énergétiques et qui ne proposent ni économie d'énergie ni production décentralisée.

Le Plan reconnaît aussi de façon candide que les prix augmenteront au cours des 20 ans en raison des dépenses en immobilisations de la nouvelle infrastructure. Le Plan tente d'engager une discussion avec les Ontariens sur le besoin de prix d'électricité élevés. Malheureusement, le gouvernement continue d'employer la méthode politique des dernières décennies : la seule solution aux prix d'électricité élevés est les prix inférieurs d'électricité. Lorsque le gouvernement a lancé des réductions et des crédits d'impôts pour compenser les augmentations de prix, il n'a pas tenté d'utiliser le PÉLT pour transformer le problème de la hausse des prix en une occasion d'économiser l'énergie et il ne s'est pas occupé des effets nuisibles que les réductions et d'autres actions pour protéger les consommateurs des signaux de prix ont sur la croissance de la charge. On aurait dû divulguer de l'information pour aider les Ontariens à comprendre que les subventions de prix vont à l'encontre de l'économie d'énergie et que certaines méthodes pour baisser les prix favorisent mieux l'économie d'énergie que d'autres moyens.

En tant que document politique social, le PÉLT aurait pu être amélioré en y expliquant directement les compromis qui découlent du choix *entre* les options de production et d'économie d'énergie ainsi que les concessions *parmi* les options liées à la production. La consultation en ligne du ministère a fait une comparaison limitée des types de production, mais elle n'a pas donné assez de renseignements détaillés pour que l'on comprenne les choix difficiles liés à ces options d'approvisionnement. Essentiellement, le Plan évite ces questions et il rate l'occasion d'utiliser le PÉLT pour obtenir un consensus. Il aurait dû consacrer davantage d'efforts pour expliquer que toutes les options d'approvisionnement comportent des conséquences néfastes pour l'environnement et offrent des occasions économiques. Il aurait fallu expliquer que l'opposition publique, soit l'insatisfaction liée aux prix élevés qui reflètent le coût réel de l'énergie et la résistance locale contre la construction de tout type de production d'énergie, a fréquemment gêné la réforme du réseau électrique de l'Ontario. Le Plan aurait dû proposer un outil pour favoriser l'acceptation et les apprentissages collectifs relativement aux choix difficiles, en présentant de simples comparaisons juxtaposées des principaux compromis liés aux points suivants :

- Coût – utiliser une base commune pour comparer des données équivalentes des ressources en approvisionnement, y compris de l'économie d'énergie³¹;
- Répercussions environnementales – décrire les coûts non comptabilisés et non compris dans le prix de l'électricité (p. ex., les émissions du charbon et d'autres substances, la gestion des déchets, la fermeture des centrales et l'assainissement des lieux, la responsabilité) et la façon de les monnayer;
- Restrictions techniques – limites liées à l'exploitation comme la disponibilité des lignes de transport et les activités du réseau;
- Obstacles à l'acceptation publique – l'aspect esthétique, le bruit, les effets sur la santé et la sécurité;
- Croissance économique – les emplois potentiels nets et les retombées des industries traditionnelles et des industries stratégiques émergentes.

En rétrospective, compte tenu des nouveautés de 2011 dans les politiques, le manque d'orientation pour les agences d'électricité, les ELD et la CENO sur leur objectif commun est une lacune du PÉLT. Le Plan aurait dû présenter un exposé pour conseiller ces organismes et leur indiquer que leurs actions devraient suivre la direction commune des politiques pour réussir à économiser l'énergie. Ces organismes jouent un rôle important et déterminent la portée et le rythme de l'économie d'énergie. Par conséquent, le Plan aurait dû préciser les attentes du gouvernement vis-à-vis de ses agences, ses distributeurs et de son responsable de la réglementation^{32, 33}.

Finalement, le PÉLT est un plan énergétique de nom seulement. Il ne traite que d'électricité, et il s'agit essentiellement d'un plan d'électricité. On voit les sources d'énergie primaires, telles que le gaz naturel, l'uranium et la biomasse, uniquement comme une source d'énergie thermique pour produire de l'électricité³⁴. La discussion sur les sources d'énergie renouvelable est, de façon similaire, limitée aux applications de production. L'énergie solaire thermique et géothermique ont d'autres utilités, notamment la climatisation des espaces, le chauffage de l'eau à la maison et l'alimentation des procédés industriels (voir l'annexe A).

La définition de l'économie d'énergie de la directive sur le profil d'approvisionnement comprend le chauffage et le refroidissement géothermique et le chauffage à l'énergie solaire. Toutefois, comme il s'agit d'un plan d'électricité, la définition ne s'applique qu'à réduire la charge de ces technologies et non à réduire l'utilisation des sources d'énergie hydrocarbonée. De façon similaire, la directive dicte à l'OEO de tenir compte de l'accumulation, soit de son rôle pour augmenter la fiabilité du réseau, répondre à la demande de pointe et offrir des avantages aux clients et au réseau, mais il limite la portée de l'accumulation de l'électricité à la réduction de la demande en énergie et il ne tient pas compte du stockage d'énergie thermique pour diminuer l'utilisation des hydrocarbures.

Le PÉLT ne fait même pas mention de la consommation et l'économie de pétrole, des carburants de transport dérivés des produits pétroliers et de propane. Il ne présente pas non plus une analyse politique précieuse des utilisations de l'énergie des districts, de l'électrification des transports et des effets d'une loi sur le plafonnement et l'échange sur l'utilisation de l'énergie. Ce sont là de graves lacunes qu'il faut régler.

On a besoin d'un plan qui décrit une stratégie pour plusieurs carburants et qui tient compte des activités interreliées des gouvernements, des services publics et d'électricité, des organismes non gouvernementaux et des entreprises³⁵. Certaines régions, comme la Californie, ont intégré les actions du gouvernement et des services publics relatives à plusieurs carburants pour produire

un plan d'action pluriannuel sur l'énergie³⁶. Le besoin d'une stratégie énergétique sur plusieurs carburants est particulièrement important pour orienter les politiques sur les utilisations finales de l'énergie qui pourraient être comblées par plus d'une source de carburant. D'un côté, le PÉLT encourage le changement de source d'énergie pour chauffer les édifices, soit de passer de l'électricité au gaz naturel, mais, d'un autre côté, les cibles gouvernementales de réduction des émissions de GES encouragent le changement, certes, mais dans la direction opposée³⁷.

Tel qu'il est recommandé dans le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 1)* du CEO, un bon point de départ pour un vrai plan énergétique serait d'élaborer une stratégie d'économie d'énergie pour plusieurs sources d'énergie.

Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie s'appuie sur le travail accompli dans le Plan énergétique à long terme et qu'il produise un plan énergétique exhaustif pour plusieurs sources d'énergie.

4 : Prix de l'électricité



Le coût de l'électricité a fait les manchettes partout en Ontario en 2010. La mise en œuvre de la tarification au compteur horaire, la mise en application de la taxe de vente harmonisée (TVH) et les questions sur le coût de l'énergie renouvelable sont une combinaison de facteurs qui ont soulevé des inquiétudes chez les Ontariens sur le prix de l'électricité. Le gouvernement de l'Ontario a été forcé de se camper en défensive et d'expliquer pourquoi les prix de l'électricité en Ontario augmenteront et de combien.

Le PÉLT du gouvernement estime que le prix de l'électricité « global » augmentera d'un peu plus de 30 % (en chiffres absolus) entre 2010 et 2014. Le gouvernement associe ces augmentations de coûts aux investissements pour la nouvelle production d'énergie renouvelable, la modernisation des lignes de transport et de la distribution et les améliorations des centrales nucléaires et de gaz naturel. Après 2014, on s'attend à ce que les prix se stabilisent, car la majorité des investissements sur les nouvelles sources d'énergie sera terminée.

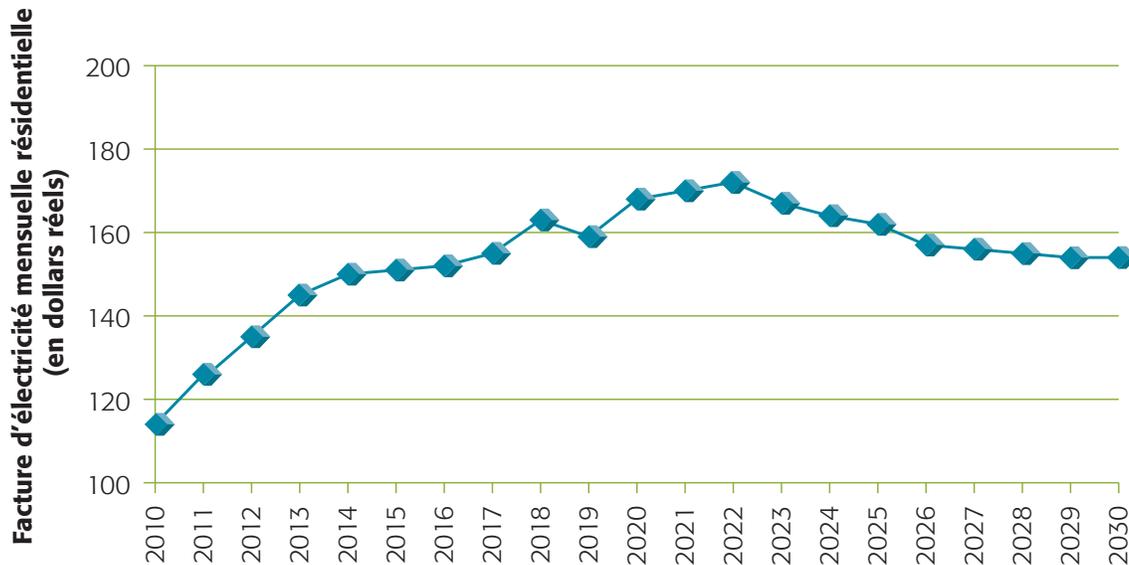


Figure 3: Prédiction sur la facture d'électricité mensuelle résidentielle, de 2010 à 2030

Remarque : Le prix « global », après impôt, s'appuie sur une consommation mensuelle de 800 kWh.

Source : Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*.

En Ontario, le gouvernement possède un pouvoir considérable pour avoir une incidence sur le prix de l'électricité, notamment l'imposition et les dépenses gouvernementales ainsi que l'orientation des politiques pour les agences de l'électricité. Le gouvernement doit tenir compte de multiples objectifs en matière de politiques qui pourraient comprendre les points suivants :

- Récupérer les coûts liés à l'exploitation du réseau électrique;
- Maintenir des prix justes en s'assurant que les factures d'électricité payées par chacun des consommateurs (et chaque classe de consommateurs) correspondent bien à leur part des coûts du système (principe de *causalité* des coûts);
- Diminuer les répercussions négatives sociales et économiques, particulièrement pour les groupes très sensibles aux changements de prix, notamment les consommateurs au faible revenu et les industries à la consommation énergétique intense;
- Faire la promotion d'autres objectifs sociétaux comme la protection de l'environnement, l'économie d'énergie et la création d'emplois.

Il est impossible d'atteindre complètement les quatre objectifs. Le gouvernement doit prendre des décisions difficiles lorsqu'ils entrent en conflit. Compte tenu de ces pouvoirs et de ces compromis, on traite ci-dessous des changements apportés à la politique des prix sur l'électricité en Ontario en 2010.

4.1 Changer le coût de l'énergie grâce à une politique fiscale

Dans le cadre de l'harmonisation de la taxe de vente provinciale à la taxe sur les produits et les services (TPS), l'électricité (ainsi que l'essence et les carburants pour le chauffage résidentiel) a été assujettie à la TVH de 13 % à compter du 1^{er} juillet 2010. Auparavant, la TPS rattachée à ces sources d'énergie n'était que de 5 %. Il est important de prendre note que la taxe provinciale était un choix délibéré, et non une conséquence inévitable de l'harmonisation, car le gouvernement de l'Ontario a instauré des réductions dans les points de vente pour la portion provinciale de la TVH pour plusieurs autres catégories de produits et de services.

Dans le budget de l'Ontario de 2010, le gouvernement a aussi annoncé deux mesures d'allègement fiscal liées à l'énergie, soit le Crédit pour les coûts d'énergie dans le Nord de l'Ontario (« afin de les aider avec leurs coûts d'énergie domiciliaire, qui sont souvent plus élevés dans le Nord en raison des hivers plus rigoureux »³⁸) et le Crédit d'impôt de l'Ontario pour les coûts d'énergie et les impôts fonciers (« pour vous aider avec la taxe de vente sur l'énergie que vous payez »³⁹). Cependant, ces crédits ne sont pas directement liés à la quantité d'énergie qu'un ménage consomme. Il s'agit plutôt de crédits ajustés en fonction du revenu qui offrent un allègement fiscal général aux résidents du Nord ainsi qu'aux ménages à faible ou à moyen revenu qui louent une propriété ou paient des impôts fonciers.

Ces deux crédits d'impôt existaient depuis seulement six mois lorsque le gouvernement a lancé un troisième crédit lié à l'énergie, soit la POEP, dans son énoncé économique de l'automne 2011. L'objectif déclaré de la POEP est de servir de mesure transitoire pour aider les Ontariens à assumer les coûts augmentés des investissements dans le réseau de l'électricité. Contrairement aux deux autres crédits d'impôt, la POEP s'élève de façon directement proportionnelle à la consommation réelle d'électricité. Les consommateurs admissibles (domiciles, fermes, petites entreprises et autres petits consommateurs) profitent d'une réduction de 10 % sur leur facture d'électricité globale après impôt. Il est proposé que la POEP soit en vigueur pendant cinq ans. En 2011, la POEP aura pour répercussion financière de transférer la somme de 1,1 milliard de dollars des contribuables ontariens aux clients du distributeur d'électricité.

Commentaires du CEO

Les actions sur le prix de l'énergie en 2010 montrent que le gouvernement se fait tirer dans plusieurs sens.

Par le passé, on disait que l'électricité était une « nécessité de la vie » et qu'il était injuste pour les familles à faible revenu d'avoir à assumer une taxe sur l'électricité. Il s'agissait là des arguments contre la taxation de l'électricité. Lorsque le gouvernement ajoute la TVH aux factures d'énergie, au même moment où il instaure des crédits d'impôt pour atténuer ou éliminer les répercussions pour les personnes à faible ou à moyen revenu, il traite alors l'électricité comme tous les produits et les services et il envoie un signal de prix juste à tous les consommateurs sur les coûts de l'électricité. De plus, il préserve la nature progressive des taxes. Le CEO croit qu'il s'agit d'un changement positif qui stimulera l'économie d'énergie.

D'un autre côté, la POEP renverse essentiellement la répercussion de la TVH et réinstaura une subvention artificielle de prix sur l'électricité. Puisque la réduction est financée par le revenu du gouvernement et que la taille de cette réduction est proportionnelle à la quantité d'électricité consommée, elle se sert du système des taxes pour transférer de façon indirecte le reste des petits consommateurs aux grands consommateurs d'énergie. Il existe d'autres méthodes sur lesquelles le gouvernement pourrait se pencher s'il croit que l'aide à la transition est nécessaire. La réduction sur la facture pourrait être une somme fixe⁴⁰ au lieu d'être liée à la consommation d'électricité. Aussi, la subvention pourrait servir à réduire le prix de l'énergie seulement pendant les heures hors pointe, ce qui creuserait une différence entre le prix des périodes de pointe et celui des périodes hors pointe. Ainsi, les consommateurs seraient motivés à tirer profit des périodes hors pointe (voir la section 4.2 pour obtenir de plus amples renseignements sur la tarification au compteur horaire). On pourrait réduire aussi la subvention pendant la période de cinq ans pour inciter les consommateurs à revenir vers l'économie d'énergie nécessaire.

La subvention du prix de l'électricité est une mesure incitative pernicieuse qui nuit à l'économie d'énergie. Comme la plupart des produits et des services, le prix de l'électricité est inversement lié à la quantité consommée. Selon une estimation, la réduction artificielle de 10 % sur le prix de l'électricité de la POEP pour avoir une répercussion à court terme et faire augmenter la



consommation totale d'électricité en Ontario de 1,3 %. Cette quantité est égale à un tiers de l'électricité censée être économisée grâce aux programmes d'énergie des services publics de 2011 à 2014⁴¹.

À court terme, les consommateurs répondent aux augmentations de prix en changeant leurs comportements et en diminuant leur consommation (p. ex., ils ferment les lumières, ils utilisent moins la climatisation). Les options d'agir sont limitées, et les consommateurs pourraient bien avoir à endurer les prix élevés. Cependant, au fil du temps, les personnes s'adaptent aux situations grâce au changement technologique et aux investissements dans les mesures d'économie d'énergie. À la lumière des prix élevés de l'énergie, la période de recouvrement pour la modernisation domiciliaire ou pour un appareil au haut rendement énergétique devient attrayante. Par conséquent, l'économie d'énergie à long terme stimulée par les changements de prix est bien plus grande que celle à court terme. Une augmentation de 10 % des prix résidentiels pourrait mener, à long terme, à une chute de 9 % de la consommation⁴². La POEP atténue cette répercussion et ralentit les investissements en économie d'énergie.

Le CEO recommande que les ministères de l'Énergie, du Revenu et des Finances améliorent le concept de la Prestation ontarienne pour l'énergie propre pour que toute aide à la transition sur les factures d'électricité ne serve pas de mesure dissuasive contre l'économie d'énergie.

4.2 Prix variables

On le sait, l'Ontario se dirige vers un prix d'électricité variable. En 2010, des changements réglementaires ont fait augmenter l'importance du temps dans le prix de l'électricité pour les grands consommateurs d'électricité. On a aussi évalué des changements pour les petits consommateurs, et ce même si la tarification au compteur horaire est en cours de déploiement au sein de ce groupe.

4.2.1 Différents prix variables

Un **prix variable** s'appuie sur plusieurs méthodes différentes pour établir un prix. Toutes ces méthodes sont différentes de l'établissement d'un prix fixe où les frais par unité d'électricité consommée demeurent les mêmes en tout temps.

- La **tarification au compteur horaire** définit différents degrés de prix sur l'électricité (périodes de pointe, médiane et creuse, consommateurs ontariens à faible revenu) à différentes heures du jour. Les heures pendant lesquelles un prix donné est en vigueur sont connues d'avance, et les révisions périodiques des prix sont lancées pour les ajuster au besoin et favoriser le recouvrement des coûts.
- Le **prix en temps réel** varie en fonction de l'heure et de façon imprévisible. Le prix de l'électricité pour une heure quelconque est fixé à un moment donné par rapport au prix de vente en gros. Habituellement, il n'est pas connu longtemps d'avance.
- La **tarification en période de pointe** met en application des prix très élevés pendant quelques heures de l'année lorsque les réseaux d'électricité subissent une demande très intense (il s'agit habituellement des heures de la demande de pointe saisonnière). Ces heures pourraient être divulguées d'avance ou non.

Comprendre les coûts d'approvisionnement en électricité

Si l'on veut évaluer les répercussions de la tarification variable, il est nécessaire de comprendre comment on recouvre les coûts d'approvisionnement en électricité, qui ne comprennent ni les coûts de transport ni de distribution, au moyen de prix pour les grands et les petits consommateurs.

Les coûts d'approvisionnement en électricité se composent des éléments suivants :

- Les coûts payables aux fournisseurs d'électricité (producteurs, importateurs et ressources en GAD) selon le prix de vente en gros du marché pour l'électricité;
- Les coûts supplémentaires des contrats payables aux fournisseurs au moyen de l'ajustement général.

Le prix de vente en gros du marché suit de près le coût *variable* de la production de l'électricité. Il est faible lorsque les centrales nucléaires ou hydroélectriques de la production de base suffisent à répondre à la demande totale, il s'élève pour suivre le coût des carburants lorsqu'il faut se servir des centrales au charbon ou au gaz naturel et il s'élève encore davantage lorsqu'il faut faire appel à d'autres options comme les centrales de gaz naturel de pointe, d'hydroélectricité ou la réponse à la demande (les consommateurs sont récompensés s'ils diminuent leur consommation d'électricité).

Malheureusement, le marché de gros en Ontario s'est avéré inefficace pour permettre aux nouvelles centrales de production de recouvrir leurs dépenses fixes en immobilisations. Afin de faire en sorte que les investissements pour les centrales de production nouvelles et remises en service soient viables, presque tous les producteurs d'électricité (y compris la plupart des centrales nucléaires, au gaz naturel et d'énergie renouvelable) touchent des sommes de soutien grâce à l'ajustement général. Sans cette aide, il est invraisemblable que le marché ait suffisamment de ressources pour répondre à la demande en Ontario. Au cours des dernières années, nombreuses sont les nouvelles centrales aux contrats à long terme qui sont entrées en service, et le pourcentage du coût d'approvisionnement à verser dans le cadre de l'ajustement général s'est élevé de façon drastique, tandis que, au même moment, le prix de vente en gros du marché a chuté. L'ajustement général permet aussi de financer les programmes d'économie d'électricité.

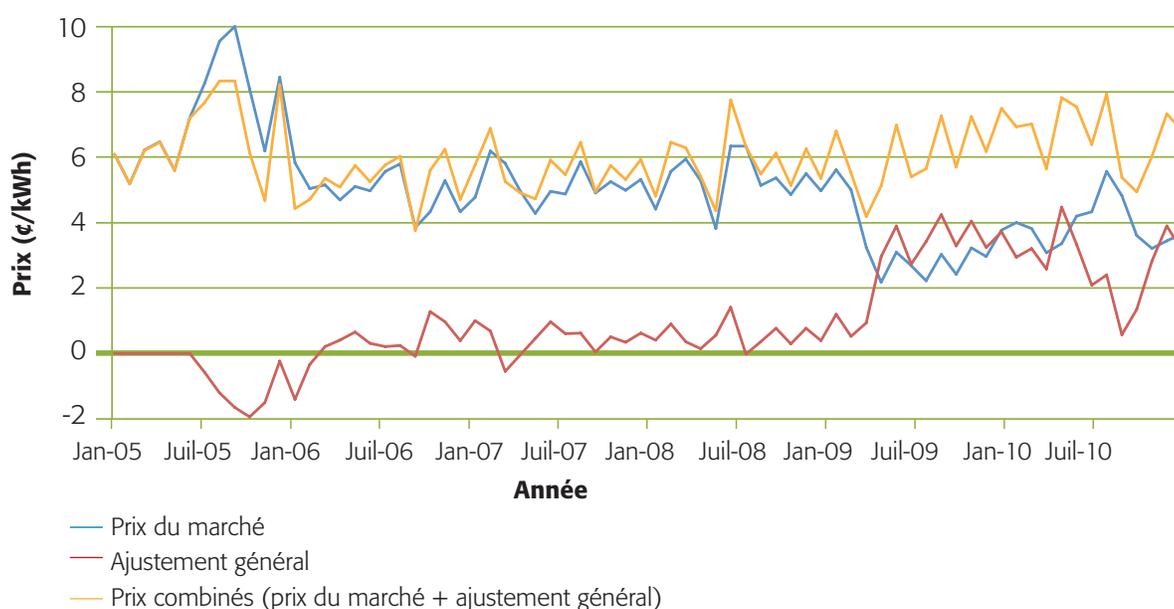


Figure 4 : Prix de vente en gros de l'électricité et ajustement général en Ontario, de 2005 à 2010

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ).

Tous les consommateurs d'électricité en Ontario paient l'ajustement général. Cependant, dans le cas des consommateurs au faible volume qui ont adhéré à la grille tarifaire réglementée (GTR), ce qui représente pratiquement tous les consommateurs résidentiels et certaines petites entreprises et institutions, les frais liés à l'ajustement général sont compris dans le tarif réglementé fixé par la CENO et ils ne sont pas présentés sur une ligne distincte de la facture.

En ce qui a trait à la tarification au compteur horaire, le coût de l'électricité, tel qu'il est déterminé à la fois par le prix de vente en gros du marché et l'ajustement général, se divise en trois catégories, soit la tarification hors pointe, moyenne et de pointe. La part des coûts consacrée à chaque catégorie détermine les trois tarifs au compteur horaire. Il s'agit d'un calcul bien simple pour attribuer la bonne part du prix de vente en gros du marché à chaque catégorie. Toutefois, il faut user de jugement pour savoir comment répartir les coûts de l'ajustement général. Par exemple, les sommes de soutien pour les centrales nucléaires, d'hydroélectricité pour la production de base et l'efficacité énergétique sont divisées en parts égales pour toutes les périodes. Les sommes de soutien pour les centrales au gaz naturel sont déterminées en fonction du temps d'exploitation des centrales et celles pour les programmes de réponse à la demande sont versées seulement en fonction des heures de pointe⁴³. Par conséquent, si l'on modifie la façon dont ces coûts sont répartis, on change les tarifs au compteur horaire.

Les grands consommateurs d'électricité, soit les fabricants, les écoles et les hôpitaux, ne reçoivent pas une facture en fonction des tarifs de la GTR. Ils sont exposés au prix de vente en gros du marché pour l'électricité et ils paient le prix courant en temps réel qui change d'heure en heure, ou parfois à une fréquence supérieure, et l'ajustement général qui, jusqu'en 2011, était fixé en fonction de leur consommation totale d'électricité.

La tarification de la période de pointe intense pour l'ajustement général

En octobre 2010, le gouvernement a modifié le Règlement de l'Ontario 429/04, pris en application de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, ce qui a changé la façon dont on calcule l'ajustement général. Conformément aux nouvelles règles, les clients sont répartis en deux groupes.

- Les très grands consommateurs (p. ex., les établissements industriels majeurs, les universités), dont la demande de pointe moyenne mensuelle est supérieure à 5 MW, font partie des consommateurs de classe A. Ces consommateurs devront payer un ajustement général proportionnel à leur part de la consommation électrique provinciale pendant les 5 heures de l'année où la demande ontarienne était la plus intense⁴⁴.
- Les petits consommateurs font partie de la classe B et ils continueront de payer l'ajustement général en fonction de leur volume de consommation, c'est-à-dire qu'il est calculé d'après la quantité totale d'électricité consommée.



Ce changement agit essentiellement comme une forme de tarification en période de pointe intense. Il sert de mesure très incitative pour les consommateurs de classe A pour qu'ils réduisent leur consommation pendant les périodes de pointe du réseau, car il module près de 50 % de leurs coûts annuels en électricité en fonction de leur consommation pendant seulement quelques heures de pointe de l'année.

Fondamentalement, les heures de pointe exactes pour l'année ne sont pas connues d'avance, car la demande variera en fonction de facteurs comme la température et

l'activité économique. Par conséquent, les consommateurs de classe A seront vraisemblablement susceptibles de réduire leur consommation pendant une grande quantité d'heures (peut-être de 50 à 100 heures) pour enregistrer une consommation inférieure pendant les cinq heures fatidiques. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) estime que le changement lié à la modification du Règl. de l'Ont. 429/04 pourrait retrancher de 450 à 500 MW à la demande de pointe de l'Ontario et qu'il a le potentiel de faire économiser environ 450 millions de dollars de dépenses en immobilisations aux nouvelles centrales et de réduire le prix moyen d'approvisionnement en électricité (ajustement général + prix de vente en gros) d'environ 0,4 cent par kWh⁴⁵.

Le prix que les petits consommateurs paient sera touché de façon indirecte. Avant cette modification au règlement, les consommateurs de classe A affichaient un pourcentage de consommation d'électricité bien supérieur pendant les périodes hors pointe à celui des petits consommateurs, car de nombreux consommateurs de classe A sont de grandes industries exploitées en tout temps. En janvier 2011, les consommateurs de classe A représentaient 15 % de la consommation d'électricité totale en Ontario, mais seulement 11 % de la demande de pointe pour la période de production de base correspondante⁴⁶. Selon les anciennes règles, les consommateurs de classe A auraient payé 15 % des coûts de l'ajustement général. D'après les nouvelles règles, ils assumeront 11 % de ces coûts. Au fil de l'année, cette modification représente un transfert des coûts d'électricité d'environ 150 millions de dollars des consommateurs de classe A à ceux de la classe B⁴⁷. Cette somme pourrait grossir si les consommateurs de classe A agissent selon les attentes et trouvent des moyens de réduire leur consommation pendant les heures de pointe.

La tarification au compteur horaire pour les petits consommateurs : réviser la fourchette de prix

Plus de 1,6 million de petits consommateurs en Ontario assujettis à la GTR à la fin de 2010 paient maintenant leur électricité en fonction de la tarification au compteur horaire, car plusieurs grands distributeurs, comme Toronto Hydro, ont converti la majorité de leur clientèle à cette tarification.

Puisque la tarification au compteur horaire vient tout juste d'entrer en vigueur pour la plupart des clients de la GTR, le gouvernement a adopté un règlement⁴⁸ qui exige que la période hors pointe quotidienne commence dès 19 h à compter du 1^{er} mai 2011 (auparavant, la période hors pointe commençait à 21 h les jours de semaine). Au même moment, la CENO a lancé la révision de la structure de la tarification au compteur horaire.

Le CEO a déjà indiqué que la différence de prix entre les tarifs de pointe et hors pointe pour les clients de la GTR ne suffit pas à favoriser un transfert considérable de la charge⁴⁹. Une étude lancée dans le cadre de la révision de la CENO en arrivait à la même conclusion et estime que le ratio de 1,9:1 des tarifs de pointe et hors pointe alors en vigueur (9,9 cents par kWh pendant les périodes

de pointe par comparaison à 5,1 cents par kWh pendant les périodes hors pointe) pourrait faire chuter approximativement de 1 % la demande moyenne des consommateurs en période de pointe. Selon l'étude, un ratio supérieur de 4:1 pour les périodes de pointe et hors pointe pourrait entraîner une chute de la demande de pointe trois fois plus importante que la précédente⁵⁰.

Le CEO a déjà indiqué que la différence de prix entre les tarifs de pointe et hors pointe pour les clients de la GTR ne suffit pas à favoriser un transfert considérable de la charge. Une étude lancée dans le cadre de la révision de la CENO en arrivait à la même conclusion

L'étude suggère également plusieurs options susceptibles de hausser le ratio des tarifs de pointe et hors pointe. Toutefois, à la suite d'une consultation avec des intervenants, la CENO a remarqué en mars 2011 que les intervenants appuyaient peu ces options, plus particulièrement parce qu'elles s'écartent de la causalité des coûts. La CENO en conclut qu'il est trop tôt à l'heure actuelle pour apporter des changements à la structure de la tarification au compteur horaire. De plus, elle a annoncé qu'elle lancerait un processus de collecte de données pour connaître les réponses des clients sur la tarification au compteur horaire. Ces données pourraient à l'avenir servir à étayer d'autres analyses sur la structure de la tarification au compteur horaire⁵¹.

Commentaires du CEO sur la tarification variable

À la lumière du profil d'approvisionnement de l'Ontario proposé pour les 20 prochaines années (voir la section 3), deux objectifs semblent souhaitables pour la tarification variable de l'électricité. D'abord, le prix devrait refléter le coût marginal en temps réel de l'électricité. Ensuite, le prix devrait envoyer un signal pour éviter les prix extrêmes. Ces points sont expliqués ci-dessous.

1. Les prix devraient refléter le coût marginal en temps réel de l'électricité. Le coût marginal de l'électricité reflète l'équilibre entre l'offre et la demande et il comporte des éléments prévisibles et imprévisibles. La hausse et la chute quotidiennes de la demande en électricité sont prévisibles et peuvent être bien évaluées au moyen de la tarification au compteur horaire. Les pannes des centrales et l'approvisionnement fluctuent des sources d'électricité renouvelable et intermittente (énergie éolienne et solaire) viennent ajouter un élément imprévisible. Cet élément gagnera en importance dans l'avenir, car le pourcentage de sources intermittentes dans le profil d'approvisionnement en Ontario s'élèvera grandement. Seule la tarification en temps réel peut atténuer l'imprévisible.

Les prix devraient refléter le coût marginal en temps réel de l'électricité.

Par conséquent, le CEO suggère que les programmes d'économie d'énergie en Ontario donnent l'occasion aux clients de la GTR de répondre aux signaux de prix en temps réel. Ces occasions pourraient prendre plusieurs formes. Par exemple, un programme d'adhésion volontaire pourrait envoyer des prix en temps réel aux clients désireux et capables de répondre à la variation de prix (p. ex., les clients qui possèdent des appareils intelligents, des appareils de surveillance de la consommation). Une autre méthode consiste à relier l'activation des programmes, tels que le programme *PeakSaver*^{MD} (gestion de la charge résidentielle), directement aux signaux de prix du marché de la vente en gros. À l'heure actuelle, les services publics lancent ce programme en réduisant la demande énergétique des appareils des clients pendant les périodes de demande intense du réseau, mais il n'est pas directement fondé sur les prix en temps réels.

2. Les prix devraient envoyer un signal pour éviter les prix extrêmes. Le réseau d'électricité de l'Ontario est conçu pour répondre à la demande la plus élevée de l'année. Le fait de réduire cette demande intense saisonnière pourrait entraîner d'importantes économies de coûts en éliminant le besoin de construire de nouvelles centrales ou lignes de transport. Essentiellement, puisqu'il s'agit de coûts futurs que l'on peut éviter, les signaux de prix n'en tiennent pas pleinement compte et s'appuient seulement sur le recouvrement des coûts actuels du réseau. Ainsi, le CEO croit qu'il faudrait augmenter la différence de prix entre les périodes de pointe et hors pointe de la tarification au compteur horaire des clients de la GTR afin de réduire la demande de pointe et d'éviter ces coûts éventuels, et ce, même si cette solution s'écarte de la causalité des coûts. Toutefois, il est compréhensible que la CENO émette des réserves à l'heure actuelle et qu'elle hésite à modifier la structure de la tarification au compteur horaire, et ce, pour deux raisons. La première est que les consommateurs ne font qu'apprivoiser les périodes et les prix de la tarification au

Les prix devraient envoyer un signal pour éviter les prix extrêmes.

compteur horaire. La deuxième est qu'on ne possède que des données préliminaires ontariennes sur la façon dont cette tarification modifie le comportement des consommateurs⁵².

Commentaires du CEO sur la tarification de la période de pointe intense

Grâce au règlement sur l'ajustement général, le gouvernement s'est de toute évidence éloigné de la causalité des coûts afin de proposer une mesure très incitative pour réduire la demande de pointe. Le CEO appuie cette méthode et souligne les avantages économiques et environnementaux qui découleront d'une utilisation davantage efficace de nos options actuelles de production d'énergie et de la diminution du besoin d'investir dans de nouvelles infrastructures.

Cependant, le CEO s'interroge sur deux petites inquiétudes qui portent toutes deux sur le transfert des coûts d'électricité des grands consommateurs industriels aux autres consommateurs. D'abord, on limite la tarification de la période de pointe intense aux clients dont la consommation est supérieure à 5 MW. Cette façon de faire ne permet pas aux petits consommateurs de réduire leurs coûts liés à l'ajustement général en diminuant leur demande de pointe. Ensuite, l'ajustement général comporte de nombreux frais de soutien qui ne sont pas liés à la demande de pointe, comme les sommes réservées à la production d'énergie nucléaire. Le fait de charger 100 % de ces coûts en fonction de la consommation en période de pointe d'un client pourrait s'avérer injuste pour ceux dont la consommation est très intense (p. ex., les propriétaires d'immeubles commerciaux).

Le fait de proposer la tarification de la période de pointe intense de l'ajustement général à davantage de clients peut régler la première inquiétude. Le ministère de l'Énergie a indiqué au CEO qu'il avait l'intention d'évaluer la valeur d'une couverture élargie qui engloberait un grand groupe de consommateurs d'électricité dans les 12 prochains mois⁵³. Il s'agit là d'un geste que le CEO appuie.

Toutefois, même si la tarification de la période de pointe intense s'applique à un groupe élargi de clients, il n'en demeure pas moins que le règlement est injuste pour les clients à la consommation intense. Le CEO suggère qu'une méthode mieux équilibrée pourrait être de diviser un certain pourcentage des coûts de l'ajustement général entre la tarification de la période de pointe intense et la consommation volumétrique. Cette méthode pourrait tout de même servir de mesure incitative pour réduire la demande de pointe et être équitable pour les clients dans la récupération des coûts actuels du réseau.

4.3 Assumer la responsabilité des factures d'électricité : compteurs individuels des immeubles résidentiels à logements multiples



Le projet de loi 235, *Loi édictant la Loi de 2010 sur la protection des consommateurs d'énergie et modifiant d'autres lois*, a reçu la sanction royale en mai 2010. Le projet de loi 235 avait pour principal objectif d'améliorer les exigences relatives à la protection des clients pour les distributeurs d'énergie et il comportait aussi des dispositions d'économie d'énergie relatives aux activités liées aux compteurs individuels dans les immeubles résidentiels à multiples unités. En plus d'édicter la *Loi de 2010 sur la protection des consommateurs d'énergie (LPCE)*, le projet de loi modifiait plusieurs autres lois, y compris la *Loi de 2006 sur la location à usage d'habitation (LLUH)*.

Les **activités liées aux compteurs individuels** comprennent la facturation de la consommation d'électricité propre à chaque unité dans les immeubles à multiples unités. Elles englobent aussi les **activités liées aux compteurs intelligents d'unité**, où les ELD installent un compteur intelligent individuel dans chaque unité, ainsi que les **activités liées aux compteurs divisionnaires d'unité**, où les ELD installent seulement un compteur collectif pour l'immeuble et des entreprises privées installent et exploitent des compteurs individuels dans chaque unité et gèrent la facturation de ces clients. Les ELD sont sujettes à un degré supérieur de supervision de la part de la CENO que le sont les fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité. Cependant, les règles en vertu de la *LPCE* et de la *LLUH* sur l'installation et l'utilisation des compteurs individuels aux fins de facturation individuelle sont essentiellement les mêmes pour les deux groupes.

Le secteur des immeubles à multiples unités est vaste et compte environ 1,7 million d'unités en Ontario dont 87 % sont des unités de location qui comprennent les logements sociaux et subventionnés. On estime qu'environ seuls 16 % des unités de location possèdent un compteur individuel pour en calculer la consommation d'électricité⁵⁴.

De prime abord, les activités liées aux compteurs individuels pourraient sembler être un argument infaillible en faveur de l'économie d'énergie. Les résidents responsables de payer leurs propres coûts en électricité exerceront certainement leur jugement sur la façon d'utiliser l'énergie. Ainsi, ceux qui économisent l'énergie dans l'immeuble ne paieront plus pour ceux qui ne l'économisent pas. Toutefois, la réalité est un peu plus complexe que ça. Les activités liées aux compteurs individuels ont mené à des débats animés et ont soulevé des questions sur la protection des consommateurs, particulièrement pour les immeubles locatifs actuels. D'un côté, l'industrie des compteurs divisionnaires d'unité et les propriétaires ont soutenu que les locataires sont les mieux placés pour réduire leur consommation d'énergie et que la facturation individuelle de l'électricité grâce aux activités liées aux compteurs individuels est la solution pour inciter le changement. D'un autre côté, les locataires et les intervenants en réduction de la pauvreté suggèrent que les propriétaires sont en réalité bien mieux placés pour réduire la consommation d'énergie, car ils peuvent améliorer l'efficacité énergétique de l'enveloppe de l'immeuble et des gros appareils qu'ils fournissent aux locataires. Si l'on adopte les compteurs individuels, les propriétaires n'ont plus de raisons d'améliorer les immeubles. À partir de ce point de vue, les propriétaires sont en faveur des compteurs individuels, non pas parce qu'ils proposent des avantages en matière d'efficacité énergétique, mais parce qu'ils permettent de refiler les coûts volatils de l'électricité aux locataires.

Avant d'édicter la *LPCE*, il n'était pas clair de savoir à qui revenait la responsabilité juridique d'instaurer les compteurs individuels dans les unités locatives⁵⁵. Toutefois, ce manque de clarté n'a pas empêché les entreprises dont les activités sont liées aux compteurs divisionnaires d'unité de signer des ententes avec les propriétaires et d'installer ces compteurs et de facturer l'électricité aux locataires. La CENO a reçu un grand nombre de plaintes des locataires sur l'installation des compteurs divisionnaires d'unité. Certaines plaintes communes voulaient que la réduction de loyer correspondante soit en réalité bien inférieure à la nouvelle facture d'électricité et que les fournisseurs de ces compteurs eussent également facturé les frais d'installation et d'administration. En 2009, la CENO a décidé que ces installations ont été pratiquées sans autorisation et que les contrats qui en découlent sont inapplicables⁵⁶.

Les modifications à la *LPCE* et à la *LLUH* clarifient la situation et offrent un cadre législatif aux activités liées aux compteurs individuels à la fois aux ELD et aux fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unité. Deux règlements subséquents donnent de plus amples détails à ce sujet, notamment le Règl. de l'Ont. 389/10 (*General*, en version anglaise seulement), pris en application de la *LPCE*, et le Règl. de l'Ont. 394/10 (*Compteurs individuels et répartition des frais de services d'utilité publique*), pris en application de la *LLUH*.

Le nouveau cadre des activités liées aux compteurs individuels comporte les éléments principaux suivants :

- Les compteurs individuels sont obligatoires dans les nouveaux immeubles résidentiels;
- Les activités liées aux compteurs individuels peuvent seulement être lancées dans les unités des immeubles existants si le locataire y consent (dans le cas des immeubles locatifs) ou si le conseil d'administration d'une association des copropriétaires accepte (dans les cas des appartements en copropriétés);
- Les activités liées aux compteurs individuels dans les appartements loués sont sujettes aux conditions ci-dessous :
 - Le loyer des locataires actuels doit être réduit d'une somme représentative des coûts d'électricité selon une formule réglementaire;
 - Les réfrigérateurs compris dans le prix du loyer doivent respecter les normes minimales d'efficacité énergétique (selon la date de l'appareil : l'année du modèle des réfrigérateurs actuels doit être 1994 et plus, celle des réfrigérateurs de remplacement doit au moins être 2002);
 - Avant d'obtenir le consentement du locataire pour les activités liées aux compteurs individuels, le propriétaire doit donner des renseignements sur la réduction prévue du loyer et la consommation énergétique du réfrigérateur;
 - Les activités liées aux compteurs individuels ne seront pas permises dans les unités louées où l'on emploie l'électricité pour chauffer l'unité (à moins que ces activités calculent de façon distincte l'électricité qui ne sert pas à chauffer l'appartement et que seule cette électricité soit facturée aux clients);

- Le propriétaire d'une unité locative laissée vacante peut installer des compteurs individuels sans le consentement de qui que ce soit, mais il doit donner aux locataires éventuels des renseignements sur l'historique de consommation d'électricité de l'unité et sur la consommation énergétique du réfrigérateur.
- La CENO a obtenu le droit de réguler les tarifs des fournisseurs de compteurs divisionnaires d'unités, si la situation l'exige.

Commentaires du CEO

Il est certain que les compteurs individuels donnent des résultats. Un projet pilote à Oakville a enregistré une chute de 22 % dans la consommation moyenne d'électricité d'un immeuble en copropriété qui est passée d'un compteur collectif à des compteurs individuels⁵⁷. Ces résultats correspondent à ceux de l'État de New York où une série d'études de cas montrent des économies d'électricité de 10 à 20 % après l'installation des compteurs individuels⁵⁸.

Étant donné que les nouveaux immeubles sont assujettis au Code du bâtiment et aux normes sur l'efficacité énergétique relativement stricts, les économies restantes les plus grandes seront vraisemblablement attribuables aux modifications de comportement. C'est pourquoi le CEO appuie la décision du gouvernement qui vise à obliger l'installation de compteurs individuels dans les nouveaux édifices. Toutefois, afin de compléter cette visée, il faut élaborer des politiques qui appuient et favorisent le degré d'efficacité énergétique le plus élevé (considérablement supérieur à celui du Code du bâtiment de l'Ontario) dans la construction des nouveaux édifices. L'exigence voulant que les propriétaires fournissent aux locataires éventuels des renseignements sur l'historique de la consommation d'électricité représente un petit pas dans cette direction, car elle signifie que l'efficacité énergétique de l'unité prend la forme d'une information qui aura une incidence sur le taux du marché.

La décision de rendre les activités liées aux compteurs individuels, conditionnelles au consentement des locataires actuels dans les immeubles existants, va certainement ralentir le déploiement des compteurs individuels, car il pourrait ne pas être sensé pour les propriétaires, d'un point de vue économique, d'adopter les compteurs individuels dans un immeuble à moins que la majorité des locataires accepte d'y participer. Cependant, compte tenu des enjeux connexes en matière de protection des consommateurs qui ont été soulevés avant d'édicter la *LPCE*, il s'agit probablement d'un compromis nécessaire.

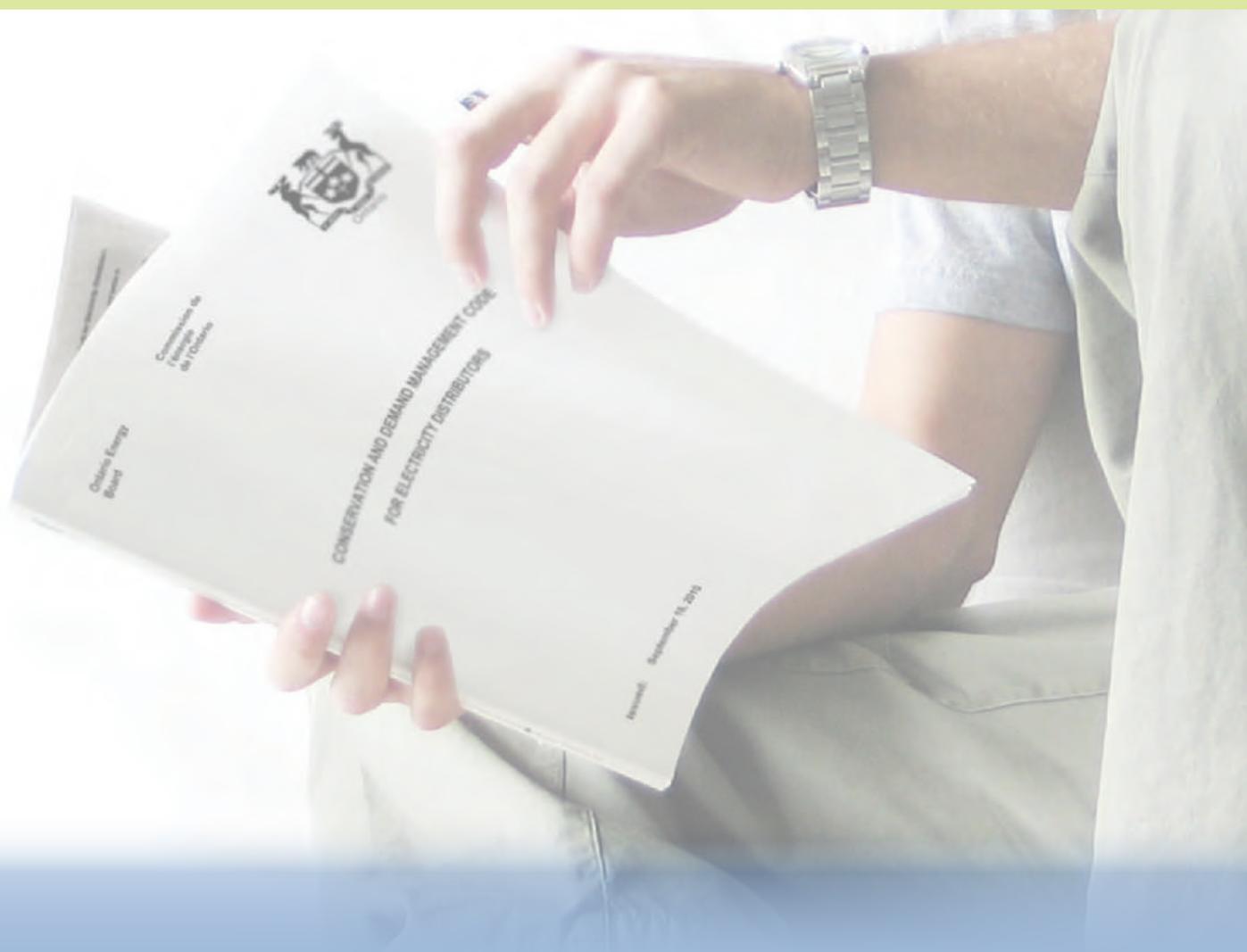
Le règlement de la *LPCE* interdit d'adopter les activités liées aux compteurs individuels pour le chauffage électrique des unités locatives, car la quantité d'électricité utilisée pour chauffer ces unités relève davantage des propriétés de l'enveloppe de l'immeuble que du comportement des locataires. Il revient au propriétaire d'améliorer cette enveloppe. La justification sous-jacente à l'exigence réglementaire selon laquelle les réfrigérateurs doivent atteindre un certain degré d'efficacité énergétique avant de permettre l'installation des compteurs individuels est semblable. Encore une fois, l'efficacité énergétique de cet appareil ne relève pas du locataire. Ce sont des décisions sensées, bien que le CEO croit qu'on pourrait faire une exception pour permettre les activités liées aux compteurs individuels dans les nouveaux immeubles locatifs chauffés au moyen de l'électricité, particulièrement dans le cas des édifices qui dépassent largement les normes énergétiques du Code du bâtiment de l'Ontario.

Le CEO croit que la *LPCE* permet les activités liées aux compteurs individuels selon les conditions les plus avantageuses, tout en garantissant la protection adéquate des locataires actuels. Le CEO félicite les ministères de l'Énergie et des Affaires municipales et du Logement d'avoir établi un cadre législatif clair qui aidera les Ontariens à se responsabiliser en matière de consommation d'électricité.

4.4 Conclusion

Dans l'ensemble, le CEO croit que l'Ontario se dirige généralement dans la bonne direction en ce qui a trait au prix de l'électricité et aux particularités précisées ci-dessus (notamment, les inquiétudes soulevées sur le concept actuel de la POEP). Le déploiement et le raffinement de la tarification variable et des directives claires sur les activités liées aux compteurs individuels enverront des signaux de prix qui reflètent mieux le coût réel de l'électricité à un nombre élargi de consommateurs en Ontario et formuleront les bonnes mesures incitatives en faveur de l'économie d'énergie.

5 : Code sur la gestion de la demande et de l'économie et cibles pour les distributeurs d'électricité



5.1 Évolution des rôles et des responsabilités dans la gestion de la demande et de l'économie

L'évolution du secteur de l'électricité en Ontario au cours des 20 dernières années a eu une influence directe sur les politiques d'économie d'énergie et sur le rôle des ELD dans la GDE. Au milieu des années 1980, les premières démarches sérieuses vers un projet de GDE provincial ont commencé. Afin de retarder le besoin d'une nouvelle production d'énergie, Ontario Hydro s'est lancé dans un programme de GDE à grande échelle. Toutefois, au début des années 1990, la récession a entraîné une diminution de la demande en électricité. Par conséquent, Ontario Hydro a abandonné ses programmes d'économie d'énergie pour se concentrer sur la limitation des coûts, particulièrement en ce qui concerne les nouvelles ressources.



À la fin des années 1990, la province se préparait à faire face à un marché de l'électricité compétitif. La *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* a limité le rôle des compagnies d'électricité à celui de distributeur, laissant la GDE fluctuer en fonction du prix courant. C'est seulement à la suite de l'adoption de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* que les ELD ont pu de nouveau lancer des activités de GDE.

Au cours des dernières années, l'économie d'énergie est redevenue cruciale dans le plan d'électricité de la province, donnant ainsi aux ELD un rôle de premier plan dans la GDE.

2005-2007 : Cadre de la Commission de l'énergie de l'Ontario

Entre 2005 et 2007, 85 ELD ont conçu et présenté des programmes de GDE, aussi appelés programmes d'économie de « troisième tranche ». Une augmentation des tarifs de 2005 a été accordée aux distributeurs à condition qu'un montant équivalent soit investi dans la GDE avant la fin de septembre 2007. Certains distributeurs ont obtenu le droit de poursuivre les programmes jusqu'en 2008. Dans cette optique, les distributeurs ont préparé et soumis des plans de GDE ainsi que des budgets pour approbation et ont soumis à la CENO des rapports réguliers sur les progrès des programmes de GDE.

2007-2010 : Cadre de l'Office de l'électricité de l'Ontario

En 2007, le cadre des programmes de GDE a été modifié. La directive sur le profil de l'approvisionnement de juin 2006 de l'OEO exigeait que l'économie d'énergie fasse partie intégrante du plan d'électricité de la province. Un mois plus tard, le ministre de l'Énergie a ordonné à l'OEO de coordonner et de financer des programmes d'économie pour les ELD en mettant sur pied un fonds d'un maximum de 400 millions de dollars pour trois ans. La directive ne précisait pas le rôle des ELD dans la GDE, ni la source de financement après 2010.

Entre 2007 et 2010, les distributeurs d'électricité pouvaient soit faire appel à l'OEO et offrir des programmes de GDE réguliers, remplir une demande auprès de l'OEO pour obtenir du financement pour des programmes faits sur mesure ou postuler auprès de la CENO pour des projets de GDE ciblés pour les consommateurs dans leur secteur de service. Le processus des programmes approuvés par la CENO (PAC) est demeuré le même, c'est-à-dire que le plan de GDE était financé par le biais des tarifs de distribution. Le Mécanisme de partage des économies, une mesure incitative liée au rendement, a continué de s'appliquer. Cette mesure incitative financière permettait aux distributeurs de partager 5 % des économies nettes réalisées grâce aux programmes de GDE initiés par leur compagnie. Une autre source de financement a été créée pour les programmes de l'OEO. Ce financement était géré de façon indépendante du cadre de financement de la CENO. Le financement était accordé selon l'ajustement général et la mesure incitative liée au rendement était payée soit par participant ou en fonction de l'économie en kW réalisée, selon le type de programme.

Pendant cette période, les ELD devaient agir principalement à titre d'agents de prestation pour les programmes réguliers de GDE de la CENO. Peu de programmes sur mesure des ELD financés par l'OEO et de programmes approuvés par la CENO ont été offerts.

2011-2014 : Cadre de distribution obligatoire pour les ELD

La *LEVEV* a une fois de plus modifié le cadre de la GDE de façon significative. La *LEVEV* a permis d'attribuer aux ELD, à même les conditions liées à leur permis, des cibles d'économie obligatoires. Dans la directive sur la GDE du 31 mars 2010, le ministre de l'Énergie précisait le total des réductions pour la province pour la consommation d'électricité et la demande de pointe que les ELD doivent atteindre d'ici 2014. La directive demandait également à la CENO d'allouer des cibles provinciales parmi les ELD et de publier un code régissant l'atteinte des cibles pour les ELD. La directive sur la GDE, contrairement aux directives précédentes, était obligatoire. Au cours de l'élaboration du code, la CENO doit tenir compte d'une liste de règles précises dressée par le ministre.

Le 23 avril 2010, le ministre a demandé à l'OEO de conseiller la CENO à propos des activités et des cibles des ELD concernant la GDE ainsi que de concevoir, de présenter et de financer des programmes provinciaux chapeautés par l'OEO.

Les distributeurs doivent atteindre leurs cibles de GDE par le biais de programmes de GDE uniques approuvés par la CENO (PAC), de programmes provinciaux de GDE conçus par l'OEO (programmes provinciaux chapeautés par l'OEO) ou en combinant les deux. Le cadre de GDE permet aux ELD de concevoir les PAC de façon individuelle ou en collaborant avec d'autres ELD. Conformément à la directive du ministre, les programmes de GDE doivent tous débiter le 1^{er} janvier 2011 et se terminer le 31 décembre 2014.

Le cadre 2011-2014 a repris des éléments des cadres précédents. Comme la période 2005-2007, la supervision de certaines activités de GDE incombe de nouveau à la CENO. Le cadre 2011-2014 a opté pour l'adoption d'une seule méthode de financement, ce qui représente une différence majeure par rapport aux cadres précédents. Dans le cadre 2007-2010, le financement et les mesures incitatives liées au rendement différaient selon que le projet ait été approuvé par l'OEO ou la CENO. Selon le cadre de prestation obligatoire pour les ELD, les programmes de GDE sont maintenant tous financés au moyen de l'ajustement général et les mesures incitatives liées au rendement sont accordées selon le nombre de kWh et de kW économisés à l'intérieur du territoire de service du distributeur, peu importe si ces économies ont été réalisées grâce à des programmes provinciaux ou sur mesure. Par conséquent, puisqu'il s'agit d'une condition du permis, la responsabilité du succès de l'économie repose sur chaque ELD.

5.2 Nouveau cadre pour la gestion de la demande et de l'économie

Le 16 septembre 2010, la CENO a publié la version définitive du Code de GDE et a rendu sa décision et son ordonnance concernant les cibles de GDE le 12 novembre 2010. Les ELD ont l'obligation, tel que stipulé dans les conditions liées à leur permis, d'atteindre les cibles de GDE et de se conformer au Code de GDE.

5.2.1 Cibles de gestion de la demande et de l'économie

Pour la première fois, la GDE fait partie des fonctions obligatoires des services d'électricité. Conformément à la directive du ministre, la CENO a alloué des cibles de GDE pour chaque ELD afin d'atteindre un total d'économie provincial de 1 330 MW pour la demande de pointe d'ici 2014 et de 6 000 gigawattheures (GWh, ou 6 TWh) pour la consommation d'électricité sur quatre ans. Les économies réalisées grâce à des programmes de GDE mis en œuvre avant 2011 ou se poursuivant après 2014 ne seront pas comptabilisées dans l'atteinte des cibles des services publics. À l'heure actuelle, on ignore quelles actions la CENO entreprendra si une ELD n'atteint pas ses cibles de GDE.



Sur l'avis de l'OEO, la CENO a assigné aux ELD des cibles individuelles d'après les données de 2008 et de 2009. Les cibles d'économie d'énergie ont été allouées selon le pourcentage de consommation totale d'énergie de chaque distributeur par type de compte client. Les cibles d'économie pendant les heures de pointe ont été calculées selon la part de consommation moyenne de chaque distributeur pendant les dix heures de pointe les plus élevées du réseau.

L'objectif des cibles à l'heure de pointe était de réduire la demande de pointe provinciale. Depuis 11 ans, la demande de pointe du réseau ontarien survient l'été, principalement en raison de l'utilisation de systèmes de climatisation dans la région élargie du Golden Horseshoe. Par conséquent, les cibles de réduction des distributeurs aux heures de pointe et les programmes de réponse à la demande de l'OEO ont été conçus principalement pour diminuer la demande de pointe estivale du réseau. Toutefois, pour les réseaux de distribution de plusieurs ELD, la demande de pointe survient en hiver. Ces ELD peuvent souhaiter concevoir des programmes qui font diminuer la demande de pointe hivernale. Il n'est pas défendu pour les ELD de concevoir ce type de programmes. Lorsque les ELD évaluent les économies d'énergie d'un programme d'économie en particulier, elles peuvent choisir de tenir compte des économies hivernales ou estivales d'un programme d'économie afin d'atteindre leurs cibles d'économie d'énergie en période de pointe.

5.2.2 Code sur la gestion de la demande et de l'économie

Le Code de GDE décrit les obligations et exigences auxquelles les distributeurs doivent se conformer pour atteindre les cibles de GDE, ce qui inclut les règles concernant les exigences des rapports, les PAC et les mesures incitatives. Chacune de ces exigences est décrite ci-dessous.

Exigences des rapports

Tous les distributeurs d'électricité se devaient de soumettre un plan stratégique de GDE avant le 1^{er} novembre 2010. Le plan stratégique de chaque distributeur décrivait le plan de quatre ans pour atteindre les cibles de GDE, incluant les jalons annuels pour atteindre les cibles, la description des programmes de GDE qui seront offerts, la confirmation que les programmes de GDE seront offerts à tous les types de clients et les détails concernant l'efficacité administrative et la coordination avec les autres organismes.

Les distributeurs doivent également soumettre un rapport annuel à la CENO avant le 30 septembre de chaque année et présenter une revue complète des activités entreprises afin d'atteindre leurs cibles de GDE pendant l'année civile précédente. Les rapports annuels doivent inclure la description des programmes, le niveau de participation, les fonds investis, l'évaluation des résultats selon les protocoles d'évaluation, de mesure et de vérification (EMV) de l'OEO ainsi que les progrès liés à l'atteinte des cibles de GDE.

Programmes de GDE approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario

Le Code de GDE dresse la liste des exigences précises que le distributeur doit inclure dans sa demande pour un Programme approuvé par la Commission (PAC), incluant les détails du programme, les résultats prévus et les prévisions budgétaires annuelles. Le Code de GDE détaille également les exigences quant à l'analyse de rentabilité et à l'évaluation des programmes.

Les PAC doivent être rentables. La rentabilité est évaluée selon les tests de rentabilité de l'OEO, et il est nécessaire d'utiliser les listes de mesures et d'hypothèses de l'OEO ou de fournir une justification si les mesures et les hypothèses sont différentes de celles des listes. Trois programmes sont exemptés de l'exigence de rentabilité, soit les programmes de GDE pilotes, les programmes de GDE éducatifs et les programmes de GDE pour les ménages à faible revenu.

Contrairement au cadre d'économie de gaz naturel qui est doté d'un plafond budgétaire pour ses programmes d'économie (voir la section 6), les programmes de GDE pour l'électricité font l'objet d'aucune restriction budgétaire, pourvu que la rentabilité des programmes soit assurée. Il n'existe aucune limite quant au montant investi dans les programmes d'économie par les ELD ou au nombre de PAC permis. Toutefois, lorsque la CENO approuve les programmes de GDE, elle évalue le caractère raisonnable des budgets requis et tient compte du nombre de programmes de GDE pilotes et éducatifs que l'ELD a déjà mis en place ou compte lancer. Si une ELD souhaite rediriger des fonds alors que les PAC ont déjà été approuvés, elle doit faire une demande auprès de la CENO pour réaffecter les fonds qui excèdent 30 % du budget approuvé pour un programme de GDE.

Le Code de GDE entraîne un processus d'EMV plus rigoureux qu'auparavant. Les distributeurs doivent remplir un rapport d'évaluation des programmes fondé sur les protocoles d'EMV de l'OEO pour chaque demande de PAC. Les résultats des PAC doivent être évalués à l'aide du même protocole par un tiers évaluateur indépendant choisi dans la liste des fournisseurs attirés de l'OEO. L'ELD doit archiver le rapport du tiers évaluateur avec chaque rapport annuel. Le rapport sera utilisé, avec le rapport de l'ELD, afin de vérifier les résultats pour le calcul des mesures incitatives. L'OEO continuera d'être responsable de l'évaluation, de la mesure et de la vérification des programmes de l'OEO. Les résultats seront communiqués aux ELD aux fins d'inclusion dans leurs rapports annuels.

Le Code de GDE décrit également les programmes qui ne pourront se qualifier à titre de PAC, ce qui inclut les programmes qui sont des doublons d'autres programmes de l'OEO, les programmes liés à des infrastructures (nouvelles ou existantes) ou les programmes associés au programme de TRG ou au microprogramme de TRG de l'OEO.

Mesures incitatives liées au rendement

Le Code de GDE offre une seule mesure incitative liée au rendement à la fois pour les programmes de l'OEO et les PAC. Conformément aux directives du ministre, le Code prévoit un mécanisme à paliers de mesures incitatives liées au rendement pour les distributeurs qui atteignent 80 % de leurs deux cibles de GDE, jusqu'à concurrence de 150 %. Les mesures incitatives peuvent être versées lorsque le distributeur atteint 80 % de sa cible de réduction de la demande de pointe et 80 % de sa cible d'économie d'électricité.

La nouvelle structure de mesures incitatives offre un certain montant par kW et kWh économisés. La valeur du montant augmente par palier en fonction des résultats du distributeur par rapport à ses cibles. Un total de 72 millions de dollars sera alloué aux mesures incitatives sur une période de quatre ans, ce qui représente environ 5 % des revenus nets totaux pour tous les distributeurs.



Lorsque plusieurs entités participent à la mise en œuvre d'un programme, un distributeur peut réclamer la somme de la mesure incitative liée au rendement uniquement pour sa contribution au programme de GDE. Pour les PAC, une ELD doit prouver qu'elle a joué le rôle principal dans le programme de GDE pour bénéficier de la récompense complète pour les économies. Une ELD joue un rôle central si sa contribution au budget est plus grande que 50 % du coût total du programme, ou si le distributeur peut prouver qu'il est à l'origine du partenariat, du programme ou de sa mise en œuvre. Si le distributeur ne répond pas à ces critères, il peut soumettre une proposition d'attribution et la CENO décidera si la proposition est acceptable ou non.

5.2.3 Programmes provinciaux chapeautés par l'OEO

Conformément aux directives émises par le ministre en avril 2010, l'OEO a mis en œuvre des programmes de GDE provinciaux pour les clients résidentiels, les entreprises (commerciales et institutionnelles) et les clients industriels qui seront offerts de 2011 à 2014. La majorité des programmes de l'OEO sont des versions améliorées de projets offerts dans le passé, à l'exception de quelques programmes. Le 5 juillet 2010, le ministre a aussi demandé à l'OEO de créer des programmes de GDE provinciaux axés sur les clients à faible revenu dans le cadre de sa série de programmes de GDE provinciaux (voir la section 5.2.3.1).



Les programmes provinciaux chapeautés par l'OEO ont mis du temps à se déployer sur le marché. Pour agir à titre d'agent de prestation des programmes provinciaux dans leur secteur de distribution, les ELD doivent signer un contrat avec l'OEO. Le contrat, appelé Accord-cadre, a été offert aux ELD aux fins de révision tard en janvier 2011 seulement⁵⁹. Les détails relatifs aux programmes de GDE sont décrits dans le calendrier de programme joint à l'entente. À la fin du mois de janvier 2011, les ELD ne pouvaient réviser que les programmes résidentiels et pour les entreprises. L'OEO a offert les programmes de GDE résidentiels au nom

des ELD afin de s'assurer que les programmes auraient débuté pour le 1^{er} janvier 2011, mais les programmes pour les entreprises n'ont pas été lancés avant le début mars 2011⁶⁰. Le calendrier pour le programme industriel a été publié en mars 2011 et celui pour le programme visant les clients à faible revenu a été publié le 9 mai 2011. Par conséquent, il serait étonnant que ces programmes soient lancés avant la fin de la première moitié de l'année.

Bien que certaines ELD pourraient décider de s'en remettre entièrement aux programmes provinciaux pour atteindre leurs cibles, il sera probablement nécessaire d'utiliser certains PAC pour atteindre les cibles provinciales. L'OEO prévoit que ses programmes provinciaux permettront d'atteindre environ 80 % des cibles de GDE agrégées des ELD⁶¹. Près de la moitié des économies devrait provenir du secteur des entreprises (commerciales et institutionnelles) et près du tiers devrait provenir des programmes de GDE résidentiels (incluant ceux pour les clients à faible revenu). On s'attend à ce que les programmes industriels combler le reste.

5.2.3.1 Programme provincial pour les clients à faible revenu

En Ontario, environ 16 % des ménages ont un faible revenu. Ces ménages habitent souvent de vieilles maisons au rendement éconergétique inférieur et utilisent de vieux appareils électroménagers. Les programmes d'aide financière sont certes importants pour aider à payer les factures d'électricité à court terme, mais l'offre de programmes de GDE aux ménages à faible revenu peut avoir une meilleure retombée en diminuant les factures d'électricité de façon soutenue.



Le fait d'offrir des programmes de GDE aux ménages à faible revenu peut également contribuer à redistribuer le fardeau et les retombées des projets de GDE. Dans le cadre de programmes d'économie financés par les clients des services, les clients à faible revenu paient leur part des coûts (par le biais de leurs factures d'électricité) sans retirer leur part des avantages. Bien que les clients à faible revenu soient admissibles aux programmes d'économie d'énergie offerts, plusieurs obstacles les empêchent d'y participer. La majorité des programmes de GDE exigent que le ménage paie une partie des coûts, ce que les ménages à faible revenu ne peuvent habituellement pas se permettre. De plus, dans le cas des locataires à faible revenu, les mesures incitatives pour l'économie des coûts sont fractionnées entre les

propriétaires et les locataires. Par conséquent, les propriétaires reçoivent peu de mesures incitatives pour améliorer l'efficacité énergétique du bâtiment, des systèmes de chauffage et de climatisation ou des appareils électroménagers.

Des efforts antérieurs pour doter la province de programmes de GDE pour les clients à faible revenu ont échoué à long terme. En 2007, à la suite d'une directive ministérielle émise en octobre 2005, l'OEO a offert trois programmes provinciaux d'économie d'énergie pour les clients à faible revenu. Ces programmes ont duré une année seulement. Entre 2008 et 2010, aucun programme provincial pour les clients à faible revenu n'a été offert, même si les entreprises locales de distribution (ELD) pouvaient faire une demande auprès de l'OEO pour obtenir du financement afin de concevoir un programme pour les clients à faible revenu. En juillet 2010, le ministre a demandé à l'OEO de concevoir, de mettre en œuvre et de financer un programme de GDE pour l'électricité pour les clients résidentiels à faible revenu dans le cadre de sa série de programmes de GDE provinciaux.

Le programme de GDE de l'OEO pour les clients résidentiels à faible revenu, qui sera coordonné avec les programmes d'économie offerts par les distributeurs de gaz naturel, devait être lancé en mai 2011. Le lancement a toutefois été retardé. Le programme offrira une vérification énergétique domiciliaire gratuite, l'installation directe et gratuite de mesures d'efficacité énergétique ainsi que des séances éducatives sur l'économie d'énergie domiciliaire qui porteront sur la tarification au compteur horaire et les comportements favorisant l'économie⁶². Les ménages à faible revenu qui habitent des immeubles à multiples logements, incluant les logements sociaux, sont admissibles aux mesures incitatives du Programme de modernisation commercial de l'OEO. Les ELD peuvent également remplir une demande auprès de l'OEO pour offrir un programme de GDE sur mesure pour les clients à faible revenu. Toutefois, les règles concernant les programmes en double s'appliquent toujours.

Le CEO félicite la province d'avoir créé un programme de GDE provincial pour les clients à faible revenu et avoir encouragé la coordination avec les distributeurs de gaz naturel pour offrir les programmes. Les leçons tirées de ce modèle coopératif devraient être appliquées à d'autres programmes d'économie.

Il reste toutefois à voir les résultats qui seront obtenus et à savoir si l'engagement auprès des programmes pour les clients à faible revenu pourra être maintenu. Si l'on se fie aux expériences précédentes, le fait de rendre obligatoires les programmes pour les clients à faible revenu ne produira pas nécessairement de grands résultats. Une directive de 2005 à l'OEO fait état d'une cible d'économie d'électricité de 100 mégawatts (MW) pour les ménages à faible revenu et les clients qui habitent des logements sociaux. Toutefois, tel que mentionné dans le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 1)* du CEO, seule une économie de trois MW a été atteinte⁶³. De plus, compte tenu des ressources limitées et du désir d'obtenir des mesures incitatives liées au rendement, les ELD pourraient limiter au minimum leur participation aux programmes pour les clients à faible revenu étant donné que ces pourraient entraîner des économies d'énergie moins importantes que d'autres types de programmes d'économie d'énergie⁶⁴.

Commentaires du CEO

Le CEO est encouragé de voir que les programmes de GDE seront offerts à tous les types de clients, incluant ceux à faible revenu. Malgré des progrès positifs, le CEO a certaines préoccupations.

Encourager ou décourager la coopération?

Bien que la CENO ait reçu l'ordre particulier d'encourager les occasions de coordination des programmes de GDE entre les distributeurs et les autres entités concernées, le CEO craint que le principe de centralité ait l'effet contraire. Pendant les consultations au sujet du Code, les intervenants ont mentionné qu'il est onéreux de prouver qu'ils ont joué un rôle principal et que cela peut freiner la collaboration avec d'autres services publics d'électricité ou de gaz naturel ou d'autres organismes.

Le Code ne décrit pas comment (ou si) le principe de rôle principal s'appliquerait à différents types de collaborateurs (c.-à-d. un autre service public d'électricité, de gaz naturel ou un autre organisme). Par exemple, lorsque la CENO a révisé le cadre d'économie d'énergie pour les services publics de gaz naturel, le personnel de la CENO a recommandé que les programmes conjoints entre des services publics de gaz naturel et d'électricité répartissent les économies d'énergies selon l'énergie produite (c.-à-d. que toutes les économies d'électricité seraient attribuées aux distributeurs d'électricité et que toutes les économies de gaz naturel seraient attribuées aux distributeurs de gaz naturel). On ignore si le Code permettrait un tel arrangement ou si, tel que le Code le stipule à l'heure actuelle, le distributeur d'électricité devrait d'abord prouver qu'il joue un rôle majeur (p. ex., avoir assumé au moins à 50 % des coûts du programme avant de pouvoir réclamer la totalité des économies d'électricité).

De plus, le principe du rôle principal pourrait inciter les ELD à offrir des programmes en double, plutôt qu'à soutenir des programmes existants ou à concevoir de nouveaux programmes. Par exemple, si deux ELD désirent offrir un programme similaire dans leur secteur de distribution respectif, elles pourraient choisir de travailler de façon indépendante à la mise en œuvre du même programme plutôt que de collaborer à sa conception. En évitant la collaboration, les deux distributeurs peuvent réclamer la totalité des économies dans leur secteur de distribution sans avoir à prouver qu'ils ont joué un rôle majeur, même si cette manière entraîne l'utilisation inutile de ressources en double.

Toute la responsabilité, sans la liberté

Le CEO craint que les ELD soient injustement tenues responsables des programmes de l'OEO dans le cas où ces programmes ne donneraient pas le rendement espéré. Les ELD ont participé à la phase de conception des programmes de l'OEO, mais ils ont très peu de latitude pour améliorer ou mettre en valeur ces programmes. Les contrats entre l'OEO et les ELD ne leur permettent pas d'adapter les programmes de l'OEO à un secteur de distribution en particulier. De plus, selon la directive ministérielle, les ELD ne peuvent faire une demande pour un PAC qui s'avère être un double d'un programme de GDE de l'OEO. En ce qui concerne les doublons, le Code de GDE fait la différence entre les mesures incitatives, les critères de qualification, les spécifications techniques, les stratégies de marketing ou les budgets provenant d'un programme de l'OEO.

La définition de doublons de la CENO a préoccupé de nombreux intervenants. La plupart des ELD s'entendent sur le fait qu'il n'est pas souhaitable de permettre de concevoir des doublons des programmes de l'OEO. Par contre, les ELD croient que la définition est trop restrictive et qu'elle fait des doublons de l'innovation de la plupart, sinon de l'ensemble, des programmes. Par exemple, les distributeurs qui ont rapidement adopté le programme *PeakSaver*^{MD} prétendent qu'ils ont dû faire preuve de créativité (nouvelles stratégies marketing, mesures incitatives accrues) pour décrocher des taux supérieurs de participation. Toutefois, selon le Code, ces efforts pourraient être vus comme des efforts en double.

Le CEO est fermement en désaccord avec la définition de doublons de la CENO. Si un programme de l'OEO enregistre un faible taux de participation, les ELD ont très peu de latitude pour l'ajuster au besoin, peu importe si cet ajustement a le potentiel de faire bondir les résultats du programme. De plus, la liste des caractéristiques non admissibles de la définition d'un programme en double est si restrictive qu'elle freine l'innovation

Le CEO est fermement en désaccord avec la définition de doublons de la CENO. Si un programme de l'OEO enregistre un faible taux de participation, les ELD ont très peu de latitude pour l'ajuster au besoin, peu importe si cet ajustement a le potentiel de faire bondir les résultats du programme.

dans les PAC, ce qui centralise véritablement la gestion de la plupart des programmes de GDE auprès de l'OEO⁶⁵. Le CEO croit que l'interprétation trop normative du concept de doublons de la CENO va à l'encontre de l'objectif de la LEVEV. Les ELD sont les mieux placées pour concevoir des programmes de GDE très efficaces et mieux adaptés à leurs clients. Puisque les cibles sont obligatoires, il est dans l'intérêt supérieur des ELD d'offrir les programmes les plus efficaces et les plus efficaces.

Une économie durable

Le Code de GDE stipule que seuls les projets ayant débuté le 1^{er} janvier 2011 et se terminant le 31 décembre 2014 seront comptabilisés dans les cibles des ELD. Les ELD seront par conséquent tentées de cesser leurs programmes avant 2014 afin de s'assurer que toutes les économies seront comptabilisées dans leurs cibles. Combiné au lancement tardif des programmes de l'OEO, cette situation aura pour effet de réduire la période de prestation des programmes de GDE, la faisant passer de quatre à trois ans.

Afin de créer une culture d'économie d'énergie durable, les ELD ont besoin d'un engagement à long terme. Le programme de financement à court terme du présent cadre empêche les ELD de participer à la planification à long terme de la GDE. De plus, un engagement à long terme permettrait aux ELD de mettre en œuvre des programmes de GDE avec des retombées durables qui produiraient des économies d'énergie bien supérieures aux économies courantes.

À l'heure actuelle, il n'existe aucune échéance pour la révision du présent cadre et la préparation du prochain cadre de GDE. Ce processus permet de tirer une leçon importante. Il est nécessaire d'établir à l'avance un cadre clair afin d'assurer la durabilité.

Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie commence les travaux sur le prochain cadre de la gestion de la demande et de l'économie doté d'un financement garanti d'ici le 1^{er} janvier.

6 : Gel budgétaire pour l'économie de gaz naturel : qui paiera la facture?



6.1 La décision de la CENO

Le 29 mars 2011, dans le cadre de sa révision des lignes directrices sur les activités d'économie d'énergie des distributeurs de gaz naturel (dossier EB-2008-0346), l'OEO a publié une lettre annonçant que les budgets de gestion axée sur la demande (GAD), soit un terme synonyme d'économie d'énergie, pour les services publics de gaz naturel de l'Ontario seraient gelés à leur niveau actuel pour les trois prochaines années. Cette décision est quelque peu surprenante puisque le personnel de la CENO avait recommandé d'augmenter les dépenses pour l'économie d'énergie, ce qui aurait plus que doublé le budget de GAD de la compagnie Enbridge Gas Distribution et augmenté celui de l'entreprise Union Gas de plus de 50 % d'ici 2014, par rapport aux dépenses de 2011⁶⁶. De plus, les deux services publics avaient donné leur appui à une augmentation des dépenses de GAD⁶⁷, et le ministre de l'Énergie avait fortement suggéré à la CENO d'accroître les efforts de GAD à la fois pour les clients à faible revenu et les consommateurs de gaz naturel en général en comparaison des années précédentes⁶⁸.

La CENO a fondé sa décision de geler les budgets de GAD des distributeurs de gaz sur plusieurs arguments.

- Un marché de consommateurs mieux établi, doté d'organismes publics et privés offrant des produits et des services éconergétiques, a incité les consommateurs à adopter des mesures d'économie d'énergie, sans que les contribuables ou les clients aient à financer des programmes et des mesures incitatives. L'offre de programmes de GAD financés par les clients des distributeurs pourrait décourager l'entreprise d'activités qui répondent à la demande du marché.
- Des normes minimales d'efficacité élevées et la grande pénétration des mesures de GAD traditionnelles signifient que, pour les programmes d'économie, les résultats à portée de main ont déjà été obtenus. À l'origine, les programmes de GAD visaient à obtenir des économies de gaz supérieures à ce que les forces du marché et la hausse des normes d'efficacité pouvaient entraîner. Les prochaines économies d'énergie seront plus dispendieuses à atteindre que les précédentes.
- Il est de moins en moins facile de justifier les subventions croisées (transfert de fonds des non-participants aux participants des programmes d'économie) pour financer la GAD. Afin d'obtenir des résultats, les efforts d'économie futurs devront peut-être se concentrer sur des mesures importantes, comme la modernisation complète des maisons, qui auront un coût unitaire supérieur. Ainsi, le risque de recourir aux subventions croisées s'accroît.
- Le retrait des gouvernements fédéral et provincial des programmes de mesures importantes, tel que le Programme d'économie d'énergie domiciliaire de l'Ontario, devrait inciter à la prudence lorsqu'on songe à élargir de façon considérable les programmes de GAD financés par les clients des distributeurs⁶⁹.

Étant donné que ces services de GAD dépendent encore d'un soutien qui ne provient pas du marché, et ce, outre le financement actuel des clients, la CENO croit également qu'il conviendrait mieux de trouver d'autres sources de financement mieux adaptées⁷⁰, ce qui suggère qu'il serait préférable de se tourner vers un financement gouvernemental payé par les contribuables.

La CENO a annoncé sa décision sur les niveaux budgétaires en même temps qu'elle a sollicité des commentaires sur un nombre d'autres questions liées au cadre de GAD du gaz naturel. Le CEO révisera ces questions dans un prochain rapport. Toutefois, étant donné l'importance du budget dans la réussite des efforts d'économie, le CEO croit pertinent de commenter maintenant les arguments de la CENO à ce sujet.

Commentaires du CEO

Étant donné que le CEO a déjà manifesté son soutien à l'expansion des dépenses en économies d'énergie pour les services publics de gaz naturel⁷¹, il est normal que le CEO soit déçu de la décision de la CENO. Le CEO croit que le gel des budgets pour la GAD des services publics de gaz aura une incidence nuisible et amènera les investissements de l'Ontario en matière d'économie d'énergie en deçà des niveaux sociaux optimaux.

Étant donné que le CEO a déjà manifesté son soutien à l'expansion des dépenses en économies d'énergie pour les services publics de gaz naturel, il est normal que le CEO soit déçu de la décision de la CENO.

Il est pertinent d'examiner chacun des arguments clés que la CENO utilise pour justifier sa décision.

Les consommateurs adoptent des mesures d'économie d'énergie sans mesures incitatives. Il est vrai que le marché de l'efficacité énergétique et des produits d'économie d'énergie est plus robuste qu'il y a une dizaine d'années. Il s'agit d'une bonne nouvelle. Toutefois, les économies que les consommateurs retirent des investissements en économie d'énergie (sous la forme de coûts réduits du gaz naturel) ne reflètent pas la pleine valeur de l'économie d'énergie. Les coûts liés au système évités (c.-à-d. les coûts marginaux) pour chaque unité de gaz économisée sont supérieurs au coût moyen. Ce concept, l'avantage systémique, permet de réduire les factures de tous les clients puisque les coûts de transport et de stockage du gaz sont moindres. Par contre, les consommateurs qui investissent dans l'économie d'énergie ne reçoivent aucun crédit pour cet avantage, ni pour les avantages environnementaux liés aux émissions de GES évitées. Par conséquent, strictement du point de vue de l'économie, si les mesures incitatives correspondantes ne sont pas offertes, les consommateurs n'investiront pas dans l'économie d'énergie jusqu'au niveau social optimal. À moins que l'on modifie les tarifs pour régler cette question, les mesures incitatives pour les consommateurs sont nécessaires.

Il n'existe plus d'économies abordables et faciles. Cet argument est en partie vrai, particulièrement en ce qui a trait aux programmes de GAD en vigueur depuis longtemps pour le gaz, à l'instar des pommes de douche à faible débit pour lesquelles la pénétration du marché est presque complète. Par contre, comme le CEO l'a déjà mentionné, les programmes d'économie de gaz des services publics entre 2007 et 2009 ont rapporté des profits nets entre 7 et 14 dollars pour chaque dollar investi⁷². Les services publics de gaz naturel sont donc loin d'être incapables d'investir de façon rentable dans l'économie d'énergie.

Transfert de revenus des non-participants aux participants aux programmes d'économie. C'est un fait, mais les règles de financement des programmes d'économie d'énergie des services publics minimisent le montant des transferts de revenus et rend aussi possible une grande participation de tous les clients des projets d'économie d'énergie⁷³. De plus, tel qu'il a été mentionné ci-dessus, la réduction des coûts systémiques engendrée par l'économie d'énergie profite à tous les consommateurs de services publics, y compris aux non-participants.

Le retrait du financement gouvernemental pour les programmes d'économie d'énergie suggère que ces programmes sont un échec. Il s'agit probablement de l'argument le moins solide. La lettre du ministre à la CENO l'exhortant à augmenter les investissements en économie d'énergie suggère une explication différente, c'est-à-dire que le gouvernement, à court d'argent, souhaitait transférer certains des coûts de l'économie d'énergie des contribuables aux clients en demandant aux services publics de gaz naturel d'offrir certaines des caractéristiques des programmes gouvernementaux annulés. Cette explication est cohérente avec l'action précédente du gouvernement. Avant de mettre fin au financement de programmes d'économie d'énergie, le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure a adopté le Règlement de l'Ontario 66/10, pris en application de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, pour récupérer auprès des consommateurs d'électricité 54 millions de dollars en coûts pour les programmes d'économie du gouvernement⁷⁴. Un règlement similaire était à l'étude pour les clients du gaz naturel, mais n'a jamais été finalisé.

Il existe des arguments dans les deux camps à savoir qui, des contribuables ou des consommateurs de gaz, devraient financer l'économie d'énergie. Dans la mesure où les programmes d'économie tiennent compte en partie des coûts environnementaux de la consommation de combustibles fossiles et permettent d'éviter des coûts du système, il est logique que les consommateurs y contribuent. Dans les cas où il existe des transferts d'argent massifs qui pourraient excéder la valeur financière des économies (p. ex., programmes aux mesures importantes pour les clients à faible revenu financés en totalité) ou lorsque les programmes d'économie sont expérimentaux (p. ex., recherche et développement, programmes pilotes), il est sensé de croire que le gouvernement devrait jouer un rôle dans le financement.

Par contre, il est clair que les décisions du gouvernement et de la CENO visant à restreindre les dépenses en économie d'énergie et l'espoir qu'ils nourrissent voulant qu'une tierce partie comble le manque ont pour conséquence de nuire au bien collectif. Étant donné que l'utilisation directe du gaz naturel représente une portion beaucoup plus grande de la consommation totale d'énergie en Ontario et des émissions de GES que le secteur de l'électricité⁷⁵, l'insuffisance de financement des programmes d'économie de gaz naturel a des effets pervers. Quelqu'un doit prendre les devants.

Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie clarifie, dans le but d'augmenter le financement global, les rôles du gouvernement et des services publics de gaz naturel dans le financement des activités d'économie pour ce carburant.

7 : Réseau intelligent



Selon le PÉLT de l'Ontario, la demande provinciale en électricité augmentera de 15 % entre 2010 et 2030. Cela signifie que le réseau électrique ontarien devra fournir une production totale de 165 TWh d'ici 2030. L'augmentation de la demande en électricité mettra le réseau électrique actuel à rude épreuve, ce qui exigera d'autres investissements à la fois pour la production d'énergie supplémentaire et pour les infrastructures afin de maintenir la fiabilité du réseau. Par conséquent, cette croissance prévue amène un mouvement vers une utilisation plus efficace du réseau électrique qu'à l'heure actuelle. Ce mouvement va transformer le réseau actuel en réseau « intelligent ». Afin de bien comprendre le plein potentiel de ce réseau, il importe d'abord de comprendre le concept de réseau intelligent.

7.1 Qu'est-ce qu'un réseau intelligent?

Le terme réseau intelligent est utilisé pour décrire la prochaine génération du réseau de distribution d'électricité. Le terme ne fait pas référence à une seule technologie, mais plutôt à un ensemble de technologies différentes qui travaillent en symbiose et gèrent l'électricité de façon novatrice. Le concept inclut les aspects liés la gestion par le client tels que les compteurs intelligents, la tarification au compteur horaire et les capacités de régulation de la charge. Il englobe également le concept de souplesse des services publics puisque les technologies du réseau intelligent permettront la microproduction et la production décentralisée et réduiront le besoin d'investir dans le réseau de transport grâce à une meilleure utilisation du réseau de transport existant. De plus, le concept inclut les infrastructures adaptatives, comme les infrastructures de recharge pour les véhicules électriques ainsi que le stockage d'électricité décentralisé, qui peuvent profiter de l'énergie produite pendant les périodes creuses.

La superposition d'un réseau de communication bidirectionnel sur le réseau de transport et de distribution actuel est essentielle au projet. Plutôt que le réseau soit limité à un flux électrique descendant, les réseaux de transports et de distribution seront dotés d'un flux électrique bidirectionnel permettant d'augmenter le nombre de petits stockages d'électricité ainsi que les occasions de production à travers le réseau.

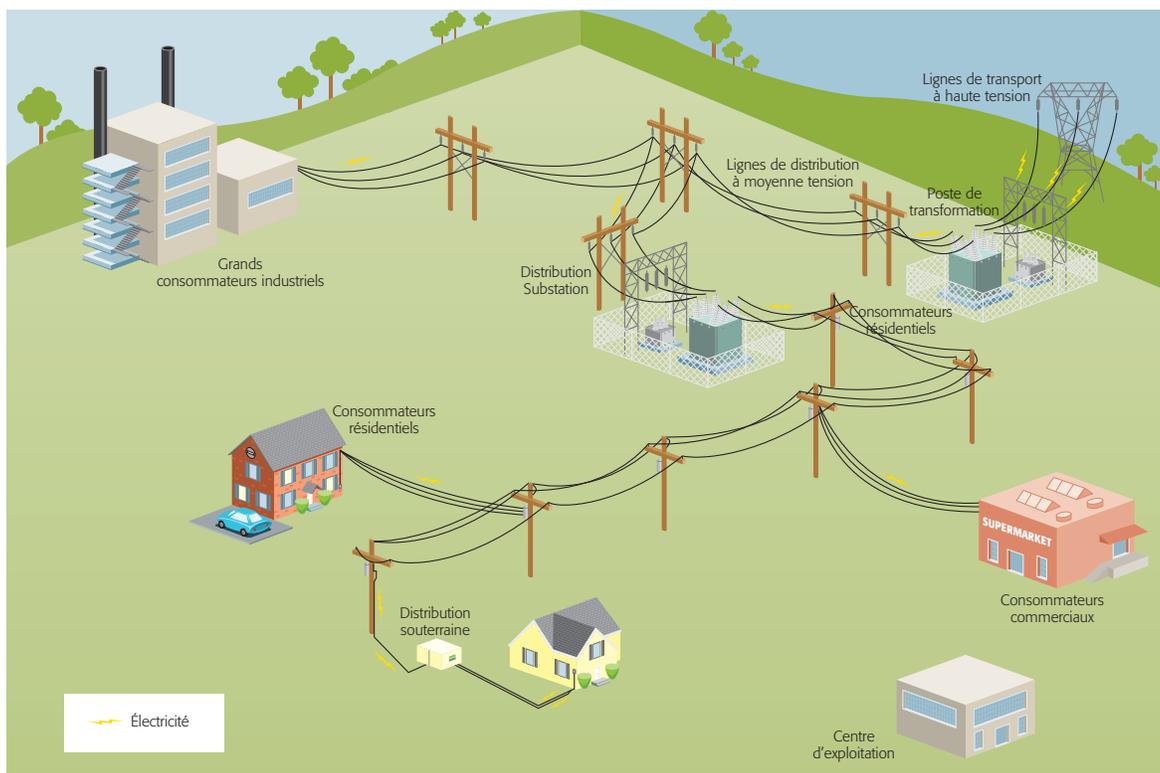


Figure 5 : Le réseau de distribution d'électricité actuel

L'installation de technologies de détection, de surveillance, de protection et de régulation augmentera la capacité du réseau à intégrer la réponse à la demande et la production décentralisée d'énergie renouvelable. Ainsi, le consommateur pourra interagir avec le réseau pour gérer et modifier son utilisation d'électricité plus efficacement que jamais. Le réseau intelligent a même le potentiel de s'étendre jusqu'aux appareils électroménagers. De nouveaux appareils pouvant communiquer avec le réseau intelligent et s'éteindre lors des périodes de pointe et de tarification élevée sont en cours de conception. Ce système de communication peut également

L'installation de technologies de détection, de surveillance, de protection et de régulation augmentera la capacité du réseau à intégrer la réponse à la demande et la production décentralisée d'énergie renouvelable. Ainsi, le consommateur pourra interagir avec le réseau pour gérer et modifier son utilisation d'électricité plus efficacement que jamais.

permettre aux ELD de reconnaître et d'identifier les problèmes électriques lorsqu'ils surviennent. Les ELD seront en meilleure position pour localiser et gérer les pannes d'électricité grâce à des capteurs installés sur le réseau, ce qui réduira les conséquences des défauts et minimisera les interruptions du réseau.

Le réseau intelligent peut également améliorer la rentabilité du réseau en réduisant les pertes d'électricité⁷⁶ pendant

le transport, ce qui permet d'utiliser efficacement l'électricité produite. Les répercussions environnementales de la production sont également réduites. Par exemple, on estime en Ontario qu'environ 4 % de l'électricité est perdue lors de la distribution⁷⁷. En ce qui a trait au transport, les pertes se situent généralement entre 2 et 3 %, bien que les pertes différentielles puissent atteindre jusqu'à 30 à 40 % selon la configuration du réseau, l'emplacement des unités de production et les conditions météorologiques et des demandes⁷⁸. Habituellement, les pertes entre le point de production et de consommation finale atteignent environ 6 %. Si l'on rend le système efficace, il pourra offrir davantage d'électricité aux consommateurs finaux au lieu de la dissiper dans le transport.

Il est nécessaire d'avoir une approche méthodologique et axée sur la mise en œuvre du réseau intelligent pour en garantir la réussite. Les éléments principaux du réseau intelligent comprennent les compteurs intelligents, le stockage et la production décentralisés. Les images ci-dessous présentent un résumé de ces éléments.

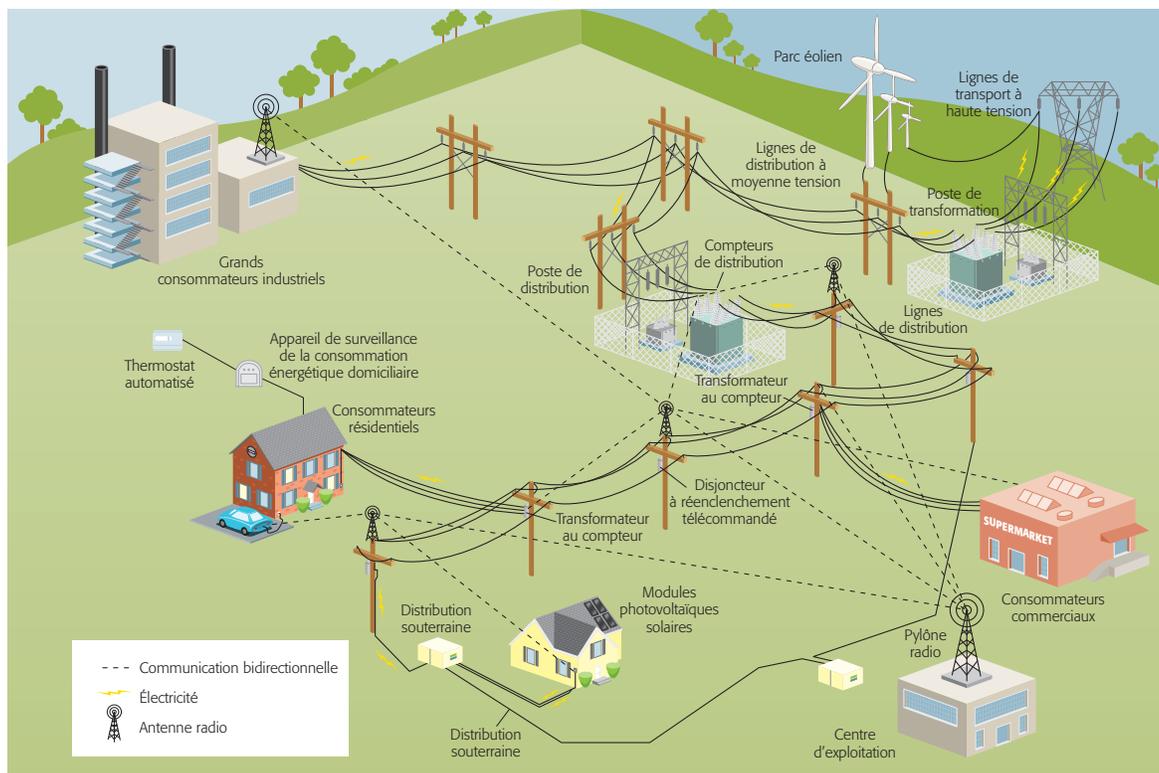


Figure 6 : Le réseau intelligent de demain

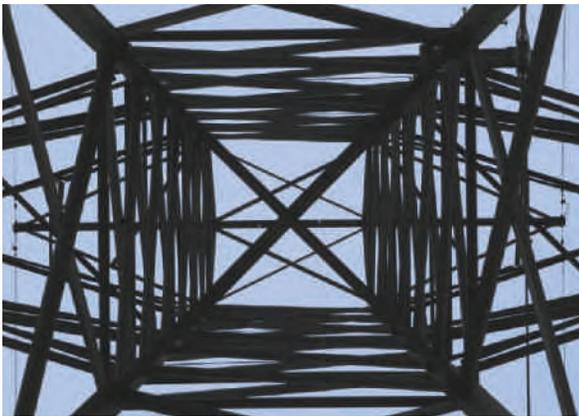
7.1.1 Compteurs intelligents

Comme l'indique le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume deux)* du CEO, l'Ontario remplace ses compteurs analogiques par des compteurs intelligents. Contrairement aux appareils analogiques, les compteurs intelligents enregistrent et mesurent numériquement la consommation d'électricité à l'heure. Les relevés automatisés des compteurs sont transmis à un centre de gestion des données qui lui produit les factures des clients. Si les services publics fournissent aux clients un accès direct et convivial aux données sur leur consommation d'électricité, ils mettent à leur disposition un important outil d'économie d'énergie. Les clients peuvent ainsi contrôler leur consommation d'électricité et déceler les sources de perte d'énergie, puis réagir aux signaux de prix en ajustant leur consommation d'électricité aux périodes creuses. En Ontario, nombre de services publics ont montré l'exemple en offrant des applications Internet qui présentent aux usagers les données sur la consommation d'électricité calculées au compteur.

Les compteurs intelligents installés en Ontario fournissent les données nécessaires pour que la population ontarienne puisse comprendre sa consommation électrique. Il reste maintenant à gérer ces données et à exploiter toutes les possibilités qu'elles offrent.

7.1.2 Production décentralisée

La production décentralisée correspond à un modèle de production d'énergie non centralisée, adopté dans toute la province dans le cadre de divers projets de production d'énergie. Les centrales énergétiques peuvent ainsi être raccordées à un réseau de distribution à faible tension plutôt qu'à des lignes de transport à haute tension afin d'alimenter le réseau électrique.



La production décentralisée fournit par intermittence de l'énergie renouvelable, notamment de source éolienne ou solaire, et peut aussi comprendre des centrales de gaz naturel, des centrales thermiques (géothermiques), des usines de bioénergie, des centrales mixtes électrocalogènes et des installations hydroélectriques. L'Ontario tient à intégrer à son réseau un grand nombre de centrales produisant de l'énergie autre qu'hydroélectrique. On prévoit que le profil d'approvisionnement en énergie de l'Ontario comportera environ 5 800 MW d'énergie renouvelable d'ici 2012, et même 10 700 MW d'ici 2018. Par conséquent, il importe de plus en plus de relier les petits producteurs d'énergie à un réseau de transport à haute tension ainsi qu'au réseau de distribution. Pour atteindre leur fonctionnement optimal, le réseau de distribution et le réseau de transport devront tous deux supporter un flux bidirectionnel.

Une importante différence entre la production décentralisée et la production centralisée reliée au réseau de transport réside dans l'incapacité de la SIERE à surveiller et réguler le flux d'énergie dans les réseaux de distribution. Comme la production décentralisée prend de plus en plus d'importance parmi les modes de production d'énergie en Ontario, il faudra assurer une meilleure circulation de l'information afin de permettre à la SIERE de jouer son rôle et d'ajuster l'offre et la demande d'électricité en temps réel.

7.1.2.1 Nouveau réseau, même défi : équilibrer l'offre et la demande

Il est nécessaire de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande afin de préserver l'intégrité du réseau électrique. Afin de perpétuer la fiabilité du réseau pendant la modernisation, il sera essentiel de prévoir la demande et de l'ajuster en fonction de la réaction des consommateurs aux signaux de prix.



Les prix de l'électricité constitueront vraisemblablement la principale source de motivation pour les consommateurs adoptant de nouvelles technologies de gestion énergétique⁷⁹. La demande d'électricité influe sur les prix; c'est pourquoi les exploitants du réseau d'électricité ont dressé des modèles prévisionnels de demande (ou de consommation), ce qui leur permet de prévoir la demande avec précision. Par contre, la courbe de demande s'éloignera des modèles prévisionnels actuels, puisque les modèles de consommation varient en fonction de la réaction des consommateurs aux signaux de prix. On peut s'attendre à ce que leur réaction ait une incidence sur l'établissement des prix, ce qui n'est pas négligeable, puisque les intervenants sur le marché (producteurs et distributeurs, etc.) s'appuient sur les prix pour déterminer leurs activités d'exploitation et de planification.

Rappelons que la quantité d'énergie renouvelable et la production décentralisée devraient prendre beaucoup d'expansion au sein du réseau de l'Ontario et, par le fait même, en modifier les caractéristiques. Par exemple, la marge d'erreur d'une prévision de 12 heures concernant la production d'énergie éolienne peut être de 20 à 100 %⁸⁰. Le degré de variation de ces prévisions diffère grandement du degré d'exactitude des prévisions de demande, ce qui oblige la SIERE à adapter la gestion de son réseau électrique à cette production variable. La SIERE explore des avenues qui lui permettraient d'intégrer l'énergie renouvelable sans compromettre la fiabilité, la sécurité et l'efficacité de ses activités. C'est pourquoi, jusqu'en septembre 2011, elle invite tous les intervenants à discuter de cette intégration, et plus particulièrement des prévisions, de la répartition et de la visibilité (c'est-à-dire la capacité de l'exploitant du réseau à surveiller la production d'énergie) en matière de production d'énergie éolienne et solaire⁸¹.

Projet de la SIERE de démonstration de la régulation assurée par les producteurs d'énergies renouvelables (Alternative Technologies for Regulation Demonstration Project)

Les règles du marché ontarien de l'électricité⁸² ont récemment été modifiées afin que des ressources autres que les réseaux de production puissent intervenir dans la régulation du réseau électrique. Ces modifications contribueront à l'intégration dans le réseau électrique ontarien d'une plus grande part de production variable qui sera un résultat direct de la production d'énergie renouvelable. Un projet pilote a été mis sur pied fin 2010 auprès de deux entreprises, ce qui a permis à ces deux grands consommateurs de réagir aux signaux de la SIERE et d'ajuster leur consommation suivant la production variable. Traditionnellement, ce service était assuré par les producteurs d'énergie dotés d'une capacité de régulation automatique de production qui rétablit, à la seconde, l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau. Le projet pilote vise à montrer que ce service peut être fourni par des consommateurs d'électricité et non pas exclusivement par des producteurs d'électricité⁸³.

7.1.3 Stockage d'énergie

Le réseau intelligent dynamisera l'ensemble du réseau d'électricité. Ce dynamisme sera attribuable en partie à la souplesse accrue des services de distribution. Tel qu'il est mentionné ci-dessus, la production décentralisée est un élément majeur du réseau intelligent et son optimisation va de pair avec le stockage d'énergie.

L'Ontario augmente la quantité produite d'énergie renouvelable et variable, ce qui pourrait à l'occasion produire une énergie de base en surplus lorsque la demande est faible et que le réseau produit beaucoup d'énergie renouvelable. Si les services publics disposent d'un moyen pour stocker l'énergie décentralisée, il est alors possible de stocker l'énergie de base en surplus pendant qu'elle est produite et de la déployer dès que la demande augmente.

Lorsqu'on tient compte de la nature variable du vent pendant le jour, l'importance du stockage devient évidente. En ce qui concerne la puissance installée du réseau, le vent représente 3,6 % de l'ensemble du profil d'approvisionnement de l'Ontario. Toutefois, cette part atteindra 10 % d'ici 2030^{84, 85}. La SIERE estime que seuls 13 % de la puissance installée de l'énergie éolienne peuvent être perçus comme étant disponibles pendant les pointes estivales et 32 %, pendant les pointes hivernales⁸⁶. Ce sont des moyennes. À tout moment,

la puissance peut varier de près de zéro à 100 %⁸⁷. Le stockage de la production variable peut aider à modérer les prix de l'électricité, car l'énergie emmagasinée en période creuse peut être utilisée pendant les périodes moyennes et de pointe. Le stockage de l'énergie décentralisée peut aider le réseau à demeurer stable et il a le potentiel de le rendre très efficace et fiable et d'entraîner des coûts d'exploitation inférieurs à long terme. Dans l'ensemble, le stockage décentralisé comporte de nombreux avantages, y compris une meilleure qualité de puissance, de fréquence, de charge appelée, de réserve tournante et de nivellement de la charge.

À long terme, plusieurs technologies ont le potentiel d'être viables en Ontario, notamment les batteries de pointe, de débit, les volant d'inertie, l'accumulation d'énergie électrique par pompage (propre au site), par compression de l'air, le stockage d'énergie magnétique supraconductrice et l'accumulation d'énergie thermique. Compte tenu des dépenses élevées en immobilisations pour ces technologies et de leur faible évolution relative (elles ont peu été expérimentées), l'Ontario étudie encore le potentiel de ces technologies de stockage.

En septembre 2008, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'époque a remis à l'OEO une modification de la directive sur le profil d'approvisionnement qui lui demandait d'étudier le potentiel de stockage dans les centrales hydroélectriques à réserve pompée pour fournir de l'énergie pendant les demandes de pointe. Le PÉLT, publié après la directive de 2008, souligne que le stockage d'énergie est un « aspect important du cheminement vers le réseau intelligent »⁸⁸, mais il ne donne pas un aperçu exhaustif et il ne propose pas d'exiger d'incorporer le stockage d'énergie et le stockage par pompage au profil d'approvisionnement de l'Ontario. Bref, en ce qui a trait au stockage d'énergie, le PÉLT ne suit pas la directive précédente et il ne le fait pas progresser.

La nouvelle directive sur le profil d'approvisionnement traite de stockage. Elle a préséance sur toutes les autres directives précédentes et elle souligne qu'il faut se pencher, sans donner de plus amples détails, sur le stockage potentiel de l'électricité.

7.2 Nouveau paradigme de planification – la façon dont le réseau intelligent unit le transport et la distribution

Afin de toucher pleinement les avantages de la distribution de l'énergie stockée, de la production d'énergie et des compteurs intelligents, les réseaux de transport et de distribution doivent être mieux intégrés afin que toutes les parties puissent travailler ensemble avec efficacité.



Le réseau actuel a été conçu pour accueillir une production d'énergie centralisée, où l'électricité est produite dans une centrale en particulier et transportée ailleurs grâce à une série de lignes de transport de haute tension. L'Ontario compte environ 30 000 km de lignes de transport qui appartiennent presque toutes à Hydro One qui les exploite. Le système de transport se compose principalement de réseaux de transport de 500 kilovolts (kV), de 230 kV et de 115 kV. Les entreprises de distribution prennent l'électricité de haute tension des lignes de transport et elles la ramènent à une tension moins élevée. Ainsi, l'électricité devient sécuritaire et peut être utilisée par les appareils et l'équipement. Les distributeurs possèdent et exploitent le système de distribution, ils desservent les clients d'une région géographique précise et ils transportent la majorité de l'électricité que les clients consomment en Ontario. Toutefois, les grandes industries sont habituellement

branchées directement au réseau de transport. L'Ontario compte environ 80 entreprises de distribution à l'heure actuelle. Le réseau de l'Ontario est interconnecté à ceux des régions avoisinantes (Michigan, Minnesota, New York, Manitoba et Québec).

Le concept décrit ci-dessus signifie que la séparation physique entre le transport et les systèmes de distribution fait partie intégrante du système depuis le début. Ils étaient perçus comme des fonctions distinctes et leur responsabilité était divisée entre les exploitants. Cette séparation peut être nuisible pour le réseau intelligent, car il a besoin de fonctionner comme une seule unité et d'incorporer la production d'énergie décentralisée et le stockage dans les fonctions de transport et de distribution.

Certains aspects du réseau intelligent sont déjà intégrés au concept du réseau de transport de l'Ontario. Par exemple, le système de transport permet la circulation bidirectionnelle de l'énergie et comprend la surveillance de l'équipement et du débit d'énergie. L'équipement des lignes de transport permet aussi la gestion à distance. L'automatisation intégrée dans le système aide à préserver la fiabilité en cas d'urgence.

7.3 Le réseau intelligent de l'Ontario : le cadre réglementaire et stratégique

7.3.1 Loi habilitante

À la suite de l'adoption de la *LEVEV*, l'Ontario a présenté une loi habilitante pour mettre en œuvre un concept de réseau intelligent. Subséquemment aux modifications de la *LEVEV* par rapport à la *Loi de 1998 sur l'électricité*, on a présenté la définition élargie suivante du réseau intelligent. Cette définition montre à la fois que le réseau intelligent est au centre de l'orientation politique de la *LEVEV* et qu'il sera complexe de transformer les systèmes de transport et de distribution :

Pour l'application de la présente loi, le réseau intelligent désigne les systèmes et le matériel perfectionnés d'échange de renseignements qui, utilisés ensemble, ont pour effet d'améliorer la flexibilité, la sûreté, la fiabilité, l'efficacité et la sécurité du réseau d'électricité intégré et des réseaux de distribution, particulièrement aux fins suivantes :

- (a) permettre l'utilisation accrue de sources et de technologies d'énergie renouvelable, y compris des installations de production raccordées au réseau de distribution;
- (b) accroître les possibilités d'offrir à la clientèle des solutions de réponse à la demande et de contrôle de la consommation de même que des renseignements sur les prix;
- (c) permettre l'utilisation d'applications de contrôle des systèmes et de technologies émergentes, innovatrices et éconergétiques;
- (d) soutenir les autres objectifs prescrits par règlement.

La *LEVEV* élargit aussi le mandat de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* afin que la CENO soit responsable de faire la promotion de l'économie d'énergie et d'étendre ou de renforcer en temps opportun les systèmes de transport et de distribution pour relier au réseau les centrales d'énergie renouvelable, tout en orchestrant la mise en œuvre d'un réseau intelligent en Ontario. On a également modifié la *LCEO* pour permettre au ministre de l'Énergie de publier des directives à l'intention de la CENO pour établir, mettre en œuvre ou faire la promotion du réseau intelligent. D'autres changements comprennent l'exigence selon laquelle les permis des responsables du transport et de la distribution doivent, d'après les précisions de la CENO ou les règlements, décrire les plans de développement et de mise en œuvre du réseau intelligent.

7.3.1.1 Régulatrice de ses propres politiques? Le rôle de la CENO

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CENO) est responsable de réglementer les secteurs ontariens de l'électricité et du gaz naturel dans l'intérêt du public. Elle est très utile pour protéger les consommateurs des monopoles naturels du secteur de l'énergie.

Les objectifs de réglementation de la CENO du secteur de l'électricité visent d'abord à faire la promotion de l'économie d'énergie conformément aux politiques du gouvernement et ensuite à protéger les intérêts des consommateurs en matière de prix. Ces objectifs pourraient laisser planer une ambiguïté dans l'interprétation que la CENO pourrait faire de ses priorités. Ses fonctions comprennent l'établissement des tarifs pour le transport et la distribution, la détermination des tarifs de production d'énergie de base des centrales nucléaires et d'hydroélectricité d'Ontario Power Generation et l'approbation des budgets et des frais des agences d'électricité. De plus, la CENO octroie les permis à tous les participants du marché et approuve la construction de nouvelles lignes de transport de l'électricité de plus de deux kilomètres de long. Elle surveille le marché du secteur de l'électricité et fait rapport au ministre de l'Énergie sur l'efficacité, l'équité, la transparence, l'abus ou les possibilités d'abus de pouvoir sur le marché. On peut même demander à la CENO de passer en revue les règles du marché de la SIERÉ et d'étudier les appels des décisions de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ). Il est évident que la CENO participe à de nombreuses facettes du système d'électricité de l'Ontario.

Le rôle de la CENO dans l'approbation du financement des clients pour des projets fait d'elle un joueur important dans la mise en œuvre de la politique sur l'énergie en Ontario. Bien que le modèle réglementaire ait bien servi l'Ontario dans la protection des intérêts des consommateurs, on s'interroge à savoir si la CENO est le meilleur organisme pour atteindre les objectifs très novateurs dont elle a hérité grâce à la *LEVEV*, c'est-à-dire faire la promotion de l'énergie renouvelable et de l'économie d'énergie et orchestrer la mise en œuvre du réseau intelligent. Il existe le risque que le gouvernement ait délégué trop de responsabilités à la CENO pour élaborer des politiques dans ces domaines, ce qui pourrait entrer en conflit avec son rôle traditionnel d'organisme de réglementation.

7.3.2 La directive du ministre

Le 23 novembre 2010, le ministre de l'Énergie a remis une directive à la CENO qui lui demandait de prendre des mesures pour établir un réseau intelligent, le mettre en œuvre et en faire la promotion. La gestion par le client, la souplesse du système d'électricité et l'infrastructure adaptative étaient les trois grands objectifs soumis à la CENO. La directive comprenait aussi une liste de dix objectifs de politique définis par le gouvernement pour mettre le réseau intelligent en œuvre. Un objectif exige de tenir compte des avantages environnementaux dans la promotion des technologies d'énergie propre, de l'économie d'énergie et de l'utilisation efficace des technologies actuelles. La CENO utilisera ces objectifs pour concevoir une orientation directe pour les ELD et pour évaluer les plans des ELD sur le réseau intelligent.

7.3.3 Le Groupe de travail sur le réseau intelligent de la Commission de l'énergie de l'Ontario

Conformément à la directive de novembre 2010, la CENO doit signaler ses attentes relativement à l'établissement et à la mise en œuvre d'un réseau intelligent. Ces renseignements doivent être communiqués aux ELD, aux responsables du transport de l'énergie ainsi qu'à tous les autres organismes réglementés dont les tarifs sont revus par la CENO.

Afin d'accomplir cette tâche, la CENO a mis sur pied un Groupe de travail sur le réseau intelligent (GTRI) pour formuler des conseils sur les détails techniques liés à la mise en œuvre d'un plan sur le réseau intelligent en Ontario. Le GTRI se compose de 25 membres qui proviennent de l'industrie, de la SIERÉ, de Mesures Canada et des ELD. Le GTRI se concentre sur les objectifs de la directive en matière de politique et met un accent particulier sur les plans régionaux sur le réseau intelligent qui sont conçus pour que les distributeurs disposent d'une méthode coordonnée. Ainsi, les ELD pourront partager les résultats et les informations du projet pilote et lancer des processus d'approvisionnement similaires. Grâce à l'uniformisation de ces processus, les ELD pourront profiter d'économies substantielles.

Le GTRI a tenu une rencontre d'inauguration le 1^{er} mars 2011 et il se réunira à toutes les deux semaines pendant à peu près quatre mois. Pendant ces séances, le GTRI donnera à la CENO des conseils techniques qui l'aideront à préparer un document de travail. Ce dernier jettera les fondations des prochaines consultations de la CENO sur les documents de réglementation et d'orientation pour le réseau intelligent.

7.4 Le Plan de la Loi sur l'Énergie verte de la Commission de l'énergie de l'Ontario à l'intention des distributeurs

Le 25 mars 2010, la CENO a publié un document (*Distribution System Plans – Filing under Deemed Conditions of Licence*, EB-2009-0397). Ce document décrit les exigences relatives au dépôt sur l'orientation politique de la directive *Deemed Conditions of Licence: Distribution System Planning* (G-2009-0087) que la CENO a publiée en juin 2009 pour la soumission de plans sur les systèmes de distribution relatifs au raccordement des centrales d'énergie renouvelable et au développement du réseau intelligent.

Dès 2012, le coût présenté dans chaque soumission des ELD sur le tarif de service doit comprendre un plan de la *Loi sur l'Énergie verte* (plan de la *LEV*)⁸⁹. Deux types de plans peuvent être soumis, soit la version de base et la version détaillée. Ce sont deux plans quinquennaux et ils traitent de la capacité des distributeurs à raccorder l'énergie renouvelable au réseau. Ils mettent en évidence toute expansion ou tout renforcement nécessaire pour accueillir la production d'énergie renouvelable. De plus, chaque ELD doit soumettre son plan de la *LEV* à l'OEO aux fins de commentaires avant de le remettre à la CENO. La soumission doit comprendre les commentaires de l'OEO.

À ce jour, la CENO n'exigeait pas des ELD qu'elles soumettent des plans de développement du réseau intelligent dans leur plan de la *LEV*, puisque la CENO attendait des indications supplémentaires de la part du ministère qui ont été formulées dans la directive du 23 novembre 2010. Le plan de la *LEV* doit comprendre une description des activités et des dépenses relatives au développement du réseau intelligent si le distributeur cherche à recouvrer ces coûts. Le recouvrement réussi des coûts est sujet à la révision de la CENO.

Les activités et les dépenses liées au développement du réseau intelligent sont limitées aux projets de démonstration, aux études et aux exercices de planification ainsi qu'à l'instruction et à la formation. La CENO conservera un registre en ligne sur tout projet d'étude ou de démonstration, y compris sur les évaluations des ELD qui traitent de rendement, d'avantages et de leçons. Ainsi, les distributeurs pourront partager les meilleures façons de faire et éviter le travail en double inutile.

7.4.1 Autres activités du réseau intelligent en Ontario

Fonds de développement du réseau intelligent du ministère de l'Énergie

Dans le budget de 2009 de l'Ontario, le gouvernement a consacré 50 millions de dollars sur une période de cinq ans pour « permettre la réalisation des projets de recherche, d'immobilisations et de démonstration nécessaires pour établir un réseau intelligent en Ontario »⁹⁰. En janvier 2011, le ministère de l'Énergie a soumis une demande de renseignement pour l'aider à créer un nouveau fonds pour le réseau intelligent. Le ministère a affiché un avis d'information sur le Registre environnemental, et le fonds a été lancé au printemps 2011. On prévoit que les projets approuvés recevront du financement dès le mois d'août⁹¹.

Hydro One

Hydro One travaille pour mettre en œuvre un réseau intelligent et il a déterminé cinq orientations de valeur pour le travail sur son réseau intelligent. Ces orientations sont une meilleure fiabilité, une efficacité améliorée de l'exploitation, une restauration rapide, des outils analytiques et compteurs intelligents pour aider les clients à économiser l'énergie et une empreinte carbonique moindre⁹².

Dans sa demande à la CENO sur les taux de distribution pour 2010 et 2011, Hydro One a indiqué que ses plans portaient sur la mise en œuvre d'un réseau intelligent qui va au-delà des compteurs intelligents. L'entreprise mène des études pilotes sur de nouveaux systèmes, y compris une évaluation d'un système d'information géographique qui cartographie son infrastructure, des essais sur la technologie de production décentralisée et une évaluation des normes et des procédures d'exploitation. Le service public a aussi l'intention de tester les véhicules hybrides électriques rechargeables dans son projet « Zone intelligente ».

Le projet pilote « Zone intelligente » dans la région d'Owen Sound évaluera l'efficacité des différents systèmes technologiques. L'entreprise est à la première étape du projet et se concentre sur l'intégration des télécommunications. Elle examine aussi les divers processus d'affaires, les interfaces ainsi que les systèmes et les outils de gestion de la sécurité nécessaires pour que le réseau intelligent soit une réussite. On s'attend à ce que la première phase dure jusqu'en 2013. Par la suite, Hydro One mettra en œuvre différents éléments du réseau intelligent dans d'autres secteurs de son territoire de distribution et dans son réseau de transport partout en province.

Générale électrique du Canada Inc.

En mars 2011, la compagnie Générale électrique du Canada Inc. (GE) a annoncé qu'elle lancerait un projet de 40 millions de dollars à Markham, en Ontario. Le projet, soit le centre d'excellence *GE Grid IQ Innovation Centre*, aura la responsabilité de développer et de fabriquer des produits du réseau intelligent pour les marchés mondial et de l'Ontario. Il comprendra aussi un immeuble de démonstration et de laboratoire pour les produits et les services de GE. Le projet de 40 millions de dollars reçoit 7,9 millions de dollars du gouvernement de l'Ontario. Le centre se concentrera sur l'automatisation de la distribution, la protection du réseau électrique, la régulation du microréseau et sur la cybersécurité.

Commentaires du CEO

Le réseau intelligent a le potentiel d'améliorer l'exploitation du réseau électrique tout en permettant l'intégration et l'adoption de la production d'énergie renouvelable et d'autres technologies novatrices d'électricité. Il peut également servir de plate-forme pour améliorer l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique. Il est alors louable que le gouvernement ait commencé le processus de mise en œuvre d'une politique sur le réseau intelligent.

Si l'on réussit à implanter un réseau intelligent en Ontario, le CEO croit qu'un organisme devrait avoir la responsabilité de la vision et de la direction globale nécessaire pour guider tous les acteurs vers un but commun pour moderniser le réseau.

Si l'on réussit à implanter un réseau intelligent en Ontario, le CEO croit qu'un organisme devrait avoir la responsabilité de la vision et de la direction globale nécessaire pour guider tous les acteurs vers un but commun pour moderniser le réseau. Le CEO suggère fortement au ministère de l'Énergie d'inviter le public à se prononcer à la fois sur la vision et la façon dont il faudrait mener le développement du réseau intelligent. Si l'on veut lancer ce dialogue, il faut afficher un avis de proposition sur le Registre environnemental aux fins de commentaires publics.

Selon le CEO, l'élément fondamental en ce qui a trait à la responsabilité de mener la mise en œuvre du réseau intelligent est qu'un organisme doit prendre le réseau d'électricité *comme un tout* et qu'il puisse guider tous les organismes ayant des responsabilités liées au réseau vers une vision unifiée. À l'heure actuelle, différentes responsabilités du réseau sont réparties entre la SIERÉ, la CENO, l'OEO, Hydro One, des ELD (et dans une moindre mesure les producteurs d'énergie) et reflètent leurs propres rôles et objectifs. Cette division



des responsabilités convient au fonctionnement actuel du réseau. Cependant, aucun de ces organismes ne s'occupe de toutes les structures physiques du réseau, et il n'y a pas un organisme unique qui a le mandat et la latitude de prendre des décisions sur l'attribution des ressources pour construire un réseau fondé sur l'échange bidirectionnel d'information. De plus, la mise en œuvre de la technologie du réseau intelligent peut exiger le réalignement ou la redéfinition du mandat de certains de ces organismes, ce qui pourrait les placer en situation de conflit d'intérêts s'ils devenaient le responsable de l'élaboration de la politique sur le réseau intelligent.

Enfin, le CEO remarque qu'il existe une asymétrie politique entre les programmes des ELD pour que les clients économisent l'énergie et les services publics. Auparavant, de nombreuses ELD se servaient du financement de l'économie d'énergie pour entreprendre des projets d'investissement en infrastructure afin de réduire les pertes de lignes⁹³. En vertu de l'article 3.1.5 du nouveau Code sur la GDE, les investissements en infrastructure de cette nature ne peuvent pas faire partie des mesures d'économie d'énergie. La CENO justifie cette inclusion dans le Code par le manque de normes d'efficacité sur l'infrastructure de distribution, ce qui fait qu'il est difficile de classer les projets de dépenses en immobilisations comme des outils de GDE⁹⁴. Malgré ces difficultés de classification, ce type d'investissement sur l'infrastructure est nécessaire pour créer un réseau d'électricité très efficace.

Une étude de la CENO de 2008 indique que la majorité des ELD croient que l'environnement réglementaire ne leur a pas permis d'investir de façon optimale pour réduire les pertes liées à la distribution⁹⁵. Par conséquent, il faut créer des mesures incitatives pour de tels investissements en infrastructure afin de réduire les pertes des lignes pour franchir l'obstacle des coûts élevés d'une infrastructure efficace et donner lieu à la planification adéquate du système à long terme. Le CEO croit que le pouvoir de régulation de la CENO pour mettre en œuvre le réseau intelligent lui donne l'occasion de corriger ce déséquilibre.

Le CEO recommande que la Commission de l'énergie de l'Ontario encourage et orchestre les investissements sur le réseau intelligent qui réduisent les pertes des lignes en les mettant au même pied d'égalité que les investissements en économie d'énergie.

Une étude de la CENO de 2008 indique que la majorité des ELD croient que l'environnement réglementaire ne leur a pas permis d'investir de façon optimale pour réduire les pertes liées à la distribution.

8 : Obstacles aux systèmes d'énergie de remplacement



Systèmes d'énergie de remplacement

Le CEO a la responsabilité, en vertu de la CDE, d'examiner « les obstacles à l'élaboration ou à la mise en œuvre de mesures pour réduire la consommation d'électricité, de gaz naturel, de propane, de pétrole et de carburants de transport ou en faire une utilisation plus efficace. » Le CEO a examiné une première fois les obstacles à l'économie d'énergie dans son *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie 2009 (volume 1)*. Cette année, le CEO s'est penché sur les obstacles à l'économie pour un seul secteur : l'adoption des systèmes d'énergie de remplacement.

Les systèmes d'énergie de remplacement réduisent la demande en ressources non renouvelables, telles que l'huile, le charbon et le gaz naturel, et réduisent les émissions de gaz à effet de serre associées aux systèmes d'énergie traditionnels.

Les systèmes d'énergie de remplacement réduisent la demande en ressources non renouvelables, telles que l'huile, le charbon et le gaz naturel, et réduisent les émissions de gaz à effet de serre associées aux systèmes d'énergie traditionnels. En plus des avantages environnementaux, les systèmes d'énergie de remplacement peuvent aussi diminuer les coûts d'énergie des consommateurs, favoriser

la création d'emplois verts et faciliter la création de collectivités durables à la qualité de vie améliorée⁹⁶. Malgré ces nombreux avantages, plusieurs obstacles ralentissent l'adoption des systèmes d'énergie de remplacement (à l'exception des modules PV solaires promus par le microprogramme de TRG). Dans cette section, le CEO examine les obstacles concernant les nouvelles maisons et les nouveaux quartiers et discute d'un obstacle en particulier qui empêche l'installation de systèmes solaires thermiques dans les maisons existantes.

Les sources d'énergie de remplacement et les systèmes de conversion d'énergie incluent notamment les systèmes solaires passifs, la géothermie, les systèmes solaires thermiques et les modules PV solaires. Les constructeurs ou les propriétaires de maisons peuvent utiliser une combinaison de ces technologies ou d'autres technologies durables afin de maximiser l'efficacité et réduire la consommation d'énergie. Par exemple, un propriétaire peut utiliser l'énergie solaire passive pour diminuer les besoins énergétiques globaux, l'énergie géothermique ou solaire thermique pour générer une chaleur de basse intensité pour chauffer l'eau et les pièces et un système solaire photovoltaïque pour alimenter les appareils d'éclairage et les électroménagers en électricité de haute intensité⁹⁷.

Ces technologies peuvent aussi être intégrées à l'échelle du quartier afin de favoriser un système d'énergie résilient pour les collectivités⁹⁸. À l'échelle de la collectivité, les systèmes énergétiques de quartier, des systèmes pour distribuer aux résidences et aux entreprises de la chaleur générée dans des centrales afin de chauffer les pièces et l'eau de plusieurs bâtiments dans un quartier, représentent une solution de rechange aux systèmes d'électricité actuels. À l'heure actuelle, les systèmes d'énergie de quartier produisent leur chaleur à partir de centrales de cogénération qui brûlent des combustibles fossiles, mais ils peuvent aussi utiliser des ressources renouvelables. Les systèmes de cogénération récupèrent la chaleur qui serait perdue en temps normal dans la production d'électricité et économisent le carburant qui sinon serait utilisé pour produire de la chaleur ou de la vapeur dans une unité séparée.

Pour obtenir de plus amples informations sur ces technologies, consultez l'Annexe A du présent rapport.

8.1 Obstacles aux systèmes d'énergie de remplacement dans les nouvelles maisons et les nouveaux quartiers

Les maisons éconergétiques peuvent représenter des économies considérables à vie pour les propriétaires⁹⁹. Par contre, si les bâtiments et



les quartiers ne sont pas construits avec l'efficacité énergétique en tête, les failles énergétiques peuvent être « emprisonnées » dans les immeubles pendant des décennies. Par conséquent, il est important de ne pas manquer les chances de recourir à des technologies éconergétiques pendant la conception et la construction de nouveaux édifices. Compte tenu de la conception d'origine de l'édifice ou du quartier, il peut être dispendieux et peu pratique, voire impossible, de procéder aux améliorations pour mettre en œuvre des systèmes d'énergie de remplacement. Plus de 60 000 mises en chantier ont lieu en Ontario chaque année¹⁰⁰, ce qui représente une d'énormes occasions en or ratées.

Pour quelle raison la pénétration des systèmes solaires passifs, de la géothermie, des systèmes solaires thermiques et photovoltaïques ainsi que les systèmes énergétiques de quartier est-elle relativement lente dans les nouveaux quartiers résidentiels?

Les principaux obstacles, souvent interreliés, comprennent notamment les règlements, le financement et des questions de faisabilité.

Obstacles liés aux politiques et aux règlements

Les obstacles potentiels liés aux politiques et aux règlements existent à différents niveaux, en partie en raison de la variété d'organismes et de paliers de gouvernement qui participent à la planification de l'énergie, ce qui inclut le gouvernement provincial, les services publics de gaz et d'électricité ainsi que les municipalités.

La solution la plus complète pour la province serait de modifier le Code du bâtiment de l'Ontario afin que les systèmes d'énergie de remplacement soient obligatoires plutôt qu'optionnels. Il serait aussi possible, par le biais de mesures partielles, d'utiliser le Code du bâtiment pour faire la promotion des systèmes d'énergie de remplacement.

La solution la plus complète pour la province serait de modifier le Code du bâtiment de l'Ontario afin que les systèmes d'énergie de remplacement soient obligatoires plutôt qu'optionnels. Il serait aussi possible, par le biais de mesures partielles, d'utiliser le Code du bâtiment pour faire la promotion des systèmes d'énergie de remplacement. Un changement proposé au Code du bâtiment obligerait, lors de la construction

de maisons neuves, l'inclusion d'au moins un accès pour faciliter l'installation future de modules PV solaires ou d'un système solaire pour le chauffage de l'eau (« mise en place » solaire). Toutefois, cette modification ne serait pas en vigueur avant 2017¹⁰¹. Le Code du bâtiment peut aussi être modifié pour aider les maisons dotées de systèmes d'énergie de remplacement à se conformer au niveau d'efficacité énergétique global requis par le Code du bâtiment. Par exemple, les systèmes d'énergie de remplacement pourraient être ajoutés à la panoplie de normes que les constructeurs respectent pour répondre aux exigences d'efficacité énergétique¹⁰².

Les services publics réglementés pourraient aussi jouer un rôle dans la promotion de la mise en œuvre de systèmes d'énergie de remplacement, mais il semble que ce rôle soit limité par les décisions et les approbations de la CENO. En 2009, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure en poste a émis une directive à la CENO soulignant que les services publics de gaz devraient avoir le droit de posséder les actifs liés au chauffage héliothermique de l'eau et aux thermopompes utilisant le sol comme source de chaleur, entre autres choses¹⁰³. Toutefois, la décision de la Commission concernant une audience sur les tarifs d'Enbridge suggère que les coûts de ces technologies ne devraient pas être récupérés auprès des clients. Le coût et les risques doivent être assumés par le service public et ses actionnaires¹⁰⁴.

Tout comme les distributeurs de gaz, les services publics d'électricité peuvent concevoir des programmes d'économie d'énergie sur mesure qui font la promotion des systèmes d'énergie de remplacement. Les politiques gouvernementales restreignent toutefois les retombées que les programmes des distributeurs d'électricité peuvent s'approprier. Tel que le ministre l'a demandé, la CENO doit tenir compte de la réduction de la charge attribuable au chauffage et à la climatisation géothermique et au chauffage solaire dans sa définition de la GDE¹⁰⁵. Toutefois, comme ces programmes doivent montrer leur rentabilité avant que la CENO les approuve, les investissements relativement élevés et les petites économies de coûts d'électricité peuvent représenter un obstacle financier connexe qui empêche l'adoption de technologies de chauffage et de climatisation de remplacement. Par conséquent, les approbations de la CENO pourraient à l'heure actuelle restreindre le rôle des ELD dans la promotion de l'adoption de systèmes d'énergie de remplacement. Le gouvernement devrait consulter la CENO et l'OEO, tous deux responsables des tests de rentabilité utilisés en Ontario, afin de savoir comment éliminer cet obstacle.

Des projets pilotes ont montré que les processus de délivrance de permis et d'approbation dans les municipalités et autres paliers de gouvernement peuvent être laborieux et freiner l'intégration fructueuse des systèmes d'énergie de remplacement. Par exemple, à Toronto, un projet pilote de modification pour le chauffage solaire a prouvé que les coûts des permis municipaux et les exigences du Code du bâtiment étaient des obstacles à l'adoption de ces systèmes¹⁰⁶. Dans de nombreux cas, les obstacles provenaient de pratiques conservatrices d'inspecteurs peu familiers avec les nouvelles technologies, plutôt que des exigences légales du Code du bâtiment.

À l'échelle des quartiers, la Déclaration de principes provinciale de 2005 stipule que les services d'urbanisme doivent soutenir l'efficacité énergétique en concevant des plans d'urbanisme qui favorisent des conceptions et des orientations optimales pour l'utilisation d'énergies renouvelables ou de remplacement comme l'énergie solaire¹⁰⁷. À cette fin, le ministère des Affaires municipales et du Logement (MAMLO) a produit des documents d'orientation pour les municipalités désireuses d'encourager les conceptions éconergétiques¹⁰⁸. Toutefois, le MAMLO ne possède aucun indicateur de performance pour déterminer si cette orientation a porté ses fruits sur le terrain¹⁰⁹.

Obstacles financiers

Le coût initial élevé pour les acheteurs de propriétés est souvent mentionné comme étant un obstacle à l'utilisation de systèmes d'énergie de remplacement dans les nouvelles maisons. Les coûts d'investissement varient selon la technologie choisie, mais ils sont particulièrement élevés pour l'installation de systèmes d'énergie géothermique et de modules PV solaires. Les mesures incitatives fractionnées représentent également un problème, puisque les concepteurs et les constructeurs ne paient pas la facture d'électricité résidentielle qui découle du projet, leur priorité est de minimiser les coûts d'investissement pour les nouvelles maisons afin de décrocher des contrats et de maximiser leurs profits¹¹⁰.

Certains promoteurs de systèmes d'énergie de remplacement croient que la meilleure façon d'augmenter la pénétration du marché est d'apposer une étiquette reconnue en matière d'efficacité énergétique domiciliaire sur ces systèmes (p. ex., les normes ENERGY STAR^{MD}, LEED et R-2000). Les étiquettes de haute efficacité énergétique pourraient répondre aux préoccupations liées aux mesures incitatives fractionnées puisque l'accroissement de la visibilité des édifices éconergétiques favoriserait un marché de haute efficacité énergétique. Toutefois, une étude récente révélait que les mesures incitatives remises directement au constructeur favoriseraient davantage l'efficacité énergétique puisqu'elles annulent directement les coûts différentiels sans qu'il soit nécessaire de sensibiliser l'acheteur¹¹¹. Sans mesures incitatives financières, les coûts pourraient continuer d'être un obstacle.

À l'heure actuelle, aucune subvention provinciale ni fédérale n'est offerte aux nouveaux acheteurs de propriétés ou aux constructeurs qui souhaitent investir dans les technologies d'énergie de remplacement. Auparavant, on proposait des fonds et des mesures incitatives aux propriétaires désireux de moderniser certaines technologies énergétiques, mais on les a abandonnés (voir la section 8.2). Les mesures incitatives actuelles sont des mesures traditionnelles sur l'efficacité énergétique (p. ex., des climatiseurs et des chaudières efficaces, etc.) et non sur les systèmes énergétiques de remplacement. Les constructeurs ne peuvent profiter que des mesures incitatives pour la technologie de remplacement s'ils prouvent qu'elles sont rentables¹¹². Le programme de construction de nouvelles maisons de l'OEO offre des mesures incitatives aux entrepreneurs pour construire des maisons qui tiennent compte des normes sur l'efficacité énergétique supérieures à celles du Code du bâtiment actuel¹¹³. Cependant, tel que le CEO l'a souligné déjà¹¹⁴, le fait d'utiliser des taux élevés de réduction dans les tests de rentabilité pénalise souvent les mesures aux coûts les plus apparents élevés, mais qui permettent d'économiser de l'énergie pendant de longues périodes de temps. Voilà une description qui s'applique à de nombreux investissements en technologie énergétique de rechange.

Le financement provincial et fédéral précédent a généralement porté sur les installations de systèmes énergétiques de rechange pour des projets particuliers ou des immeubles, et non sur la conception de projets de quartier. Cependant, au cours des dernières années, le gouvernement fédéral a attribué des fonds aux projets communautaires de façon directe et indirecte en appuyant des programmes externes, tels que le Fonds municipal vert de la Fédération canadienne des municipalités¹¹⁵. De plus, l'OEO a appuyé des projets communautaires à Toronto, Guelph, London et à East Gwillimbury. Il a aussi fourni une aide financière à l'Institut urbain canadien (Canadian Urban Institute) pour la recherche sur l'énergie et la cartographie de l'utilisation du territoire, puis il a créé un Programme de partenariats énergétiques communautaires¹¹⁶.

Limites de la capacité

Le manque de mesures incitatives du gouvernement ou l'incertitude que créent les changements rapides des programmes incitatifs ont participé au manque de capacité des industries énergétiques de rechange. On constate un nombre limité de vérificateurs et d'installateurs de systèmes énergétiques de remplacement de types particuliers et, sans engagement stable, cohérent et à long terme pour les mesures incitatives du gouvernement, le nombre de professionnels pourrait diminuer¹¹⁷.

Commentaires du CEO

L'organisation territoriale d'une collectivité détermine, en grande partie, son utilisation de l'énergie. Une inquiétude primordiale du CEO est de ne pas planifier l'efficacité énergétique à l'échelle du quartier. Puisque que la planification de l'énergie, particulièrement pour les systèmes énergétiques de rechange, est grandement axée sur les unités résidentielles particulières, peu nombreuses sont les attentes pour améliorer l'efficacité énergétique d'une division dans son ensemble. De plus, la planification énergétique en Ontario a, par le passé, été réalisée en silos : la planification de l'approvisionnement en essence se fait séparément de celle en électricité, il en va de même pour la distribution et le transport et tous les systèmes énergétiques sont traités séparément de l'utilisation des terres, du transport et de l'eau¹¹⁸. L'utilisation de l'énergie est une conséquence imprévue des décisions sur la planification de l'utilisation des terres au lieu d'être prise en compte et intégrée aux premières étapes de la planification¹¹⁹.

Si l'Ontario souhaite produire des changements à grande échelle, il ne peut pas continuer de voir la mise en œuvre des systèmes énergétiques de rechange comme des projets uniques.

Si l'Ontario souhaite produire des changements à grande échelle, il ne peut pas continuer de voir la mise en œuvre des systèmes énergétiques de rechange comme des projets uniques. La planification de l'énergie de remplacement et de l'utilisation

de l'énergie devrait être intégrée à la planification communautaire à l'échelle du voisinage et du territoire¹²⁰. Cette vision permettrait de favoriser l'adoption de systèmes énergétiques de rechange dès la construction des quartiers. Toutes les technologies de remplacement peuvent bénéficier d'une visée pour le quartier. Par exemple, les technologies solaires tirent avantage d'un meilleur aménagement du quartier qui améliore l'orientation des maisons et la disposition des panneaux de captage de l'énergie solaire. La géothermie et la cogénération bénéficient de grandes économies liées à la construction de systèmes imposants qui desservent plusieurs unités. Des organismes, notamment Systèmes d'énergie de qualité pour les villes de demain et Canadian Urban Institute, avec des partenaires du gouvernement et des agences, étudient des façons d'intégrer la planification de l'énergie dans la conception des collectivités¹²¹.

Le fait de créer une réelle valeur sous forme de prix de vente élevé pour les maisons dotées de technologies énergétiques de remplacement représente une autre difficulté. La non-adoption d'une disposition de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte (LEV)* est une occasion non exploitée, car elle rendrait obligatoire la divulgation des cotes d'évaluation de l'énergie domestique au moment de la vente de la propriété. Tel qu'il a été souligné dans le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 2)* du CEO, la divulgation obligatoire des cotes sur l'énergie domestique créerait des conditions propices au développement et favoriserait la transformation du marché pour forger un secteur résidentiel de haute efficacité. Le CEO suggère fortement de nouveau au gouvernement d'éliminer les obstacles contre les systèmes énergétiques de rechange et d'édicter cette disposition primordiale.

8.2 L'énergie solaire contre l'énergie solaire thermique : une conséquence paradoxale du micro-programme de TRG de l'Ontario

Le ministère de l'Énergie prétend que « [l]e gouvernement de l'Ontario offre des incitatifs parmi les plus intéressants au monde pour l'acquisition de systèmes de chauffage solaire de l'eau et de l'air »¹²². Malheureusement, cette affirmation n'est plus vraie, puisque tous les programmes incitatifs de la province ont été abandonnés, et le gouvernement ne prévoit pas offrir des mesures incitatives pour l'installation de systèmes d'énergie solaire thermique dans les maisons unifamiliales¹²³.

- Le ministère de l'Énergie finançait un projet pilote de réduction et de prêt, soit **PowerHouse**, qui offrait des réductions et des prêts à 0 % d'intérêts pour l'installation résidentielle d'unités d'énergie solaire thermique, de modules PV solaires, d'appareils éoliens et de géothermie terminée avant le 15 février 2009¹²⁴.
- Le ministère du Revenu offrait un **Programme de remise sur les systèmes d'énergie solaire (PEEDO)** qui rendait la taxe de vente au détail de l'Ontario payée sur des systèmes d'énergie solaire aux propriétaires ou aux constructeurs qui installaient des systèmes d'énergie solaire, y compris des appareils d'énergie solaire thermique, dans des maisons et des immeubles à logements multiples, ou versée sur tout agrandissement ou toute modernisation d'un système d'énergie solaire admissible, entre le 26 novembre 2002 et le 31 décembre 2009.
- Le **Programme** d'économie d'énergie domiciliaire de l'Ontario (**PEEDO**) a été lancé en avril 2007 pour offrir des réductions pouvant aller jusqu'à 5 000 \$ pour moderniser l'efficacité énergétique d'une propriété, dont tout au plus 1 250 \$ pouvaient être consacrés à l'installation d'un appareil d'énergie solaire domestique pour chauffer l'eau, et pour rembourser les propriétaires 50 % des coûts de la vérification énergétique de la maison. La partie du programme sur la modernisation qui offrait les mêmes réductions que le programme fédéral nommé écoÉNERGIE a été abolie en avril 2011. Le programme continuera de financer les vérifications énergétiques domiciliaires toutefois jusqu'en avril 2012.

Commentaires du CEO

Bien que le gouvernement provincial n'offre plus de mesures incitatives aux propriétaires pour installer des appareils d'énergie solaire thermique, il propose, par l'entremise de l'OEO, une mesure pour la pose de modules PV solaires. Il s'agit du micro-programme de TRG. Tel qu'il est souligné dans le *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 2)* du CEO, le micro-programme de TRG de l'Ontario est un outil important pour le développement des sources d'énergie renouvelable¹²⁵ et il aidera la province à éliminer graduellement l'utilisation du charbon dans la production d'électricité.

L'abandon récent des programmes d'énergie solaire thermique conjugué au micro-programme des TRG crée une mesure incitative paradoxale et incite les propriétaires à se servir de leurs investissements et de l'espace limité sur leur toit pour moderniser leur résidence au moyen de modules PV au lieu d'installer des appareils d'énergie solaire thermique¹²⁶. Il s'agit d'une situation malheureuse, car ces appareils qui utilisent l'énergie solaire de façon directe au lieu de la transformer en électricité sont habituellement plus éconergétiques et permettent de faire de meilleures économies d'énergie (et d'argent) que les modules PV. Toutefois, étant donné que la plupart des maisons en Ontario sont chauffées au combustible fossile, les appareils d'énergie solaire thermique peuvent réduire efficacement les émissions de GES¹²⁷.

La préférence involontaire du gouvernement à l'égard des modules PV au détriment de l'énergie solaire thermique soulève la question à savoir si le gouvernement accorde la priorité à la production d'électricité grâce à l'énergie renouvelable au grand dam de l'économie d'énergie et de la réduction des émissions de GES générales. (Cette concentration apparente sur la production d'électricité, aux dépens de l'économie d'énergie et de la réduction des émissions de GES, rappelle l'importance qu'accorde le PÉLT à l'électricité.) Malheureusement, sans plan énergétique exhaustif, il est difficile d'évaluer quels programmes permettraient de réduire le mieux les émissions de GES.

En juin 2007, dans le cadre de sa stratégie contre les changements climatiques intitulée *Ontario vert*, le gouvernement a annoncé qu'il aiderait 100 000 propriétaires à équiper leur maison de toits solaires¹²⁸. Au même moment, on a mis sur pied un Groupe de travail ontarien sur l'énergie solaire pour conseiller le gouvernement sur la façon d'atteindre cet objectif. On a lancé ce Groupe de travail en février 2008 qui devait se concentrer sur les systèmes résidentiels de chauffage de l'eau à l'énergie solaire qui devaient constituer, selon le gouvernement, « un élément clé dans la réalisation de l'objectif »¹²⁹. En octobre 2008, le Groupe de travail ontarien sur l'énergie solaire a terminé son rapport et a formulé de nombreuses recommandations dont certaines n'ont pas encore été mises en application et pourraient être lancées pour rapprocher le gouvernement de son objectif de 100 000 toits solaires. Voici des exemples de ces recommandations :

- exempter de la taxe de vente au détail les systèmes de chauffage de l'eau à l'énergie solaire;
- offrir un programme de prêts sans intérêt dans l'ensemble de la province;
- permettre aux municipalités d'utiliser la taxe de répartition locale pour financer les améliorations apportées aux propriétés privées en matière d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique¹³⁰.

Bien que les modules PV soient une mesure de production d'énergie et que l'énergie solaire thermique soit principalement une mesure d'économie d'énergie, ces deux types de technologies ont de la valeur. Il faudrait en faire la promotion grâce à des mesures incitatives pour atteindre les objectifs du gouvernement et réduire les émissions de GES. À cette fin, le gouvernement pourrait remettre sur pied le PEEDO efficace et prisé qui a fourni plus de 1,3 million de dollars entre 2007 et 2011 pour aider à financer plus de 1 100 appareils domestiques d'énergie solaire pour chauffer l'eau. La dernière année du programme a permis de constater que cette partie précise a énormément gagné en adeptes¹³¹.

De plus, afin de renverser la préférence pour les modules PV solaires que le micro-programme de TRG a fait naître, le gouvernement pourrait devoir ajuster le tarif de cette technologie afin d'éviter la concurrence avec les avantages financiers de l'installation des systèmes solaires thermiques. Par le passé, le CEO a félicité l'OEO d'avoir mis sur pied un comité consultatif sur le micro-programme de TRG qui devait formuler des recommandations sur son développement¹³². À ce moment, le CEO a suggéré que le comité consultatif se penche sur l'évolution des tarifs du micro-programme de TRG et qu'il étudie les tarifs de TRG d'autres régions aux fins d'orientation. Étant donné les circonstances actuelles, le comité consultatif pourrait voir si la province accorde une préférence aux modules PV solaires dans des cas où il serait mieux, du point de vue de la réduction des émissions de GES, d'employer l'énergie solaire thermique.

Finalement, le gouvernement pourrait penser à mettre en œuvre un TRG sur le chauffage à l'énergie renouvelable. Le Royaume-Uni a proposé cette solution. Grâce aux grilles sur le TRG déjà en place qui encouragent la production d'électricité au moyen de l'énergie renouvelable, le gouvernement du Royaume-Uni a, en mars 2011, annoncé des plans pour améliorer le soutien limité consacré au chauffage à l'énergie renouvelable en instaurant une politique incitative (Renewable Heat Incentive)¹³³. Cette politique est le premier plan de soutien financier pour le chauffage à l'énergie renouvelable en son genre au monde. Il offre un soutien financier à long terme pour les installations de chauffage à l'énergie renouvelable, y compris pour les systèmes résidentiels d'énergie solaire thermique. Par conséquent, il fait de cette technologie, non seulement une décision avisée pour l'environnement, mais aussi une mesure financière très attrayante¹³⁴.

Le CEO recommande que le ministère de l'Énergie ajuste les mesures incitatives financières liées à l'énergie solaire thermique et aux modules photovoltaïques solaires dans les immeubles résidentiels afin de refléter adéquatement les avantages économiques et environnementaux propres à ces technologies.

Annexe A : Exemples de systèmes énergétiques de recharge



L'énergie de quartier est un système souterrain de distribution qui fournit de l'énergie thermique aux édifices à partir d'une centrale. Bien qu'il ne s'agisse pas strictement d'un réseau « d'énergie de rechange », les installations simples de quartier chauffent ou refroidissent plusieurs immeubles ou maisons et sont habituellement plus efficaces et produisent moins d'émissions de GES que les systèmes traditionnels de chauffage et de climatisation¹³⁵.

L'énergie de quartier est souvent associée à la **production simultanée d'électricité et de chaleur** (la cogénération) qui produit à la fois de l'électricité et de la chaleur (sous forme de vapeur) à partir d'une seule source d'énergie. Les appareils de cogénération permettent de récupérer la chaleur qui normalement serait perdue dans le producteur d'électricité et d'économiser du carburant qui autrement servirait à produire de la chaleur ou de la vapeur dans une unité distincte.

La technologie de la **géothermie** utilise une température relativement constante sous la surface de la terre (entre 4 et 10 °C en tout temps) pour chauffer et climatiser les édifices¹³⁶. Les appareils de géothermie ont besoin d'un circuit de conduites souterraines (boucle fermée) ou d'eau d'un puits (boucle ouverte)¹³⁷, ainsi qu'une thermopompe et un appareil de distribution dans l'immeuble. Pendant les mois d'hiver, le système pompe la chaleur du sol dans l'édifice, tandis que, pendant les mois d'été, il pompe la chaleur de l'édifice dans le sol qui sert de dissipateur de la chaleur. Bien que la thermopompe ait besoin d'électricité pour fonctionner, les spécialistes estiment que chaque unité d'électricité produit trois ou quatre unités équivalentes d'énergie thermique libres.

Par le passé, le terme énergie géothermique signifiait l'utilisation de ressources en températures élevées et très profondes d'une perspective géologique pour produire de l'électricité à des fins résidentielles et commerciales qui récupèrent la chaleur perdue au cours de l'exploitation¹³⁸. Cependant, au cours des dernières années, on a utilisé le terme pour décrire un spectre élargi de ressources en énergie géothermique, y compris les systèmes de géothermie.

L'énergie solaire passive fait référence à un système qui recueille, emmagasine et redistribue l'énergie solaire sans faire appel aux ventilateurs, aux pompes, ni aux régulateurs complexes. L'énergie solaire passive utilise l'énergie du soleil qui entre habituellement par les fenêtres orientées vers le sud et emmagasine cette chaleur dans une « masse thermique » comme les murs et les planchers faits de roche ou d'acier¹³⁹. Cette chaleur peut considérablement réduire la quantité de chaleur supplémentaire nécessaire produite de façon mécanique. On peut utiliser l'énergie solaire passive en combinaison avec tout type d'appareil de chauffage de l'espace traditionnel ou de rechange. Malgré les hivers froids de l'Ontario, l'énergie solaire passive a fait ses preuves dans la réduction considérable de la charge de chauffage des espaces résidentiels¹⁴⁰.

Puisqu'il faut avoir accès à une lumière du soleil adéquate pour que le système d'énergie solaire passive fonctionne correctement, l'efficacité du système dépend énormément de l'orientation de la rue et de l'espace entre les maisons¹⁴¹. Les immeubles aux grandes façades orientées vers le sud dans les rues qui courent d'est en ouest et dont les fenêtres ne sont pas cachées par d'autres immeubles voisins sont idéaux pour tirer le maximum de luminosité pendant l'hiver et diminuer la quantité de chaleur requise du soleil pendant l'été.

Les modules photovoltaïques (PV) solaires transforment l'énergie du soleil en électricité. Cette dernière est alors utilisée comme une source d'énergie. Contrairement aux autres technologies décrites ci-dessus, cette électricité de haute qualité peut être utilisée à la fois pour répondre aux besoins de chauffage et pour faire fonctionner les appareils et les lumières.

L'énergie solaire thermique est un type de technologie solaire active dont on se sert pour chauffer les espaces et l'eau et qui recueille l'énergie solaire sous forme de chaleur et la transfère directement dans l'air ou dans un fluide caloporteur. Il faut utiliser des ventilateurs et des pompes pour déplacer la chaleur aux fins d'utilisation directe ou de stockage. Tout immeuble a besoin de faire entrer l'air de l'extérieur à des fins sanitaires. Si, pendant les mois d'hiver, on peut chauffer d'avance cet air au moyen de la technologie solaire thermique avant qu'il n'entre à l'intérieur de l'immeuble, on pourrait économiser des quantités considérables d'énergie.

Notes en fin d'ouvrage



Notes en fin d'ouvrage

1. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 1) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario*, Toronto, Ontario, 2010, p. 5. Description complète de la méthode et du mandat de déclaration.
2. EB-2008-0346, Demand-Side Management (DSM) Guidelines for Natural Gas Distributors.
3. Il n'y a pas eu de nouvelles avancées majeures. La plupart des activités reflétaient la mise en œuvre des programmes et des politiques ainsi que le financement déjà accordé (p. ex., transport en commun, réductions pour les véhicules électriques, camionnage) ou la réévaluation et le resserrement des programmes en cours (p. ex., Programme de promotion des véhicules utilitaires écologiques, Trains routiers, Programme ontarien de remplacement des autobus).
4. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel de 2008-2009*, p. 4-5. Exposé sur la résilience.
Homer-Dixon, Thomas, *Complexity Science and Public Policy*, présentation de John L. Manion, le 5 mai 2010. Présentation des concepts et des idées sur la théorie de la complexité.
5. Les Ontariens se font dire par certains groupes que l'économie d'énergie est coûteuse, même si elle peut faire diminuer les factures. Les renseignements sur les coûts liés à la construction d'une nouvelle source d'approvisionnement en énergie nucléaire ne sont pas divulgués. La possibilité de diminuer les coûts liés à l'énergie renouvelable au fur et à mesure que la technologie progresse est ignorée. Les coûts du réseau intelligent ne sont pas présentés dans le contexte de nouvelles occasions d'affaires et des avantages pour les consommateurs.
6. Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2010.
7. Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2010, p. 18 et 19, figures 4 et 5.

Le texte du PÉLT sème la confusion et indique que la production d'énergie fournira 165 TWh en 2030, tandis que la figure 5 propose plutôt une production de 198 TWh. Même si l'on enlève la quantité d'énergie économisée de 14 % pour obtenir un chiffre net dans la figure 5, on obtient tout de même une production d'environ 170 TWh en 2030. La différence peut être attribuable à la production d'environ 5 TWh d'électricité en Ontario qui est exportée et consommée ailleurs que dans la province.
8. Le PÉLT voit l'économie d'énergie comme des mégawatts de puissance installée, soit une ressource en approvisionnement au même pied d'égalité que la production (les analystes en énergie les nomment des « négawatts »). La quantité d'économie d'énergie n'a pas été retirée de la capacité totale (elle tient compte de l'économie) avant de calculer les ressources installées. En 2010, la capacité installée d'économie d'énergie se chiffrait à 1 837 MW ou 5 % de la capacité totale et elle triplera presque d'ici 2030 pour atteindre 7 156 MW ou environ 15 % de la capacité. De plus, le calcul de la quantité d'électricité produite par type de carburant tient aussi compte des TWh liés à l'économie d'énergie. En 2010, l'économie d'énergie a produit près de 6 TWh ou 4 % de l'approvisionnement, et ces chiffres vont continuer de croître pour s'établir à 28 TWh ou près de 14 % de l'approvisionnement en 2030.
9. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, courriel envoyé au CEO, le 15 avril 2011.
10. Depuis les années 1990, les producteurs fournissent une capacité installée de gaz naturel associée aux contrats des producteurs sans vocation de service public. Au cours de la décennie, nombreux sont les contrats qui prendront fin, et l'OEO décidera si leur production demeure nécessaire et si de nouveaux contrats seront signés avec les producteurs sans vocation de service public.
11. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, courriel envoyé au CEO, le 15 avril 2011.

Quantités précises : le charbon représente à l'heure actuelle 12 % ou 4 484 MW de la puissance installée et il fournit plus de 13 TWh ou 8 % de la production totale en 2010. La puissance installée du gaz naturel se chiffre actuellement à 9 424 MW ou 25 % de la capacité totale. En 2030, la puissance attribuable au charbon sera de 9 153 MW et elle représentera 19 % de la capacité totale de 2030. En 2010, les producteurs d'énergie alimentée au charbon ont fourni près de 23 TWh ou environ 15 % de la production. La production à partir du charbon chutera et ne fournira qu'environ 15 TWh ou 7 % de la production totale en 2030. L'énergie nucléaire représente à l'heure actuelle 31 % de la puissance installée avec 11 446 MW. Elle a fourni 52 % ou près de 82 TWh d'électricité en 2010. L'énergie nucléaire produira environ 45 % de la puissance (environ 90 TWh) en 2030. On aura besoin d'une puissance installée de 12 052 MW (25 % de la puissance totale) pour fournir cette quantité d'électricité.

L'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable (énergies éolienne et solaire, bioénergie) représente 1 657 MW ou 5 % de la puissance installée totale en 2010 et elle fournit près de 4 TWh ou 2 % de la production totale. D'ici 2030, ces chiffres s'élèveront pour atteindre près de 10 700 MW ou 22 % de la puissance totale. Environ 26 TWh ou 13 % de la production totale seront attribuables aux énergies renouvelables (autre que l'hydroélectricité). L'énergie hydroélectrique connaîtra une légère hausse par rapport aux 8 127 MW actuels (22 % de la puissance installée totale) qui fournissent 39 TWh ou 19 % de la production. D'ici 2030, une puissance installée de 9 024 MW (19 % de la puissance totale) produira plus de 40 TWh ou 20 % de la production totale. L'économie d'énergie et ses 1 837 MW représentent à l'heure actuelle 5 % de la puissance installée. Elle triplera presque d'ici 2030 pour atteindre 7 156 MW ou 15 % de la puissance. En 2010, l'économie d'énergie fournissait près de 6 TWh ou 4 % de l'approvisionnement, et ces chiffres connaîtront une hausse pour s'établir à environ 28 TWh ou près de 14 % de la puissance en 2030.

12. Office de l'électricité de l'Ontario, *Integrated Power System Plan, version 080904*, le 29 août 2008. <http://www.powerauthority.on.ca/integrated-power-system-plan/b-ipsp>. Consulté le 1er avril 2011.

13. Règlement de l'Ontario 424/04, *Integrated Power System Plan*.

http://www.e-laws.gov.on.ca/html/regs/english/elaws_regs_040424_e.htm

14. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, « McGuinty Government Seeking Citizens' Views On Electricity Supply Mix », *communiqué de presse*, le 2 février 2006. <http://news.ontario.ca/archive/en/2006/02/02/McGuinty-Government-Seeking-Citizens039-Views-On-Electricity-Supply-Mix.html>

En février 2006, le ministère de l'Énergie a tenu 12 assemblées publiques partout en Ontario et il a invité le public à se prononcer sur le prochain approvisionnement du secteur de l'électricité en Ontario sur son site Web avant l'élaboration du PREI. Les documents de planification sous-jacents à la consultation se fondaient sur le rapport *Supply Mix Advice Report*, rédigé par l'OEO, qui présentait des options sur l'édification prochaine du réseau d'électricité.

<http://www.powerauthority.on.ca/integrated-power-system-plan/supply-mix-advice>

15. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, « McGuinty Government Invites Feedback from Ontarians », *communiqué de presse*, le 20 septembre 2010.

<http://news.ontario.ca/mei/en/2010/09/ontario-to-update-long-term-energy-plan.html>

Ministère de l'Énergie de l'Ontario, « Seeking Ontarians' Views on Our Energy Future », *communiqué de presse*, le 20 septembre 2010.

<http://news.ontario.ca/mei/en/2010/09/seeking-ontarians-views-on-our-energy-future.html>

Bien que les communiqués de presse utilisent le terme « mise à jour (update) », il n'y avait pas, pour ainsi dire, de plan énergétique à long terme à actualiser. Les communiqués de presse ont semé la confusion lorsqu'ils ont déclaré que la première version du plan à long terme a été publiée en 2006. Le PÉLT n'a pas été rendu public en 2006. Le ministre de l'Énergie a demandé en juin 2006 à ce qu'un PREI soit créé. De plus, les communiqués de presse décrivent le PÉLT comme une mise à jour du PREI et voient les cibles du PREI de 2007 comme des réussites du PÉLT.

16. Questions : 1. Après plusieurs années pendant lesquelles les taux sont demeurés stables, le prix actuel de l'électricité pour les Ontariens augmente à cause des investissements dans l'infrastructure et la nouvelle production d'énergie. Comment devrait-on ajuster les coûts élevés pour les Ontariens en fonction d'autres objectifs liés à la planification du réseau d'électricité, notamment l'infrastructure, la nouvelle production d'énergie et l'augmentation de la production d'énergie renouvelable, tout en éliminant graduellement la production d'énergie grâce au charbon? 2. Selon vous, de quelle façon les demandes en électricité des familles et des entreprises changeront-elles au cours des 20 prochaines années en Ontario? 3. Quel rôle devrait jouer les types d'énergie renouvelable (hydroélectricité, énergies solaire et éolienne et la biomasse) dans le prochain profil d'approvisionnement de l'Ontario? 4. Quel type de production devrait remplacer le charbon dans le profil d'approvisionnement en Ontario? 5. Quel rôle le gaz naturel devrait-il jouer dans le prochain profil d'approvisionnement de l'Ontario? 6. Quel rôle l'énergie nucléaire devrait-elle jouer dans le prochain profil d'approvisionnement de l'Ontario? 7. Quel est le bon degré d'investissements rentable pour le transport et la distribution de l'énergie (l'infrastructure qui transporte l'énergie des stations aux maisons et aux entreprises) pour notre prochain réseau d'électricité? Quel serait le bon équilibre entre les besoins de rentabilité et une construction adéquate? 8. Les programmes de GDE qui fournissent les outils pour gérer les factures et éviter les nouvelles dépenses pour le réseau sont-ils importants pour l'avenir énergétique de l'Ontario? Existe-t-il des moyens de les améliorer? 9. Selon vous, de quels éléments

clés faut-il tenir compte pour que le réseau d'électricité de l'Ontario demeure fiable, viable, propre et rentable pour nos enfants et nos petits-enfants?

17. Registre environnemental, avis n° 011-1701.

18. Ministre de l'Énergie, Brad Duguid, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, le 17 février 2011.

http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/new_files/IPSP%20directive%2020110217.pdf Consulté le 15 avril 2011.

Ministre de l'Énergie, Brad Duguid, lettre d'orientation remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, le 17 février 2011.

http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/Documents/Direction_to_the_OEB_20110217_IPSP.pdf. Consulté le 15 avril 2011.

Le ministre de l'Énergie a remis une directive à l'OEO le 17 février 2011 sur la dernière version de la directive sur le profil d'approvisionnement. Elle remplace les directives sur le profil d'approvisionnement publiées en juin 2006 et septembre 2008. Elle somme l'OEO de préparer un PREI conforme aux objectifs décrits dans la directive sur le profil d'approvisionnement.

Le gouvernement a également remis une lettre d'orientation à la Commission de l'énergie de l'Ontario dans laquelle il précise qu'il est prévu que l'OEO mettrait le PREI en œuvre plus tard en 2011 et que la CENO devra lancer une révision du PREI dans les 12 mois qui suivent la date à laquelle l'OEO le lui a remis.

19. Ministre de l'Énergie, Brad Duguid, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, le 17 février 2011.

http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/new_files/IPSP%20directive%2020110217.pdf Consulté le 15 avril 2011.

La directive sur le profil d'approvisionnement déclare qu'elle remplace les deux directives précédentes. On a apporté des explications à la dernière version de la directive sur le profil d'approvisionnement dans la section qui dicte de construire de nouvelles lignes de transport dans plusieurs régions de la province. Il y est indiqué que l'OEO devrait préciser l'ampleur et le moment des nouveaux investissements pour les lignes de transport.

20. Un (1) mégawatt est égal à 1 000 kilowatts et un (1) térawattheure est égal à 1 milliard de kilowattheures.

21. Office de l'électricité de l'Ontario, *Integrated Power System Plan, version 080904*, section D, onglet 5, annexe 1, le 29 août 2008.

http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/page/7764_D-5-1_updated_2008-09-04_v2.pdf Consulté le 15 avril 2011.

Ministre de l'Énergie, Dwight Duncan, directive remise à l'Office de l'électricité de l'Ontario, le 13 juin 2006.

http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/page/1870_IPSP-June13,2006.pdf. Consulté le 15 avril 2011.

La cible de 2010 consistait à augmenter de 2 700 MW les 7 702 MW de 2003 pour atteindre une somme de 10 402 MW.

22. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, message électronique envoyé au personnel du CEO, le 11 mars 2011. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario n'a fourni aucun document source.

23. Ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure, Brad Duguid, directive remise à la Commission de l'Énergie de l'Ontario, le 31 mars 2010.

http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/GEGEA%20Implementation%20and%20Readiness/minister_directive_20100423.pdf. Consulté le 27 avril 2011.

Les cibles ont été établies pour la période allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2014.

24. Ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure, Brad Duguid, directive remise à la Commission de l'Énergie de l'Ontario, le 31 mars 2010.

http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/GEGEA%20Implementation%20and%20Readiness/minister_directive_20100423.pdf. Consulté le 27 avril 2011.

La section 2a de la directive sur la GDE indique simplement que la cible se chiffre à 1 330 MW de la demande de pointe provinciale. La section 6g signale que les ELD devraient utiliser le protocole d'EMV de l'OEO lorsqu'elles vérifient les économies de ces programmes. La définition du protocole de l'OEO semble comprendre les demandes de pointe hivernale et estivale. Les programmes de GDE ou les règlements proposent d'autres définitions de la demande de pointe (p. ex., les programmes de réponse à la demande pour les industries et la tarification en période de pointe pour les consommateurs dont la demande dépasse 5 MW). Par exemple, une pointe peut être l'heure pendant laquelle la demande a été la plus élevée de toutes en 2014, une moyenne d'un certain nombre des heures où la demande était la plus élevée en 2014.

25. Le ministère a été incapable de fournir la documentation détaillée de soutien pour répondre aux demandes de renseignements du CEO. Il prétend qu'il n'est pas le gardien des renseignements demandés. Par conséquent, plusieurs des quantités déclarées demeurent obscures. Par exemple, le PÉLT prétend que les cibles d'économie d'énergie permettront aux contribuables d'économiser 27 milliards de dollars sur 20 ans d'après un investissement de 12 milliards de dollars, que les 3 milliards de dollars investis dans les programmes d'économie d'énergie au cours des cinq prochaines années permettront d'éviter des coûts en approvisionnement de 10 milliards de dollars et que plus de 1 700 MW ont été économisés à ce jour.

26. La production de base signifie l'énergie produite dans les centrales exploitées au rendement le plus élevé possible et en tout temps, car il est onéreux ou complexe d'un point de vue technique de cesser les activités de ces centrales pour de courtes périodes de temps. Les centrales de la production de base (p. ex., une centrale nucléaire), fournissent l'énergie pour une partie de la charge minimale, ou pour toute la charge, d'un réseau et elles produisent de l'électricité à un taux essentiellement constant parce qu'elles sont toujours exploitées, ce qui optimise l'efficacité des réseaux et diminue leurs coûts d'exploitation.

Les deux types de cibles orientent la planification. Les cibles sur la demande de pointe, tel que leur nom le précise, aident à éviter de construire de nouvelles stations de pointe (habituellement des centrales alimentées au gaz). Les cibles fondées sur la consommation servent davantage à diminuer le besoin de construire des centrales énergétiques supplémentaires de production de base ou intermédiaire.

Récemment, l'Ontario a connu des périodes de surplus dans la production de base. Cette hausse est principalement attribuable à deux situations, soit la demande réduite à la suite de la crise économique de 2008 et, dans une moindre mesure, la nouvelle puissance récente de l'énergie renouvelable des centrales d'énergie éolienne et solaire qui fournissent, dès qu'elles en produisent, de l'électricité que la SIERÉ ne répartit pas. L'économie d'énergie ne joue pas un grand rôle dans le surplus de la production de base, car les programmes de l'Ontario à ce jour sont axés sur la réponse à la demande et se concentrent sur la demande de pointe, et non sur la production de base.

Une production de base excédentaire entraîne des prix inefficaces, mais elle diminue, et il s'agit d'un point critique pour la planification du réseau, la souplesse requise pour exploiter les centrales en Ontario. La souplesse

sera importante au fur et à mesure que la puissance de l'énergie renouvelable décrite dans le PÉLT s'intégrera à la puissance globale du réseau et que la SIERÉ rédigera des règles pour exiger que les centrales d'énergie renouvelable soient malléables. (Le terme malléable signifie que les centrales peuvent facilement être mises sous tension ou interrompues en quelques minutes à la demande de la SIERÉ, ce qui n'est pas le cas des centrales de production de base dont la puissance générée peut de façon limitée être ajustée et qui ne sont pas régulées par le responsable de l'exploitation du réseau.)

27. Office de l'électricité de l'Ontario, *Integrated Power System Plan, version 080904*, le 29 août 2008, section D, onglet 6, annexe 1.

http://www.powerauthority.on.ca/sites/default/files/page/7764_D-5-1_updated_2008-09-04_v2.pdf Consulté le 15 avril 2011.

On a établi une fourchette de puissance, car la quantité de nouvelle énergie nucléaire nécessaire a subi l'influence des décisions sur la restauration possible des centrales nucléaires existantes. On a conçu deux mises en situation de planification pour couvrir la fourchette de la nouvelle production de base prévue. La construction des centrales nucléaires devait commencer en 2018.

28. Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, p. 24.

29. Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, p. 18, figure 4.

Le PÉLT aurait pu mieux communiquer l'aspect de l'économie d'énergie qui en fait une « ressource de puissance », c'est-à-dire qu'elle joue un rôle qui permet d'éviter le besoin de construire des infrastructures supplémentaires de production et de transport. On dit souvent que l'énergie économisée est égale à l'énergie nécessaire pour alimenter une ville d'une certaine taille ou qu'elle représente un nombre de maisons retirées du réseau ou de véhicules retirés de la route. Par exemple, les cibles d'économie d'énergie de 2030 du PÉLT de 7 100 MW et de 28 TWh sont décrites comme si elles étaient égales au retrait de 2,4 millions de maisons du réseau d'électricité. Ainsi, les Ontariens pourraient mieux comprendre que ces économies peuvent éviter à l'Ontario de construire environ 8 nouveaux réacteurs nucléaires.

30. La « priorité » établit officiellement qu'une région qui prévoit répondre à ses besoins en énergie investira d'abord dans l'efficacité énergétique et les ressources

axées sur la demande, ensuite dans les ressources en énergie renouvelable et, seulement après ces étapes, dans l'approvisionnement en électricité propre traditionnelle.

31. Par exemple, le Plan indique que l'Ontario s'engage à construire deux nouvelles centrales nucléaires et il dit que l'énergie nucléaire doit être offerte à un prix juste. Dans un exposé de 2008 sur un processus visant à établir deux nouvelles centrales nucléaires à Darlington, le Plan déclare que le prix offert reçu était supérieur au prix ciblé de la province. Le PÉLT donne des renseignements sur le coût de la construction d'une nouvelle centrale nucléaire afin que l'on puisse le comparer à celui d'autres formes de production d'énergie, plus particulièrement à la production d'énergie renouvelable que les opposants voient comme une option de choix pour le coût de l'approvisionnement. Bien qu'il y ait un changement de direction en faveur de la production d'énergie renouvelable, les contraintes liées à l'édification de nouvelles lignes de transport pour considérablement limiter la construction de toutes les centrales d'énergie renouvelable proposées dans le Plan. La croissance de l'industrie nucléaire a perdu de la vitesse au cours des deux dernières décennies en raison des dépenses élevées en immobilisations pour la construction de nouvelles unités et la remise en service d'unités existantes.
32. Jusqu'à présent, la CENO a signalé, lorsqu'elle étudie les demandes des ELD relatives aux programmes de GDE qu'elle approuve, qu'elle exige un degré de détail élevé pour tous les éléments du programme, soit la conception, la mise en œuvre et l'évaluation, avant de les approuver. La CENO approuve un programme dans sa totalité et non par parties. Ce processus peut ralentir l'arrivée de programmes sur le marché et faire en sorte que l'on rate des cibles. Une décision récente de la CENO sur la GAD du gaz naturel indique qu'elle accorde énormément de valeur aux répercussions pour les contribuables puisqu'elle respecte son mandat de faire la promotion de l'économie d'énergie et qu'elle approuve des taux prudents.
33. Robert Warren, Ian Mondrow, George Vegh et Jan Carr, « Where is the Regulatory System Headed », *Ippso Facto*, août 2010, p. 12.

George Vegh, Glenn Zacher et Patrick Duffy, « The Changing Face of Regulation », *Ippso Facto*, janvier 2009, p. 8.

Les commentaires ont soulevé un point qui a lancé une discussion sur le rôle de la CENO et du gouvernement en la matière. À titre d'exemple, des actions ont eu des répercussions sur l'étendue et le rythme du développement de la GDE, notamment les négociations

entre l'OEO et les ELD sur les contrats-cadres et les annexes des nouveaux programmes régis par l'OEO et mis en application à la grandeur de la province (dont le lancement est prévu le 1er janvier 2011) et qui ne sont toujours pas terminées au moment d'écrire le présent rapport.

34. L'économie de gaz naturel n'est mentionnée qu'une fois relativement à un programme conçu pour les ménages au faible revenu.
35. Le Plan aurait dû fournir un exposé détaillé sur des éléments particuliers comme les normes d'efficacité minimales pour les électroménagers, les taux et les codes des bâtiments, les plans officiels municipaux, l'énergie des secteurs et le prix du carbone. On parle brièvement d'un règlement spécifique qui exige du secteur public (les municipalités, les universités, les écoles et les hôpitaux) qu'il produise des plans d'économie d'énergie. On promet d'appuyer les propriétaires pendant les vérifications en matière d'énergie. De plus, une brève déclaration indique que les cibles d'économie d'énergie seront atteintes au moyen de codes, de normes, de programmes et de la tarification au compteur horaire.
36. Un effort officiel de collaboration entre le gouvernement, les agences de l'énergie, les responsables de la réglementation et les services publics a donné lieu à une méthode unique et unifiée sur l'utilisation de l'électricité et du gaz qui décrit un plan de mise en œuvre commun pour atteindre les objectifs de la politique. La méthode de planification de la Californie a récemment intégré l'utilisation de l'énergie dans le transport, les besoins en recherche et développement et les engagements en vertu de la loi en matière de changements climatiques, comme la politique sur le plafonnement et l'échange, et elle évalue le besoin d'intégrer les décisions des instances régionales sur la planification, l'infrastructure et les approbations accordées aux promoteurs.

On peut faire quelques parallèles avec le cadre réglementaire de l'Ontario qui se sert de directives et du PREI. Le plan de mise en œuvre tient compte des ordres officiels des gouverneurs de la Californie, des délibérations entre la commission californienne des services publics et la commission de l'énergie et de l'orientation de la loi. Certains des secteurs propices à la coordination et à l'intégration sont les normes minimales sur le rendement énergétique, les achats d'électroménagers des consommateurs, les programmes sur l'efficacité énergétique et de réponse à la demande, les investissements des consommateurs en matière d'énergie (appareils d'énergie solaire thermique et modules photovoltaïques solaires) et les codes des bâtiments.

37. On peut faire un parallèle avec les voitures électriques. Une interprétation littérale de la directive sur le profil d'approvisionnement pourrait suggérer qu'il serait avantageux de financer une mesure d'économie d'énergie comme un projet conçu pour diminuer les achats de voitures électriques, car elle ferait diminuer la consommation totale d'électricité. Par contre, il est invraisemblable de dire que le gouvernement préférerait cette option, puisque ses autres actions font la promotion des voitures électriques.
38. Ministère du Revenu de l'Ontario, « Northern Ontario Energy Credit ». <http://www.rev.gov.on.ca/en/credit/noec/index.html> Consulté le 2 mai 2011.
39. Ministère du Revenu de l'Ontario, « Ontario Energy and Property Tax Credit ». <http://www.rev.gov.on.ca/en/credit/oeptc/index.html> Consulté le 2 mai 2011.
40. Une somme mensuelle adéquate pourrait être 10 % du prix « global » pour 800 kWh d'électricité en 2010, ce qui équivaut environ à 11,40 \$ par mois.
41. Aegent Energy Advisors Inc., « Ontario Clean Energy Benefit - A Short-Term Conservation Killer? », bulletin, novembre 2010. <http://www.aegent.ca/newsletters/OntarioCleanEnergyBenefit.html> Consulté le 2 mai 2011).
42. Electric Power Research Institute, *Price Elasticity of Demand For Energy: A Primer and Synthesis*, 2008, p. 20.
43. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Regulated Price Plan Price Report, November 1, 2010 to October 31, 2011*, 2010, p. 22.
44. Les cinq heures de pointe doivent provenir de cinq journées différentes.
45. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Allocation of Global Adjustment*, présenté à un comité consultatif d'intervenants, le 31 mars 2010. <http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/consult/sac/sac-20100331-Allocation-of-Global-Adjustment.pdf>. Consulté le 2 mai 2011.
46. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, renseignements transmis au CEO à la suite de sa demande d'information, le 16 mars 2011. La période de base est la période de temps pendant laquelle on détermine les cinq heures de pointe du réseau (et la demande des consommateurs de classe A pendant ces heures de pointe). Dans cet exemple, la période de base allait du 1er mai 2010 au 31 octobre 2010. À l'avenir, la période de base comptera 12 mois.
47. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Diverse Supply Mix Provides Flexibility in Operating Ontario's Power System - Integration of Renewable Resources Well Underway*, communiqué de presse, le 7 janvier 2011. Les valeurs de la consommation de l'électricité en Ontario de 2010 (142 TWh) et la moyenne pondérée de l'ajustement général (2,73 cents/kWh) décrites dans ce communiqué de presse signifient que les coûts totaux liés à l'ajustement général en 2010 étaient de 3,88 milliards de dollars. Quatre pour cent de cette valeur est égale à 155 millions de dollars.
48. Règlement de l'Ontario n° 494/10 qui modifie le Règlement de l'Ontario 95/05 et pris en application de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.
49. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume deux) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario, Résultats*, Toronto, Ontario, 2010, p. 21-22.
50. The Brattle Group, *Assessing Ontario's Regulated Price Plan: A White Paper*, 2010, p. 8-9.
51. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Re: Review of the Structure and Price Setting Methodology for Time-of-Use Prices; Staff Report to the Board. Board; File No.: EB-2010-0364*, lettre du 31 mars 2011.
52. Les prédictions dans le rapport de Brattle Group sont fondées sur deux études pilotes en Ontario sur deux petits échantillons. Les estimations sur la réduction de la demande de pointe attribuable à la tarification au compteur horaire de ces études varient en fonction d'un facteur de près de 10 (p. 8).
53. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, information remise au CEO en réponse à sa demande, le 16 mars 2011.
54. Ministère des Affaires municipales et du Logement de l'Ontario, *Suite Metering Provisions Under the Residential Tenancies Act, 2006 and the Energy Consumer Protection Act, 2009 Consultation Paper*, 2010.
55. L'article 53.18 de la *Loi de 1998 sur l'électricité* comporte une interdiction sur les « activités de mesure discrétionnaires » après le mois de novembre 2005, sauf si une autorisation précise a été accordée. Le gouvernement a précisé (grâce au Règl. de l'Ont. 442/07 pris en application de la *Loi de 1998 sur l'électricité*) que les associations de copropriétaires pourraient lancer des activités liées aux compteurs individuels, mais des règles semblables pour le secteur locatif n'ont jamais été proposées. Afin de semer davantage la confusion, l'article 137 de la *Loi de 2006 sur la location à usage d'habitation* comprend des règles qui décrivent les conditions selon lesquelles les activités liées aux compteurs individuels pourraient être lancées dans les unités locatives résidentielles. Cet article de la *Loi* n'a

- jamais eu force de loi. Une décision et un ordre de la CENO (EB-2009-0111) du mois d'août 2009 autorisent de façon explicite les activités liées aux compteurs individuels (particulièrement celles liées aux compteurs divisionnaires d'unités) selon certaines conditions et ils précisent que la LPCE et ses règlements correspondants auront bientôt préséance sur ces règles.
56. Commission de l'énergie de l'Ontario, *EB-2009-0111, Decision and Order*, 2009.
 57. Navigant Consulting, *Evaluation of Individual Metering and Time-of-Use Pricing Pilot*, 2008.
 58. New York State Energy Research and Development Authority, *Residential Electrical Submetering Manual*, 2001, p. 2.
 59. Office de l'électricité de l'Ontario, informations fournies au CEO en réponse à une demande d'information du CEO, le 14 mars 2011.
 60. Guy Raffaele, Office de l'électricité de l'Ontario, courriel au personnel du CEO, le 3 mars 2011.
 61. Office de l'électricité de l'Ontario, informations fournies au CEO en réponse à une demande d'information du CEO, le 14 mars 2011.
 62. Office de l'électricité de l'Ontario, informations fournies au CEO en réponse à une demande d'information du CEO, le 14 mars 2011.
 63. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie -2009 (volume 1) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario*, Toronto, Ontario, 2010, p. 24-25.
 64. Par exemple, les programmes de GDE pour les clients à faible revenu offerts par les ELD entre 2005 et 2007 ont produit les plus petites économies d'énergie par dollar investi de toute la série de programmes de GDE offerts. Les programmes pour les clients à faible revenu des distributeurs de gaz naturel ont obtenu des résultats légèrement inférieurs. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 2) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario, Résultats*, Toronto, Ontario, 2010, p. 39.
 65. Par exemple, un intervenant a noté que les ELD ne pourraient pas concevoir des programmes de régulation de la consommation puisqu'il pourrait, selon la définition de doublons du Code de GDE, être interprété comme un doublon du programme *PeakSaverMD*.
 66. Commission de l'énergie de l'Ontario, *EB-2008-0346 Staff Discussion Paper On Revised Draft Demand Side Management Guidelines for Natural Gas Utilities* (2011), p. 47 (niveaux budgétaires) et p. 50 (recommandations). La recommandation du personnel de la Commission était d'augmenter les budgets d'environ 6 % des revenus des services publics réglementés, moins le coût d'achat du gaz, d'ici 2014.
 67. Enbridge Gas Distribution Inc., *2012 DSM Framework Development Response to the Report of Concentric Energy Advisors, Review of Demand Side Management (DSM) Framework for Natural Gas Distributors, and Response to the Report of the Pacific Economics Group, "Top Down" Estimation of DSM Program Impacts on Natural Gas Usage* (2010), p. 19. Union Gas, *Re: EB-2008-0346 – Union's Comments on the "Review of the DSM Framework for Natural Gas Distributors" Report* (2010), p. 15. Les deux distributeurs avaient suggéré une augmentation légèrement en dessous de la recommandation du personnel de la Commission, soit entre 4 et 6 % des revenus des services publics réglementés, moins le coût d'achat du gaz.
 68. Ministre de l'Énergie, Brad Duguid, lettre sans titre adressée au président de la Commission de l'énergie de l'Ontario, Howard Weston, le 5 juillet 2010.
 69. Commission de l'énergie de l'Ontario, lettre intitulée *Re: Demand Side Management ("DSM") Guidelines for Natural Gas Utilities (EB-2008-0346); Issues for Further Comment*, le 29 mars 2011, p. 4.
 70. Commission de l'énergie de l'Ontario, lettre intitulée *Re: Demand Side Management ("DSM") Guidelines for Natural Gas Utilities (EB-2008-0346); Issues for Further Comment*, le 29 mars 2011, p. 5.
 71. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 2) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario, Résultats*, Toronto, Ontario, 2010, p. 2.
 72. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 2) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario, Résultats*, Toronto, Ontario, 2010, p. 38.
 73. Les services publics ont l'obligation d'offrir des programmes d'économie à tous les segments de consommateurs. Les fonds investis dans les programmes d'économie offerts à un segment proviennent uniquement des clients de ce segment. De plus, la majorité des programmes d'économie financent seulement une partie des coûts totaux (à l'exception des programmes pour les clients à faible revenu). Les participants assument le reste des coûts.
 74. Le Conseil des consommateurs du Canada et Audrey LeBlanc ont demandé à la Commission de l'énergie de

- l'Ontario d'annuler ces frais sous prétexte qu'il s'agit en fait d'une taxe indirecte, ce qui va à l'encontre de la constitution. Le cas est actuellement en audience devant la Commission (dossier EB-2010-0184).
75. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume 2) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario, Résultats*, Toronto, Ontario, 2010, p. 56.
 76. L'énergie se perd dans le transport et la distribution de l'électricité, depuis la production jusqu'à la consommation. On la perd principalement en raison de la résistance des lignes puisqu'elle convertit l'énergie électrique en énergie thermique. Lorsque l'électricité voyage sur les lignes de transport, la résistance des fils fait chauffer ces derniers, ce qui, à l'instar du filament d'une ampoule électrique, consomme de l'électricité.
 77. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Ontario Electricity Distributor Practices Relating to Management of System Losses*, Regulation Audit Office, le 23 juin 2008, p. 6.
 78. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Loss Penalty Factors (SE-40)*, le 10 avril 2007, p. 1.
 79. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *The Ontario Reliability Outlook*, décembre 2009, p. 14.
 80. North American Electric Reliability Corporation, *Special Report: Accommodating High Levels of Variable Generation*, avril 2009, p. 55.
 81. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Stakeholder Engagement Plan SE-91 – Renewable Integration*, le 4 novembre 2010.
 82. Les règles du marché sont décrites dans le document *Rules, Manuals and Forms* de la SIERÉ. <http://www.ieso.ca/imoweb/manuals/marketdocs.asp>. En date du 2 mai 2011.
 83. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « IESO Selects Participants for Demonstration Project to Provide Regulation Services », *communiqué de presse*, le 29 juin 2010.
 84. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Supply Overview*. http://www.ieso.ca/imoweb/media/md_supply.asp. Consulté le 2 mai 2011.
 85. Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2010, p. 19.
 86. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Ontario Reserve Margin Requirements 2011-2014 Version 1.0 (IESO_REP_0684)*, le 20 décembre 2010, p. A-1.
 87. L'ajout de l'électricité solaire réduira le degré de variabilité de la puissance totale de l'électricité au moyen de l'énergie renouvelable, car cette électricité est optimisée à des moments différents que ceux du vent. L'ajout d'autres sites d'énergie renouvelable répartis dans la province réduira aussi la variabilité.
 88. Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2010, p. 17.
 89. Commission de l'énergie de l'Ontario, *EB-2009-0397 – Filing Requirements: Distribution System Plans – Filing Under Deemed Conditions of Licence*, le 25 mars 2010, p. 5.
 90. Gouvernement de l'Ontario, *Budget de l'Ontario 2009 : Relever le défi : Bâtir l'avenir économique de l'Ontario*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2009, p. 26.
 91. Ontario Smart Grid Forum, *Modernizing Ontario's Electricity System: Next Steps*, le 3 mai 2011, p. 13.
 92. Hydro One Network Incorporated, *Development Capital, EB-2009-0096*, section D1, onglet 3, annexe 3, le 13 juillet 2009, p. 22.
 93. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Ontario Electricity Distributor Practices Relating to Management of System Losses*, juin 2008, p. 2.
 94. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Guidelines for Electricity Distributor Conservation and Demand Management EB-2008-0037*, mars 2008, p. 5.
 95. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Ontario Electricity Distributor Practices Relating to Management of System Losses*, juin 2008, p. 9.
 96. Comité permanent des ressources naturelles, *Conjuguer nos énergies : des systèmes énergétiques intégrés pour les collectivités canadiennes*, Ottawa, Ontario, Chambre des Communes, 2009, p. 1, 18, 19.
 97. Norbert Lechner, *Heating, Cooling, Lighting: Sustainable Design Methods for Architects*, troisième édition, New Jersey, John Wiley and Sons, Ltd, 2008, p. 205.
 98. Comité permanent des ressources naturelles, *Conjuguer nos énergies : des systèmes énergétiques intégrés pour les collectivités canadiennes*, Ottawa, Ontario, Chambre des Communes, 2009, p. 9.
 99. L. D. Danny Harvey, « Reducing energy use in the buildings sector: measures, costs, and examples », *Energy Efficiency 2*, 2009, p. 139.

100. Office de l'électricité de l'Ontario, 2011-2014 *Consumer Program*. http://archive.powerauthority.on.ca/Storage/118/16582_Consumer_Program_Presentation_100421.pdf. Consulté le 11 avril 2011.
101. Ministère des Affaires municipales et du Logement de l'Ontario, *Règlements sur le bâtiment, Annexe A : Conservation de l'énergie*. <http://www.mah.gov.on.ca/Page9295.aspx>. Consulté le 11 avril 2011.
102. Ministère des Affaires municipales et du Logement de l'Ontario, *A Study of Prescriptive Requirements for EnerGuide 80 in Ontario's Building Code*, mars 2010. <http://www.mah.gov.on.ca/Asset8297.aspx?method=1>. Consulté le 28 mars 2011.
103. Ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure, M. George Smitherman, directive remise à la Commission de l'énergie de l'Ontario, le 8 septembre 2009. http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/_Documents/Documents/Directive_to_the_OEB_20090908.pdf
104. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Decision on a Preliminary Motion, Enbridge Gas Distribution Inc.*, (dossier EB-2009-0172), le 22 décembre 2009.
105. Ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure, M. Brad Duguid, directive remise à la Commission de l'énergie de l'Ontario, le 31 mars 2010, paragraphe 6 (h). http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/_Documents/GEGEA%20Implementation%20and%20Readiness/minister_directive_20100423.pdf.
106. Fonds atmosphérique et Bureau de l'efficacité énergétique de Toronto, *Solar Neighbourhoods Pilot Project Report*. <http://www.solarneighbourhoods.ca/findings.php>. Consulté le 15 mars 2011.
107. Gouvernement de l'Ontario, *Déclaration de principes provinciale de 2005, section 1.8 : Énergie et qualité de l'air*, p. 14, paragraphe 1.8.1 (e).
108. Ministère des Affaires municipales et du Logement de l'Ontario, *Planning By Design: A Healthy Communities Handbook*. <http://www.mah.gov.on.ca/Page6737.aspx>. Consulté le 15 mars 2011.
109. Ministère des Affaires municipales et du Logement de l'Ontario, *Déclaration de principes provinciale de 2005, indicateurs de performance*. <http://www.mah.gov.on.ca/Page9100.aspx>. Consulté le 15 mars 2011.
110. National Academy of Sciences, National Academy of Engineering et National Research Council, *Real Prospects for Energy Efficiency in the United States*, Washington, The National Academies Press, 2010, p. 99.
111. Hannah Choi Granade, *et al.*, *Unlocking Energy Efficiency in the U.S. Economy*, New York, McKinsey and Company, 2009, p. 46.
112. Office de l'électricité de l'Ontario, *2011-2014 OPA-Contracted Province-Wide CDM Programs, Consumer Program Summary Guide*, octobre 2010, p. 6-7.
113. Office de l'électricité de l'Ontario, 2011-2014 *Consumer Program*. http://archive.powerauthority.on.ca/Storage/118/16582_Consumer_Program_Presentation_100421.pdf Consulté le 11 avril 2011.
114. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume deux) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario, Résultats*, Toronto, Ontario, 2010, p. 8.
115. Comité permanent des ressources naturelles, *Conjuguer nos énergies : des systèmes énergétiques intégrés pour les collectivités canadiennes*, Ottawa, Ontario, Chambre des Communes, 2009, p. 19-20.
116. Colin Andersen, Office de l'électricité de l'Ontario, *District Energy: Now's the Time! Financing District Energy to Support Sustainable Community Projects*. http://archive.powerauthority.on.ca/Storage/122/16922_SP-CACDEAFINAL_with_slides.pdf. Consulté le 11 avril 2011.
117. Richard Blackwell, « Temporary policies leave green businesses in limbo: Changing fate of EcoEnergy and offshore wind programs illustrate need for long-term, overall strategy, critics say », *The Globe and Mail*, le 23 mars 2011.
118. Brent Gilmour, Katelyn Margerm et John Warren, « Hot Spots: Bringing energy to the forefront of municipal planning », *ReNew Canada*, le 10 septembre 2010.
119. Comité permanent des ressources naturelles, *Conjuguer nos énergies : des systèmes énergétiques intégrés pour les collectivités canadiennes, Ottawa, Ontario, Chambre des Communes, 2009*, p. 4.
120. Brent Gilmour, Katelyn Margerm et John Warren, « Hot Spots: Bringing energy to the forefront of municipal planning », *ReNew Canada*, le 10 septembre 2010.
121. Brent Gilmour et Julia McNally, *Integrated Energy Mapping in Ontario Communities*, rapport soumis à la conférence annuelle du American Council for an Energy-Efficient Economy.
122. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, *Énergie solaire thermique – Usage résidentiel – Questions fréquentes*.

- http://www.mei.gov.on.ca/en/energy/index.php?page=solartr_faq#3. Consulté le 17 mai 2011.
123. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, information remise au CEO en réponse à sa demande, le 16 mars 2011.
124. Ce programme, mis en œuvre par Enersource Hydro Mississauga, Hydro One Networks et Hydro One Brampton Networks, a été offert seulement à des clients de certaines parties de la province.
125. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume deux) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario, Résultats*, Toronto, Ontario, 2010, p. 41.
126. Bien qu'il soit possible d'installer des systèmes hybrides photovoltaïques et thermiques sur les édifices industriels, commerciaux, institutionnels et multi-résidentiels à la fois pour produire de l'électricité et pour utiliser l'énergie solaire afin de créer de la chaleur, d'importantes dépenses en immobilisations, la limite de l'espace sur le toit et les appareils résidentiels de chauffage contraignent l'utilité des appareils hybrides sur les toits des maisons unifamiliales.
127. Groupe de travail ontarien sur l'énergie solaire, *Solar Task Force Report*, Toronto, Ontario, 2008, p. 7.
128. Gouvernement de l'Ontario, *Ontario vert : Plan d'action du gouvernement de l'Ontario contre le changement climatique*, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2007, p. 19. Ministère de l'Énergie de l'Ontario.
129. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, *Groupe de travail ontarien sur l'énergie solaire*. <http://www.mei.gov.on.ca/en/energy/conservation/?page=solar-task-force>. Consulté le 17 mai 2011.
130. Groupe de travail ontarien sur l'énergie solaire, *Rapport du Groupe de travail sur l'énergie solaire*, Toronto, Ontario, 2008.
131. Ministère de l'Énergie de l'Ontario, information remise au CEO en réponse à sa demande, le 16 mars 2011.
132. Commissaire à l'environnement de l'Ontario, *Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2009 (volume deux) : Repenser l'économie d'énergie en Ontario, Résultats*, Toronto, Ontario, 2010, p. 43.
133. UK Department of Energy & Climate Change, « World's First Renewable Heat Incentive Launched To Reduce Emissions », communiqué de presse, le 10 mars 2011.
134. UK Department of Energy & Climate Change, *Renewable Heat Incentive*, Londres, Royaume-Uni, 2011, p. 5.
135. Association canadienne des réseaux thermiques, *Submission of the Canadian District Energy Association to the Ministry of Energy: Ontario's Long Term Energy Plan*, présentation PowerPoint, le 18 octobre 2010.
136. Pembina Institute, *Geoexchange: Energy Under Foot*. <http://pubs.pembina.org/reports/geoexchangefactsheet.pdf>. Consulté le 11 avril 2011.
137. Coalition canadienne de l'énergie géothermique, *What is geothermal energy?* http://www.geo-exchange.ca/en/earth-energy_definition_p48.php. Consulté le 11 avril 2011.
138. Canadian Geothermal Energy Association, *Geothermal Power versus GeoExchange Heating and Cooling*. <http://www.cangea.ca/news/archive/geothermal-power-versus-geoexchange-heating-and-cooling>. Consulté le 3 mai 2011.
139. Norbert Lechner, *Heating, Cooling, Lighting: Sustainable Design Methods for Architects, Third Edition*, New Jersey, John Wiley and Sons, Ltd, 2008, p. 152-153.
140. Par exemple, une maison-modèle écologique construite dans la région de Waterloo montre que l'énergie solaire passive chauffe à elle seule 50 % de l'espace résidentiel. RETScreen International, *Energy efficiency measures - Residential - Passive solar heating*; Ressources naturelles Canada. http://www.retscreen.net/ang/case_studies_psh_canada_toronto.php. Consulté le 1er février 2011.
141. Norbert Lechner, *Heating, Cooling, Lighting: Sustainable Design Methods for Architects, Third Edition*, New Jersey, John Wiley and Sons, Ltd, 2008, p. 300.



Commissaire à
l'environnement
de l'Ontario

Commissaire à l'environnement de l'Ontario

1075, rue Bay, bureau 605
Toronto (Ontario) M5S 2B1
Tél.: 416-325-3377
Télec.: 416-325-3370
1-800-701-6454

ISSN 1923-2276 (Imprimé)
ISSN 1923-2284 (Électronique)

Available in English



Certifié



Procédé sans chlore



100% fibres
postconsommation



Recyclable là où
les installations
nécessaires existent



Source d'énergie verte

