

**Obstacles institutionnels et réglementaires à la gestion  
axée sur la demande par les services publics au  
Canada**

*-Document de fond n° 5-*

**Groupe de travail sur l'efficacité énergétique  
Table sur le développement durable du secteur de l'énergie**

*novembre 2008*

**Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada**

**Obstacles institutionnels et réglementaires à la gestion axée sur la demande par les services publics au Canada [ressource électronique] / Table sur le développement durable du secteur de l'énergie.**

**(Documents de fond du Groupe de travail sur l'efficacité énergétique ; doc. de fond no 5)**

**Publ. aussi en anglais sous le titre: Institutional and regulatory barriers to utility demand-side management in Canada.**

**Monographie électronique en format PDF.**

**ISBN 978-1-100-90292-0**

**No de cat.: En4-100/5-2008F-PDF**

**1. Politique énergétique--Canada. 2. Économies d'énergie--Canada. 3. Énergie--Développement--Canada. 4. Développement durable--Canada.**

**I. Table sur le développement durable du secteur de l'énergie (Canada)**

**II. Table sur le développement durable du secteur de l'énergie (Canada).**

**Groupe de travail sur l'efficacité énergétique III. Collection.**

**HD9502 C3 I5714 2008**

**333.790971**

**C2008-980373-6**

### **Avant-propos**

Créée en 2005 par le gouvernement du Canada, la Table sur le développement durable du secteur de l'énergie (TDDSE) est un organisme consultatif à intervenants multiples regroupant des hauts représentants des gouvernements, de l'industrie et de la société civile. La Table a pour mandat de conseiller le gouvernement sur la meilleure façon de répondre aux besoins énergétiques de la population canadienne de manière à augmenter la durabilité environnementale et économique des systèmes énergétiques du Canada et de formuler des recommandations sur les objectifs à court et long terme en matière d'énergie durable.

Comme la priorité de la TDDSE est l'efficacité énergétique, elle a mis sur pied le Groupe de travail sur l'efficacité énergétique (GTEE). Le GTEE est un comité constitué de spécialistes de l'industrie, du gouvernement et de la société civile qui a pour mandat d'apporter à la TDDSE le point de vue des spécialistes sur l'efficacité énergétique au Canada. Le GTEE a réalisé plusieurs documents, notamment un document général sur l'efficacité énergétique au Canada, une série de documents de fond, ainsi qu'un rapport final résumant les principales conclusions et recommandations résultant de ses travaux.

Le présent document fait partie d'une série de huit documents de fond. Ce document, ainsi que tous les autres produits du GTEE, a été préparé par le GTEE avec le concours de Marbek Resource Consultants et de Michael Margolick.

Si vous désirez consulter les autres documents du GTEE ou obtenir de plus amples renseignements sur la Table sur le développement durable du secteur de l'énergie et son Groupe de travail sur l'efficacité énergétique, veuillez consulter le site Web suivant :

<http://www.sst.gc.ca>.

## **Table des matières**

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| <b>1.</b> | <b>INTRODUCTION.....</b>  | <b>1</b>  |
| <b>2.</b> | <b>RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX SUR LA GESTION AXÉE SUR LA<br/>DEMANDE ET LES MESURES D’ENCOURAGEMENT QUI S’Y<br/>RATTACHENT .....</b> | <b>3</b>  |
| 2.1       | GESTION AXÉE SUR LA DEMANDE.....  | 3         |
| 2.2       | GAD ET RÉGLEMENTATION DU SECTEUR DE L’ÉNERGIE.....  | 4         |
| 2.3       | TYPES DE MESURES D’ENCOURAGEMENT FAVORABLES À LA GAD ...  | 5         |
| <b>3.</b> | <b>STRUCTURES INSTITUTIONNELLES ET CADRES DE RÉGLEMENTATION.</b>  | <b>7</b>  |
| 3.1       | COLOMBIE-BRITANNIQUE ‘ .....  | 7         |
| 3.2       | ALBERTA .....   | 8         |
| 3.3       | ONTARIO.....  | 10        |
| <b>4.</b> | <b>OBSTACLES ET POSSIBILITÉS.....</b>   | <b>17</b> |
| <b>5.</b> | <b>ANALYSE SUPPLÉMENTAIRE .....</b>   | <b>24</b> |
| <b>6.</b> | <b>PRINCIPAUX MESSAGES .....</b>  | <b>25</b> |
| <b>7.</b> | <b>ANNEXE A – GLOSSAIRE DE LA GAD .....</b>   | <b>26</b> |
| <b>8.</b> | <b>ANNEXE B – ACRONYMES.....</b>  | <b>28</b> |

## **1. INTRODUCTION**

Dans les années 1980 et 1990, les instances canadiennes ont participé à une tendance mondiale visant à restructurer le marché de l'énergie afin d'accroître l'efficacité économique. Selon l'instance, il s'agissait de déréglementer l'accès aux marchés de gros et de détail pour les produits de base, de dégroupier les services publics intégrés pour former des sociétés distinctes chargées de la production, du transport, du commerce de détail ou de la commercialisation, de privatiser certains intervenants du marché et d'établir une réglementation économique pour les services faisant l'objet d'un monopole, comme le gaz naturel, le transport et la distribution de l'électricité.

Cette restructuration a exacerbé le défi existant à savoir : comment favoriser la gestion axée sur la demande (GAD) en matière d'énergie lorsque les revenus des services publics sont liés à la quantité d'énergie vendue? Avec un mandat de promotion du bien public, les services publics, qui étaient ou demeurent de propriété publique, pourraient équilibrer la recherche de revenus par des approches comme la planification intégrée des ressources (PIR). De même, les services publics verticalement intégrés pourraient pallier les revenus moindres en réduisant la production d'énergie ou les dépenses liées à l'achat d'énergie. Toutefois, dans les marchés restructurés, les services de distribution exploités commercialement ne procéderont pas à une analyse de rentabilité de la GAD à moins qu'une certaine forme de mesure institutionnelle ou réglementaire les y incite. Pour ces services, la question est la suivante : pourquoi paieraient-ils quelqu'un pour ne pas consommer leur produit? Pour la société, la question est de savoir comment tirer profit de la GAD, dont le coût pourrait être aussi peu que le quart du coût d'un nouvel approvisionnement.

Au Canada, les services énergétiques relèvent des provinces. Le présent document examine la nature des cadres réglementaires et des structures institutionnelles mis en place dans trois instances canadiennes représentatives (soit en Colombie-Britannique, en Alberta et en Ontario) en vue d'évaluer leurs répercussions sur les mesures d'encouragement ou de dissuasion à l'égard de la GAD. Le document emprunte des renseignements généraux tirés d'un rapport de 2004 sur les mesures d'incitation à la GAD, qui présente des études de cas menées en Colombie-Britannique (C.-B.) et en Ontario par le Pembina Institute for Appropriate Development, de même que d'un document de travail de 2005 portant sur les cadres de réglementation de la GAD du gaz naturel du Conference Board du Canada<sup>1,2</sup>. Les renseignements relatifs aux instances de ces documents ont été mis à jour et étoffés. Le présent document sert de fondement en vue de cerner et de décrire certains des principaux obstacles qui subsistent.

La section 2 présente les renseignements généraux sur la GAD et les mesures d'encouragement qui s'y rattachent. Elle introduit un certain nombre de concepts clés en réglementation et contient des acronymes qui sont des incontournables dans le cadre de la discussion (pour des raisons

---

<sup>1</sup> The Pembina Institute. Demand Side Management Incentives in Canada – Case Studies of Aquila Networks (Fortis BC) and Enbridge Gas Distribution, préparé pour l'Office de l'efficacité énergétique, Ressources naturelles Canada, août 2004.

<sup>2</sup> Conference Board du Canada. Document de travail : Regulatory Frameworks for Natural Gas DSM in Canada, novembre 2005.

pratiques, nous avons joint un glossaire à l'annexe A). La section 3 décrit les structures institutionnelles et les cadres de réglementation. La section 4 évalue les obstacles à la GAD et propose quelques moyens en vue de les surmonter. La section 5 offre des pistes pour de futurs travaux alors que la section 6 résume les principaux messages.

## **2. RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX SUR LA GESTION AXÉE SUR LA DEMANDE ET LES MESURES D'ENCOURAGEMENT QUI S'Y RATTACHENT<sup>3</sup>**

### **2.1 GESTION AXÉE SUR LA DEMANDE**

Les programmes de gestion axée sur la demande (GAD) sont des mesures qui visent à promouvoir le comportement axé sur la conservation, l'efficacité énergétique, la gestion de la demande, la substitution des sources d'énergie et l'autosuffisance. Parmi les approches, mentionnons le renforcement des capacités, l'acquisition de ressources et la transformation des marchés. L'axe principal (et l'aspect le plus facile à mesurer) de la plupart des programmes de GAD des services publics est l'acquisition de ressources. Cette approche comprend la promotion de technologies, de pratiques et de concepts d'installation plus efficaces, en ayant recours à des encouragements financiers, grâce auxquels l'augmentation du coût est payée en totalité ou en partie par le service public.

Pour le consommateur, les coûts des programmes de GAD comprennent le coût de la technologie ou de la mesure efficace; pour le service public, il s'agit des coûts de la politique ou du programme qui vise à encourager son utilisation.

Parmi les avantages des programmes de GAD, mentionnons, pour les consommateurs, la réduction des coûts d'énergie, des besoins en capitaux et des dépenses en immobilisations; pour les services publics, les réductions des besoins en capitaux et des coûts d'exploitation; et pour la société, l'amélioration des avantages environnementaux, sociaux et économiques.

Il est possible d'évaluer la rentabilité de la GAD selon plusieurs points de vue — celui des consommateurs, celui des services publics et celui de la société (incluant le gouvernement). Plusieurs tests ont été créés afin de mesurer les coûts et les avantages pour ces différents intervenants.

- Le test du coût des services publics mesure le changement dans les coûts et les revenus des services publics.
- Le test de mesure de l'impact pour le contribuable (MIC) mesure les répercussions d'un programme de GAD sur les tarifs facturés aux consommateurs en raison des changements dans les revenus et les coûts d'exploitation des services publics. Ce test porte également le nom de test du non-participant et constitue une mesure d'équité.
- Le test du coût total des ressources (CTR) mesure les avantages nets d'un programme de GAD comme option de ressource fondée sur les avantages liés à l'offre et sur la totalité des coûts du programme, y compris les coûts assumés par les consommateurs et par les services publics.
- Le test du coût social est semblable au test précédent, mais il comprend une valeur monétaire assignée aux répercussions d'un programme de GAD sur la réduction des émissions<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> Cette section emprunte un grand nombre de renseignements du rapport d'août 2004 du Pembina Institute.

L'application de la GAD dans le secteur de l'énergie a beaucoup évolué avec le temps. En commençant par les initiatives de gestion de la consommation visant à réduire la consommation d'énergie des consommateurs pendant les périodes de pointe, la GAD a évolué pour devenir un service que les services de distribution offrent pour répondre aux besoins des clients. Pour les gouvernements, la GAD est devenue un moyen de promouvoir l'efficacité énergétique. Ils ont adopté des règlements qui exigeaient une planification intégrée des ressources (PIR) permettant d'accroître la capacité et d'établir des tarifs. Les programmes de GAD devaient donc être considérés sur un pied d'égalité avec les options d'approvisionnement.

Au milieu des années 1990, la restructuration des marchés énergétiques a eu des répercussions importantes sur la GAD. Comme nous l'avons mentionné dans l'introduction, les services publics avaient moins d'avantages à investir dans la GAD et les grands consommateurs d'énergie ont pu s'approvisionner chez des sources concurrentes, à des prix plus abordables. Depuis le milieu des années 1990, on remarque une tendance à trouver de nouveaux moyens de promouvoir la GAD, alors que les autorités de réglementation se concentrent sur les services de distribution de détail et proposent de nouvelles mesures d'encouragement axées sur le marché, et des outils de financement et de réglementation pour uniformiser les règles du jeu entre l'approvisionnement et les ressources de la GAD.

Plus important encore, le rôle que doivent jouer ou non les services publics dans la promotion de la GAD demeure l'objet de vifs débats. Bien que la plupart des instances du Canada continuent de prévoir que les services publics joueront un rôle de premier plan, certaines envisagent un système où les services publics ne seraient qu'un des nombreux agents possibles de gestion axée sur la demande, ou un système où la responsabilité de la GAD est complètement dissociée des services publics.

Veillez prendre note que le présent document n'aborde pas l'*efficacité* des programmes de GAD. Cette question est traitée, bien que de façon générale, dans le document n°7, intitulé *Facteurs ayant une influence sur l'impact des mesures incitatives en matière d'efficacité énergétique*.

## **2.2 GAD ET RÉGLEMENTATION DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE**

Les mécanismes de GAD et les mesures d'encouragement peuvent être mis en œuvre selon l'un des deux modèles actuellement utilisés pour réglementer les services de gaz et d'électricité au Canada :

- La réglementation axée sur le coût du service (CDS) permet aux services publics de transférer les coûts jugés essentiels par l'organisme de réglementation en vue d'assurer un niveau adéquat de service aux consommateurs. Chaque année, les nouveaux coûts ou l'ajustement des coûts sont incorporés au tarif de base. Les tarifs sont fixés de façon à ce

---

<sup>4</sup> Remarque : Avec la valeur typique actuelle des émissions de gaz à effet de serre (environ 15 \$/tonne), la différence entre le test CTR et le test du coût social est minime.

que le service public obtienne un taux de rendement raisonnable. Le coût d'exécution des programmes de GAD compte parmi les coûts inclus chaque année lorsqu'on fixe les tarifs. Bien que cette façon de faire n'incite pas à adopter davantage de programmes de GAD, elle n'est pas non plus un facteur de dissuasion.

- La réglementation axée sur le rendement (RAR) fixe des objectifs de rendement pluriannuels en fonction de coûts et de revenus raisonnables, en ce qui concerne par exemple l'exploitation et l'entretien, le prix de l'énergie, la qualité du service, la dépense d'équipement et la GAD. Le but est d'encourager les services publics à être plus productifs tout en faisant un profit raisonnable. Une formule convenue peut préciser le taux prévu de croissance annuelle des revenus et des coûts, corrigée en fonction de l'inflation et de la productivité pour la période de la RAR. Les tarifs sont ajustés régulièrement en vue de concilier les revenus réels et les revenus permis. La RAR réduit la microgestion de l'exploitation des services publics par l'autorité de réglementation, tout en offrant aux services publics des mesures d'encouragement pour s'améliorer. Certaines versions de RAR proposent le plafonnement des prix alors que d'autres misent sur le plafonnement des revenus. Les versions plus évoluées incluent différents ajustements pour des facteurs qui relèvent ou non du contrôle du service public<sup>5</sup>.

### **2.3 TYPES DE MESURES D'ENCOURAGEMENT FAVORABLES À LA GAD**

Les gouvernements et les autorités de réglementation peuvent inciter les services publics à adopter les programmes de GAD par un certain nombre de mécanismes dont l'applicabilité dépend, en partie, de la nature des structures institutionnelles, comme nous en discutons à la section 3.

- Planification intégrée des ressources : Les décisions relatives aux investissements doivent se fonder sur le coût total de l'approvisionnement durant son cycle de vie et sur les options de GAD.
- Objectifs de la GAD : Les services publics doivent réaliser un certain niveau d'économies grâce à la GAD.
- Normes relatives aux ressources pour l'efficacité énergétique (NREE) : Il s'agit d'une variante des objectifs qui permet une plus grande souplesse en utilisant des mécanismes commerciaux axés sur le marché<sup>6</sup>.
- Recouvrement des coûts : Il permet de récupérer les coûts du programme de GAD dans le calcul des tarifs et des taux de rendement. Ils sont amortis sur une longue période.
- Règlement sur le revenu : Il élimine les mesures favorisant l'augmentation des ventes en imposant un plafond pour les revenus ou en dissociant les ventes des profits.
- Mécanisme d'ajustement pour perte de revenus (MAPR) : Il permet de récupérer une certaine partie du revenu perdu lors de l'établissement des tarifs.

---

<sup>5</sup> Commission de l'énergie de l'Ontario. Staff Discussion Paper on an Incentive Regulation Framework for Natural Gas Utilities, EB-2006-0209, 5 janvier 2007.

<sup>6</sup> The Pembina Institute. Successful Strategies for Energy Efficiency: A Review of Approaches in Other Jurisdictions and Recommendations for Canada, août 2006.

- Mécanisme de partage des économies (MPE) : Il permet aux services publics de contribuer aux économies réalisées; par exemple, en ajoutant une mesure d'encouragement si les économies ont dépassé les objectifs de la GAD et en appliquant des pénalités si ces objectifs ne sont pas atteints.
- Mesures d'encouragement à l'exportation : Elles permettent aux services publics de vendre le surplus d'énergie à d'autres marchés qui, en raison de contraintes réglementaires ou d'autres facteurs, sont plus lucratifs que le marché domestique.
- Règlement sur les émissions : La limite des émissions de gaz à effet de serre (GES) ou de polluants atmosphériques (par des interdictions ou un plafonnement absolu et des systèmes d'échange pour les droits d'émission) a un effet dissuasif sur la production d'électricité nouvelle. Le marché potentiel des crédits compensatoires peut également constituer une source de revenus pour les investissements de GAD qui produisent des crédits compensatoires.

### 3. STRUCTURES INSTITUTIONNELLES ET CADRES DE RÉGLEMENTATION

Le tableau 3.1 présente un résumé des structures institutionnelles et des cadres de réglementation pour le gaz naturel et l'électricité en Colombie-Britannique, en Alberta et en Ontario.

#### 3.1 COLOMBIE-BRITANNIQUE<sup>7,8</sup>

##### *Gaz naturel*<sup>9</sup>

L'approvisionnement, le transport et la distribution du gaz sont assurés par des intervenants distincts. La C.-B. est également en voie de dissocier la distribution et la commercialisation du gaz, bien que l'approvisionnement réglementé soit disponible (dans ce cas, les tarifs pour les produits du gaz sont fixés régulièrement selon les prix du marché de l'offre et ils sont transmis aux consommateurs). La plupart des entreprises sont des exploitations commerciales appartenant à des investisseurs. La principale entreprise de distribution est Terasen Gas (maintenant Fortis inc.).

Le développement du réseau et l'équilibre de l'offre et de la demande dépendent largement du marché. Toutefois, la BC Utilities Commission (BCUC) doit examiner les projets de services publics individuels pour s'assurer qu'ils répondent aux besoins en matière d'énergie et qu'ils visent à réduire la demande, conformément à ses principes directeurs en planification de ressources (*Resource Planning Guidelines*). La BCUC doit également approuver les tarifs de distribution. La pratique courante est l'approche de RAR. Les tarifs de distribution sont basés sur le calcul des coûts variables et fixes. Les factures des clients indiquent les coûts des produits énergétiques séparément des coûts de livraison d'énergie.

Dans le cas de Fortis, sur la partie continentale, les objectifs de la GAD sont fixés lors de négociations dans le cadre du processus de la BCUC. Les tarifs des programmes de GAD sont subventionnés, pourvu que les investissements soient conformes aux tests du CTR et de MIC. On indemnise également les services publics pour la perte de revenus. Il existe des dispositions qui prévoient le partage des bénéfices provenant des économies qui surpassent les objectifs.

##### *Électricité*<sup>10</sup>

BC Hydro est un service intégré verticalement qui assure la majorité de la production et de la distribution d'électricité de la province. En qualité de service public, le mandat de BC Hydro est de promouvoir le bien public et d'être rentable. Depuis 1983, ce service est assujéti au contrôle réglementaire de la BCUC.

---

<sup>7</sup> British Columbia Utilities Commission. October 1996. Revised July 11, 2002. *Understanding Utility Regulation: A Participant's Guide to the British Columbia Utilities Commission*.

<sup>8</sup> British Columbia Utilities Commission. December 2003. *Resource Planning Guidelines*.

<sup>9</sup> British Columbia Utilities Commission. Terasen Gas – Multi-Year Performance-Based Rate Plan for 2004-2008, Order, 29 juillet 2003.

<sup>10</sup> British Columbia Utilities Commission. BC Hydro and Power Authority – 2006 Integrated Electricity Plan and 2006 Long Term Acquisition Plan, décision, 11 mai 2007.

BC Hydro a la responsabilité générale du développement du réseau électrique et de l'équilibre de l'offre et de la demande. La BCUC doit examiner et approuver ces projets, conformément à ses principes directeurs en planification de ressources. Elle doit approuver les tarifs de BC Hydro et des autres entreprises de distribution locales de moindre envergure. Bien que certaines entreprises de distribution locales soient exploitées selon l'approche de RAR, l'exploitation de BC Hydro demeure sous un régime de coût du service. En fait, ce n'est que récemment qu'on a permis à BC Hydro d'augmenter ses tarifs, qui ont été gelés pendant plus de dix ans. Les tarifs de distribution sont basés sur le calcul des coûts variables et fixes. Les factures des consommateurs regroupent les coûts des produits énergétiques et de livraison de l'énergie.

En général, les objectifs de la GAD sont fixés lors de négociations dans le cadre du processus de la BCUC. Toutefois, le gouvernement de la C.-B. a également mandaté un objectif précis pour BC Hydro<sup>11</sup>. Les tarifs des programmes de GAD sont subventionnés, pourvu que les investissements soient conformes aux tests du CTR et de MIC (dans le cas du test de MIC, on applique généralement un seuil de 0,8, ce qui tient compte d'une petite répercussion néfaste sur les non-participants, pourvu que le test du CTR montre un avantage global). Certaines des plus petites entreprises de distribution locales ont également accès aux mécanismes d'ajustement pour perte de revenus et de partage des économies. BC Hydro n'a pas accès à ces mécanismes, mais elle bénéficie d'une réduction des coûts de production. En outre, comme il s'agit d'un service public, la GAD est intégrée à son mandat.

## **3.2 ALBERTA**

### ***Gaz naturel***<sup>12</sup>

L'approvisionnement, le transport, la distribution et la commercialisation du gaz sont assurés par des intervenants distincts. Les entreprises sont des exploitations commerciales et la plupart appartiennent à des investisseurs. Les principales entreprises de distribution locales sont ATCO Gas et AltaGas. Il y a plusieurs détaillants, dont AltaGas, Direct Energy et ENMAX.

Le développement du réseau et l'équilibre de l'offre et de la demande dépendent du marché. L'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) est chargée d'approuver les tarifs de distribution qui sont fondés sur une approche de CDS. Les tarifs de distribution sont basés sur le calcul des coûts variables et fixes. Les factures des clients indiquent les coûts des produits énergétiques séparément des coûts de livraison d'énergie.

Climate Change Central a le mandat général de promouvoir le développement de solutions novatrices en réponse au changement climatique (y compris l'efficacité énergétique). Toutefois, aucun mécanisme ne permet de fixer des objectifs officiels de GAD. Pour l'AEUB, la GAD est un service de détaillant, par opposition à un service public, car le détaillant est en contact avec le client. Les tarifs ne sont pas subventionnés pour les programmes de GAD. Toutefois, certains détaillants et les services publics offrent des programmes qui tirent parti du financement offert

---

<sup>11</sup> Il reste encore à établir la façon dont BCUC traitera l'objectif fixé par le gouvernement dans ses processus d'approbation.

<sup>12</sup> Alberta Energy and Utilities Board. Frequently Asked Questions on the Development of Alberta's Energy Resources, EnerFAQs n° 11, novembre 2006.

par le gouvernement fédéral ou la province. Dans certains cas, Climate Change Central intervient dans la facilitation de ces investissements. Il n’y a aucun mécanisme d’ajustement pour perte de revenus ni de partage des économies.

### ***Électricité***<sup>13,14,15</sup>

Tout comme pour le gaz naturel, des intervenants distincts sont responsables de l’approvisionnement, du transport, de la distribution et de la vente au détail de l’électricité. Les entreprises sont des exploitations commerciales et la plupart appartiennent à des investisseurs. Les principales entreprises de distribution locales sont Fortis Alberta, ATCO Electric, EPCOR et Enmax.

L’Alberta Electric System Operator (AESO) doit prévoir les ventes et planifier le transport. Toutefois, le développement du réseau et l’équilibre de l’offre et de la demande dépendent du marché. L’Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) est chargée d’approuver les tarifs de distribution qui sont fondés sur une approche de CDS. Les tarifs de distribution sont basés sur le calcul des coûts variables et fixes. Les factures des clients indiquent les coûts des produits énergétiques séparément des coûts de livraison de l’énergie. Certaines factures regroupent les coûts fixes et variables, d’autres indiquent les frais de transport et de distribution séparément.

La situation quant à la GAD est la même que pour le gaz naturel. Climate Change Central a le mandat général de promouvoir des solutions au changement climatique, mais il n’existe aucun mécanisme pour fixer des objectifs officiels de GAD<sup>16</sup>. Les tarifs ne sont pas subventionnés dans les programmes de GAD. Toutefois, certains détaillants et les services publics offrent des programmes qui tirent parti du financement offert par le gouvernement fédéral ou la province. Dans certains cas, Climate Change Central intervient dans la facilitation de ces investissements. Il n’y a aucun mécanisme d’ajustement pour perte de revenus ni de partage des économies.

---

<sup>13</sup> Alberta Energy and Utilities Board. Frequently Asked Questions on the Development of Alberta’s Energy Resources, EnerFAQs n° 7, novembre 2006.

<sup>14</sup> Clean Air Strategic Alliance. Report of the Energy Efficiency and Conservation Working Group to the CASA Electricity Project Team, octobre 2003.

<sup>15</sup> The Pembina Institute. A Smart Electricity Policy for Alberta. Enhancing the Alberta Advantage, mars 2001.

<sup>16</sup> Pour donner suite à son rapport de 2003, la Clean Air Strategic Alliance (CASA) a tenté d’élaborer des objectifs d’efficacité énergétique pour l’électricité, mais elle n’a pu le faire puisqu’elle ne disposait pas d’un cadre stratégique clair du gouvernement provincial sur l’efficacité énergétique.

### 3.3 ONTARIO

#### **Gaz naturel**<sup>17,18,19</sup>

L’approvisionnement, le transport, la distribution et la commercialisation du gaz sont assurés par des intervenants distincts. La plupart des entreprises sont des exploitations commerciales appartenant à des investisseurs. Les principales entreprises de distribution sont Enbridge et Union. On peut se procurer le gaz auprès des distributeurs (prix fixe pour une période donnée) ou des services publics selon un prix réglementé (variable).

Le développement du réseau et l’équilibre de l’offre et de la demande dépendent du marché. La Commission de l’énergie de l’Ontario (CEO) est chargée d’approuver les tarifs de distribution. La pratique courante est l’approche de CDS. Toutefois, la Commission propose d’adopter une approche de RAR sur une période de quatre à cinq ans. Les tarifs de distribution sont basés sur le calcul des coûts variables et fixes. Les factures des clients indiquent les coûts des produits énergétiques séparément des coûts de livraison de l’énergie, et les coûts fixes séparément des coûts variables.

Les objectifs de la GAD sont fixés lors de négociations dans le cadre du processus de la Commission de l’énergie de l’Ontario. Les tarifs des programmes de GAD sont subventionnés, pourvu que les investissements soient conformes au test du CTR (on peut également utiliser d’autres tests pour faire un choix dans les programmes). On indemnise également les services publics pour la perte de revenus. Il existe des dispositions qui prévoient le partage des bénéfices provenant des économies qui surpassent les objectifs. Il existe également des dispositions qui soutiennent les investissements dans les initiatives de transformation du marché et qui exigent que des dépenses minimales soient prévues pour les clients à faible revenu.

#### **Électricité**<sup>20,21</sup>

L’approvisionnement, le transport, la distribution et la vente au détail de l’électricité sont assurés par des intervenants distincts. Les entreprises sont des exploitations commerciales et la plupart sont des services publics (Ontario Power Generation et Hydro One appartiennent à la province; les entreprises de distribution appartiennent surtout aux municipalités). Les principales entreprises de distribution sont Toronto Hydro, Hydro Ottawa, Enersource Hydro Mississauga, PowerStream et Veridian Connections. On peut se procurer l’électricité auprès des détaillants (prix fixe pour une période donnée) ou des services publics selon un prix réglementé (variable).

Pendant la période de transition (jusqu’à ce que le marché fonctionne bien), l’Ontario Power Authority (OPA) assurera le développement du réseau et l’équilibre de l’offre et de la demande.

---

<sup>17</sup> Commission de l’énergie de l’Ontario. Natural Gas Regulations in Ontario: A Renewed Policy Framework. Report on the Ontario Energy Board, 30 mars 2005.

<sup>18</sup> Commission de l’énergie de l’Ontario. Decision with Reasons, EB-2006-0021, 25 août 2006.

<sup>19</sup> Commission de l’énergie de l’Ontario. Staff Discussion Paper On an Incentive Regulation Framework for Natural Gas Utilities, EB-2006-0209, 5 janvier 2007.

<sup>20</sup> Commission de l’énergie de l’Ontario. Report of the Board on the Regulatory Framework for Conservation and Demand Management by Ontario Electricity Distributors in 2007 and Beyond, EB-2006-0266, 2 mars 2007.

<sup>21</sup> Commission de l’énergie de l’Ontario. Document de travail préparé par le personnel. Rate Design for Electricity Distributors: Overview and Scoping, EB-2007-0031, 30 mars 2007.

L'OPA est également responsable de la promotion de la conservation et des programmes de GAD. La CEO est chargée d'approuver les tarifs de distribution. La pratique courante est l'approche de RAR. Toutefois, la CEO travaille à l'élaboration d'une « troisième génération » d'approche de RAR, qui approfondira davantage les mesures d'encouragement relatives à la tarification. Actuellement, les tarifs de distribution sont basés sur le calcul des coûts fixes et variables, mais il n'existe aucune indication claire et précise pour la répartition de ces coûts dans les tarifs. Les factures des clients indiquent les coûts des produits énergétiques séparément des coûts de livraison de l'énergie. Toutefois, la facture simplifiée regroupe les coûts fixes et variables de livraison.

Le gouvernement a fixé des objectifs de GAD précis et limités dans le temps pour l'OPA, avec des fonds provenant d'un ajustement général du coût du produit. L'OPA commence à mettre en œuvre les programmes de GAD avec différents agents, avec 400 millions de dollars de fond aux entreprises de distribution locales, qui devraient constituer environ le tiers du total des dépenses de GAD de 2007 à 2010. Entre-temps, la CEO subventionne également les tarifs pour les programmes de GAD des services publics qui ne sont pas (ou pas encore) subventionnés par l'OPA. L'OPA et la CEO utilisent le test du CTR pour évaluer les programmes. Les services publics ont accès au MAPR pour les programmes subventionnés par la CEO ou l'OPA, mais pas pour les programmes tiers. Ils ont accès au MPE pour les programmes axés sur les tarifs, mais pas pour les programmes de l'OPA. L'OPA intègre des mécanismes incitatifs dans ses contrats avec les entreprises de distribution locales.

**Tableau 3.1**

Structures institutionnelles et cadres réglementaires pour les services publics du secteur de l'énergie de certaines instances canadiennes

| Aspect                                    | Colombie-Britannique  |   | Alberta   |   | Ontario   |   |
|---|---|---|---|---|---|---|
|   | Gaz naturel   | Électricité   | Gaz naturel   | Électricité   | Gaz naturel   | Électricité   |
| Structure du système                      | Intervenants distincts pour l'approvisionnement, le transport, la distribution et la commercialisation. | Verticalement intégrée (BC Hydro), sauf le transport. | Intervenants distincts pour l'approvisionnement, le transport, la distribution et la commercialisation. | Intervenants distincts pour l'approvisionnement, le transport, la distribution et la vente de détail. | Intervenants distincts pour l'approvisionnement, le transport, la distribution et la commercialisation. | Intervenants distincts pour l'approvisionnement, le transport, la distribution et la vente de détail. |
| Appartenance des services de distribution | Commerciale; appartiennent largement au secteur privé.  | Publique (BC Hydro)                                   | Commerciale; appartiennent largement au secteur privé.  | Commerciale; appartiennent largement au secteur privé.  | Commerciale; appartiennent largement au secteur privé.  | Commerciale, appartiennent largement au secteur public.   |
| Accès au marché de détail                 | Ouvert (le tarif réglementaire par défaut s'applique également.)  | Non   | Ouvert  | Ouvert (le tarif réglementaire par défaut s'applique également.)                                      | Ouvert (le tarif réglementaire par défaut s'applique également.)  | Ouvert (le tarif réglementaire par défaut s'applique également.)                                      |

| Aspect   | Colombie-Britannique  |   | Alberta   |  | Ontario   |  |
|--|---|---|---|--|---|--|
|  | Gaz naturel   | Électricité   | Gaz naturel   | Électricité  | Gaz naturel   | Électricité  |
| Responsabilité à l'égard de la planification des réseaux | S.O., dépend du marché, mais la BCUC applique les principes directeurs en planification de ressources | BC Hydro, selon les principes directeurs en planification de ressources   | S.O., dépend du marché; Climate Change Central est l'un des principaux intervenants qui facilitent les investissements en matière d'efficacité énergétique. | Dépend du marché (l'AESO prévoit les ventes et planifie le transport); Climate Change Central est l'un des principaux intervenants qui facilitent les investissements en matière d'efficacité énergétique. | S.O., en fonction du marché   | OPA (organisme de transition)  |
| Base de tarification                                     | RAR (jusqu'à quatre ans)  | Tarifs gelés de 1993 à 2004; depuis, approche de CDS – intérêt à adopter l'approche de RAR, mais la dernière application de BC Hydro maintient l'approche de CDS. | Coût du service (CDS)   | Coût du service (CDS)  | Coût du service (CDS), mais évolue vers une approche de réglementation incitative axée sur le rendement (RAR) de quatre à cinq ans. | Établissement de taux incitatifs (fixes pour une période allant jusqu'à trois ans) – l'élaboration d'une troisième génération de RAR est en cours. |

| Aspect                                 | Colombie-Britannique   |   | Alberta   |   | Ontario   |   |
|--|--|---|---|---|---|---|
|  | Gaz naturel  | Électricité   | Gaz naturel   | Électricité   | Gaz naturel   | Électricité   |
| Conception du tarif                    | Fixe et variable – aucun renseignement sur la répartition              | Fixe et variable – aucun renseignement sur la répartition               | Fixe et variable – les coûts fixes comprennent les coûts aux clients, les frais généraux et une partie de l’installation du réseau. | Fixe et variable – les coûts fixes comprennent les coûts aux clients, les frais généraux et une partie de l’installation du réseau.                                 | Fixe et variable – les coûts fixes comprennent les coûts aux clients, les frais généraux et une partie de l’installation et de l’entretien du réseau.   | Fixe et variable, sans indication claire et précise pour la répartition   |
| Déterminant variable de la facturation | GJ   | kWh (petit); kW (plus important)  | GJ  | kWh (petit), kW ou kVA (plus important)   | m <sup>3</sup>  | kWh (petit), kW ou kVA (plus important)   |
| Facture du consommateur                | Énergie et livraison sont séparées. Frais fixes et variables indiqués. | Frais fixes et variables. Coûts de l’énergie et de livraison regroupés. | Énergie et livraison sont séparées. Frais fixes et variables indiqués.  | Énergie et livraison sont séparées. Les factures varient : certaines regroupent les frais fixes et variables; certaines regroupent le transport et la distribution. | Énergie et livraison sont séparées. Certaines factures regroupent le transport, l’entreposage et la livraison, mais le tarif mensuel fixe est distinct. | Énergie et livraison sont séparées. Facture simplifiée : un seul prix pour la livraison, qui comprend les frais fixes et variables. |

| Aspect   | Colombie-Britannique   |  | Alberta   |   | Ontario   |   |
|--|--|--|---|---|---|---|
|  | Gaz naturel  | Électricité  | Gaz naturel   | Électricité   | Gaz naturel   | Électricité   |
| Objectifs de la GAD  | Les objectifs sont négociés dans le cadre du processus de la BCUC, en tenant compte des principes directeurs en planification de ressources. | Les objectifs sont négociés dans le cadre du processus de la BCUC, en tenant compte des principes directeurs en planification de ressources. | Non   | Non   | Les objectifs pour chaque service sont négociés dans le cadre du processus de la CEO. | Une directive gouvernementale fixe les objectifs de réduction de la demande pour l'OPA pour 2007, 2010 et 2025. |
| Les programmes de GAD sont subventionnés sans égard aux tarifs <sup>22</sup> . | S.O.   | S.O.   | Intervenants individuels; dépend du marché; Climate Change Central agit comme facilitateur. | Intervenants individuels; dépend du marché; Climate Change Central agit comme facilitateur. | S.O.  | Financés par un mécanisme général d'ajustement du produit relevant de l'OPA (2007-2010).                        |
| Tarifs subventionnés pour les programmes de GAD                                | Oui  | Oui  | Non   | Non   | Oui, plan de trois ans à des niveaux fixés par la CEO.                                | Oui, s'ils ne sont pas subventionnés par l'OPA.   |
| Test de financement  | CTR et MIC   | CTR et MIC   | S.O.  | S.O.  | CTR – d'autres tests peuvent servir à faire un choix.                                 | CTR   |

<sup>22</sup> Remarque : Le gouvernement fédéral est une source de financement importante dans toutes les instances.

| Aspect  | Colombie-Britannique   |   | Alberta     |             | Ontario   |   |
|---|--|---|-------------|-------------|---|---|
|   | Gaz naturel  | Électricité   | Gaz naturel | Électricité | Gaz naturel   | Électricité   |
| Mécanisme d'ajustement pour perte de revenus (MAPR) | Oui, partie du mécanisme d'ajustement pour la stabilisation du revenu (MASR) | A été utilisé pour Fortis BC; n'est pas en place pour BC Hydro  | Non         | Non         | Oui   | Oui, pour les tarifs ou le fonds aux distributeurs de l'OPA, mais pas pour les tiers.   |
| Mécanisme de partage des économies (MPE)            | Oui  | Utilisé pour Fortis BC (incitation progressive ou pénalité selon l'objectif), mais pas pour BC Hydro.                                   | Non         | Non         | Oui, barème de pourcentage progressif du CTR jusqu'à un plafond.  | Oui, seulement si axé sur les tarifs (5 % du CTR); sinon les mesures d'encouragement sont intégrées aux contrats de l'OPA avec le service public. |
| Autres caractéristiques                             |  | En tant que service public verticalement intégré, BC Hydro dispose d'autres mesures d'encouragement qui compensent la perte de revenus. |             |             | Subventions en fonction des tarifs et mesures d'encouragement pour les initiatives de transformation du marché. |   |
|   |  |   |             |             | Dépenses minimales prévues pour les clients à faible revenu   |   |

## 4. OBSTACLES ET POSSIBILITÉS

Au cours des dernières années, les gouvernements et les autorités de réglementation ont pris des mesures en vue d'éliminer ou d'atténuer un grand nombre des obstacles institutionnels et réglementaires à la GAD. Toutefois, plusieurs obstacles demeurent et comme nous l'avons déjà mentionné, la situation varie d'une instance à l'autre. Certains des principaux obstacles sont décrits ci-dessous, de même que les possibilités permettant de surmonter chacun d'eux.

### Perte de revenus

- **Obstacle.** La perte de revenus est le principal obstacle. Dans la mesure où les revenus et les profits des services publics sont liés à la vente du produit énergétique, les raisons qui les dissuaderaient d'adopter les programmes de GAD sont évidentes. Pour un service de distribution dégroupé (« câbles seulement »), les répercussions d'une réduction de cinq pour cent des ventes sur les revenus après impôt peuvent atteindre les 45 à 50 p. 100<sup>23</sup>. Pour un service public verticalement intégré, la perte de revenus peut être compensée par la diminution de la production d'énergie ou des dépenses liées à l'achat d'énergie. Cela dit, la même réduction des ventes peut réduire les revenus de 20 à 25 p. 100. Pour un service public, la perte de revenus peut être considérée comme un compromis acceptable pour le bien public, mais à long terme, avec les répercussions sur le Trésor public, les représentants élus seront probablement moins enclins à assumer de telles pertes.
- **Possibilités.** Parmi les moyens qui permettraient de surmonter cet obstacle, mentionnons les suivants : dépendre d'autres agents pour la GAD (p. ex., l'OPA ou Climate Change Central); adopter des mécanismes d'ajustement pour la perte de revenus (p. ex., MAPR); ou, fondamentalement, dissocier les revenus des ventes en attribuant un revenu fixe par client ou un rendement sur les immobilisations (en C.-B., on dit que certains services publics font des profits en vendant des GJ; d'autres en accumulant des actifs). Il convient de souligner que dissocier les revenus des services publics des ventes n'entraîne pas la dissociation des paiements des clients pour leur consommation (même pour les services de livraison). Les revenus des services ne sont pas nécessairement établis, ni le potentiel de hausse plafonné. La dissociation peut être assortie d'une échelle mobile ou d'une échelle de gains qui récompense l'efficacité accrue. Il est à prévoir que l'élaboration de la troisième génération des mesures d'encouragement relatives à la tarification de l'Ontario tiendra compte de ces changements fondamentaux, et que l'approche de RAR pour le gaz naturel de l'Ontario et de la C.-B. tiendra compte de certains aspects.

### Inertie

- **Obstacle.** Même s'il n'existe aucune mesure fortement dissuasive, l'absence de mesure d'encouragement peut nuire à l'élaboration d'une analyse de rentabilité convaincante pour la GAD plutôt que pour d'autres investissements. Ce fait est particulièrement vrai si les coûts en cause sont importants. Même si les coûts peuvent être recouverts, les arguments en faveur de la GAD en souffriront si aucun avantage ne l'emporte sur les risques. La situation peut être attribuable en partie au manque de connaissance ou

---

<sup>23</sup> Source : The Regulatory Assistance project ([www.raponline.org](http://www.raponline.org)). L'effet amplifié sur les revenus est lié au fait qu'en général, on ne réduit pas les dépenses.

d'intérêt des cadres supérieurs et à une prime de risque implicite plus élevée sur les investissements pour la GAD que sur d'autres investissements.

- **Possibilités.** Les options qui permettraient de surmonter cet obstacle sont les suivantes : subventionner la GAD; contraindre l'investissement dans la GAD par une directive de planification des ressources (p. ex., celle de la BCUC), fixer des objectifs de GAD ou des normes relatives aux ressources pour l'efficacité énergétique (NREE), ou introduire des mécanismes en vue de partager les avantages du CTR entre la société et l'agent du programme de GAD en utilisant le MPE (p. ex., CEO et BCUC). Les MPE peuvent être conçus pour agir de concert avec les NREE ou les objectifs de la GAD, en récompensant le rendement qui surpasse ces objectifs et en pénalisant le mauvais rendement. En Ontario, les programmes subventionnés par l'OPA ne seront pas admissibles au MPE, et par conséquent, l'OPA devra concevoir d'autres mécanismes efficaces pour récompenser les services publics qui réalisent ou dépassent les objectifs.

### Répercussions sur les tarifs de distribution

- **Obstacle.** Le recouvrement des coûts de la GAD, la compensation pour la perte de revenus et le partage des bénéfices du CTR peuvent être répartis dans les tarifs des services publics. Il en découle une augmentation de ces tarifs (même si les coûts sont réduits pour la plupart des clients). En de nombreux cas, différents groupes de payeurs pour lesquels des tarifs aussi bas que possible sont le principal intérêt peuvent s'y opposer (ce qui s'explique par l'équité des catégories de tarification — voir ci-dessous). Comme le processus d'établissement des tarifs doit souvent équilibrer ces intérêts et négocier un arrangement acceptable, les autorités de réglementation peuvent subir des pressions les incitant à réduire le montant d'investissement de la GAD. Le problème s'explique en partie par le fait que de nombreux intervenants se limitent aux tarifs, alors qu'ils devraient plutôt s'attarder aux coûts (qui pourraient être moindres en dépit des tarifs plus élevés, grâce à l'efficacité énergétique).
- **Possibilités.** Une façon de surmonter cet obstacle est de mieux faire connaître l'effet bénéfique qu'ont les programmes de GAD sur les coûts d'énergie. Une autre possibilité consiste à trouver d'autres sources de revenus pour les programmes de GAD (autres que les tarifs de distribution). Par exemple, on pourrait constituer un fonds provincial en imposant un droit sur le produit énergétique lui-même plutôt que sur sa livraison (p. ex., par le mécanisme d'ajustement général en Ontario ou les diverses sources de revenus de BC Hydro). Par ailleurs, compte tenu des avantages sociaux, les programmes de GAD pourraient être subventionnés à partir des impôts. Théoriquement, on pourrait envisager une approche mixte, qui devrait être conçue et communiquée avec précaution, en vue d'éviter de donner l'impression aux consommateurs qu'ils paient deux fois pour la GAD.

### Frais de transaction et d'administration

- **Obstacle.** Le processus d'évaluation du potentiel de la GAD, le choix et la conception des programmes de GAD, l'obtention des approbations nécessaires, le contrôle, l'évaluation et la production de rapports sont des étapes coûteuses qui demandent beaucoup de temps. Bien que la plupart de ces coûts puissent être recouverts par les mécanismes décrits ci-dessus, ils peuvent nécessiter un investissement considérable dans du capital intellectuel et du capital en gestion, qui font défaut à tous les services publics (en

particulier aux petites entreprises de services publics)<sup>24</sup>. En réalité, chaque organisation ne pourra investir que dans un certain nombre d'initiatives. En outre, dans les situations comme en Ontario, où il y a près de 100 services publics d'électricité, les efforts pourraient être déployés en double. Autrement dit, une bonne partie du potentiel pourrait ne pas se concrétiser.

- **Possibilités.** Parmi les approches permettant de surmonter cet obstacle, mentionnons les suivantes : la création de réseaux d'échange de renseignements (p. ex., en Ontario, la Coalition of Large Distributors échange des renseignements sur les programmes) et de centres d'échanges, ou encore la création d'organismes distincts (p. ex., l'OPA, Climate Change Central) en vue de réaliser des économies d'échelle et de coordonner la conception de programmes « mis en boîte » qui pourraient être exécutés par de nombreux services publics. Les autorités de réglementation et d'autres peuvent également participer à la rationalisation du processus en publiant des guides et des normes (p. ex., *TRC Guide* en Ontario, *Resource Planning Guidelines* en C.-B.), en simplifiant l'approbation et les exigences liées aux rapports pour les programmes plus courants ou de moindre envergure et en assouplissant le cadre réglementaire (p. ex., en permettant aux services publics de réaffecter les fonds entre les programmes de GAD, dans la mesure où certaines conditions sont réunies).

### **Incertitude et manque de stabilité**

- **Obstacle.** Comme nous l'avons déjà mentionné, l'élaboration de programmes de GAD exige une infrastructure et une capacité intellectuelle importantes. Cette infrastructure et cette capacité spécialisées ne peuvent être créées du jour au lendemain, puisqu'elles prennent forme avec le temps. Pour recruter et maintenir en poste les bonnes personnes, il importe que les services publics et les autres intervenants soient assurés qu'ils peuvent faire des prévisions à long terme. Il s'agit d'une considération importante, car les politiques évoluent et les prévisions changent. Par exemple, en C.-B., la capacité de GAD a été très amoindrie lorsque les subventions sont passées de 60 millions de dollars par année au milieu des années 1990 à zéro en 2001, pour revenir à 60 millions de dollars en 2005<sup>25</sup>. En Ontario, la création de l'OPA et la décision de financer la GAD centralement ont comporté différents avantages. Toutefois, l'incertitude entourant la nature transitionnelle de l'organisme, la durée limitée du financement affecté et les retards dans l'exécution des programmes (en partie en raison des contraintes liées à la dotation auxquelles est confronté l'organisme) créent des problèmes pour les services publics. Dans certains cas, l'incertitude entraîne la perte de personnel, d'expérience, d'expertise et d'élan qui avaient été acquis au fil des années dans l'exécution des programmes de GAD axés sur les tarifs.
- **Possibilités.** Pour surmonter ces problèmes, les gouvernements devront peut-être fixer des objectifs et accepter des engagements à plus long terme, supprimer les obstacles

---

<sup>24</sup> Par exemple, en Ontario, l'obtention du MAPR et du MPE peut requérir des audiences de la CEO avec les intervenants. Certains services publics n'estimeraient peut-être pas utile de s'engager dans le processus si la rentabilité éventuelle est faible.

<sup>25</sup> The Pembina Institute. *Successful Strategies for Energy Efficiency: A Review of approaches in Other Jurisdictions and recommendations for Canada*, août 2006.

artificiels en matière de dotation ou proposer d'autres options aux services publics en vue d'établir un financement sûr, prévisible et à long terme.

### Connaissance des clients et conditions locales

- **Obstacle.** Comme nous l'avons déjà mentionné, miser sur d'autres organismes pour exécuter les programmes de GAD constitue une des options pour résoudre le problème des obstacles du recours à la GAD par les services publics. Dans une certaine mesure, toutes les instances dépendent déjà de cette approche par la mise en œuvre de différents programmes fédéraux et provinciaux et la participation de divers intervenants, notamment les entreprises de services énergétiques et les associations d'industries. En Ontario, un système mixte en cours d'élaboration donne un rôle central à l'OPA, mais les entreprises de distribution locales ont un rôle important dans l'exécution des programmes et différents intervenants apportent également leur contribution. En Alberta, les entreprises de distribution et les distributeurs d'énergie au détail jouent un rôle limité dans la GAD. Ils n'ont pas de mandat clair dans ce domaine. Alors que les intervenants autres que les services publics peuvent assurer des avantages importants par l'efficacité énergétique, jusqu'à maintenant, l'expérience nous montre que sans la participation des entreprises les plus directement liées aux consommateurs d'énergie et la capacité de cibler des programmes, de contrôler les résultats et d'effectuer des ajustements, l'exécution des programmes laisse à désirer.
- **Possibilités.** Pour surmonter cet obstacle, il serait peut-être préférable de regrouper plusieurs approches et champions de la GAD. Dans certaines instances (p. ex., en Ontario), les entreprises de distribution locales pourraient faire partie de ce regroupement, alors qu'ailleurs (p. ex., en Alberta), les distributeurs d'énergie au détail pourraient être mieux placés pour jouer ce rôle.

### Équité des catégories de tarification

- **Obstacle.** En plus de l'inquiétude générale concernant les augmentations des tarifs, certains intervenants pourraient s'inquiéter des inégalités propres à certaines catégories de contribuables, comme les clients à faible revenu. Ces derniers pourraient devoir payer plus cher pour des programmes qui ne leur profitent pas. Cet effet est mesuré par le test de MIC ou test du non-participant. Dans certaines instances (p. ex., en C.-B.), les programmes de GAD proposés doivent faire la preuve, en plus d'être généralement avantageux, que les coûts-avantages pour les non-participants ne sont pas excessifs (p. ex., que le rapport des avantages sur les coûts est d'au moins 0,8). En pratique, d'autres instances tiennent également compte du test de MIC. Il est peu probable qu'elles aillent de l'avant avec des programmes qui ont des répercussions néfastes importantes sur les non-participants. Pour cette raison, un investissement dans une GAD qui serait possiblement avantageux pour la société pourrait ne pas se réaliser.
- **Possibilités.** Pour surmonter cet obstacle, nous devons peut-être nous assurer qu'une part équitable des investissements de GAD est ciblée pour chaque catégorie de clients (et ce, même si d'autres possibilités avec de meilleurs rapports de CTR existent ailleurs). Plus précisément, nous devons examiner plus à fond le potentiel important d'économie d'énergie des clients à faible revenu (veuillez consulter le document d'accompagnement

portant sur l'énergie abordable pour les foyers à faible revenu). Autrement, il pourrait être nécessaire d'envisager d'autres moyens de dédommager les non-participants.

### **Aucune valeur attribuée aux effets externes néfastes**

- **Obstacle.** Comme nous l'avons mentionné à la section 3, la plupart des instances évaluent les coûts et avantages de la GAD à partir du test du CTR. Comme ce test ne tient pas compte des effets externes néfastes (p. ex., les émissions atmosphériques, les effets sur la santé et le changement climatique), l'ensemble des possibilités de GAD n'est pas concrétisé.
- **Possibilité.** Pour les gouvernements, le meilleur moyen de surmonter cet obstacle est d'inclure les effets externes dans le prix des produits, en amont de la distribution et de la vente au détail. Autrement, on pourrait utiliser le test du coût social. Toutefois, comme nous l'avons mentionné, la différence peut être minime si on inclut seulement la valeur classique pour les gaz à effet de serre. Par conséquent, une valeur élargie des effets externes (c.-à-d., qui comprendrait d'autres émissions et les effets sur la santé et l'environnement) pourrait être appropriée<sup>26</sup>. Dans le contexte des émissions attribuables à la production d'électricité, l'une des principales considérations est le choix de la source d'approvisionnement alternative. La pratique générale est de prendre en compte la source marginale d'électricité. Toutefois, la question du recours à « l'exploitation marginale » (habituellement l'usine de gaz naturel) ou à une « construction marginale » (qui peut être presque n'importe quoi) reste en suspens. Lorsque les économies liées à la GAD sont relativement faibles, il pourrait être préférable d'« exploiter marginalement » la source d'électricité. Remarquez qu'on pourrait inclure dans l'équation les avantages de l'efficacité énergétique qui ne sont pas de nature énergétique (p. ex., meilleure compétitivité sur le plan économique, emplois, sécurité énergétique).

### **Aucune valeur attribuée aux avantages de la transformation du marché**

- **Obstacle.** En plus de constituer une ressource précieuse, les programmes de GAD peuvent jouer un rôle capital en étant propices à la transformation du marché. Ces programmes fournissent souvent un lien entre l'adoption précoce du marché, l'acceptation de la part des consommateurs et l'imposition éventuelle de normes minimales d'efficacité énergétique. Ce faisant, ils fournissent au marché et au public l'expérience nécessaire pour que la réglementation devienne possible.
- **Possibilité.** Il est peu probable que ces avantages puissent être monnayés à cette étape. Toutefois, les gouvernements pourraient en tenir compte de façon qualitative dans leurs prises de décision.

### **Possibilités perdues**

- **Obstacle.** En supposant que les mécanismes sont en place pour surmonter les principaux obstacles mentionnés ci-dessus, des mesures d'encouragement adéquates permettront de déterminer les possibilités de GAD les plus rentables. En saisissant ces occasions, d'autres possibilités moins rentables peuvent être perdues ou laissées de côté, car elles ne

---

<sup>26</sup> Cette approche est controversée, car certains pourraient faire valoir que ce sont les gouvernements qui ont la responsabilité d'attribuer une valeur aux effets externes environnementaux (au moyen des impôts si nécessaire) et que les autorités de réglementation des services publics devraient s'en tenir aux coûts monétaires.

- franchissent pas les obstacles économiques réglementaires. Le problème peut être que les mesures d'encouragement incitent les services publics à « prélever la crème » seulement.
- **Possibilité.** Pour surmonter cet obstacle, il importe de favoriser un point de vue à long terme et d'ajuster les mesures d'encouragement, de façon à ne pas pénaliser les services publics pour une planification proactive et à les récompenser pour la création de « forfaits » qui concrétisent le plein potentiel des possibilités de GAD offertes.

### Portée étroite

- **Obstacle.** Si les services de gaz naturel et d'électricité sont exclusivement axés sur l'efficacité de l'utilisation finale, ils peuvent négliger d'autres moyens d'être plus efficaces, comme de passer de l'électricité au gaz naturel pour le chauffage et l'eau chaude, si le gaz offre un cycle complet avantageux (production, transport, distribution et utilisation finale). De même, des possibilités d'adopter des sources d'énergie renouvelables (p. ex., eau chauffée par l'énergie solaire) pourraient être laissées pour compte.
- **Possibilités.** Pour surmonter cet obstacle, les autorités de réglementation ou les organismes centraux doivent élargir leurs horizons et adopter une perspective systémique en évaluant les propositions de GAD. Ils doivent également être disposés à recevoir des analyses de rentabilité pour les programmes qui ciblent plusieurs sources d'énergie (p. ex., électricité, gaz ou énergies renouvelables). Cette forme de distribution pourrait être assurée par tout service public existant ou par un tiers.

### Manque d'harmonisation des politiques

- **Obstacle.** Dans la plupart des situations, les objectifs des politiques relatives à l'économie et à l'énergie s'harmonisent aux objectifs environnementaux, mais pas dans tous les cas. Par exemple, sur le plan de l'efficacité il pourrait être logique de promouvoir le passage de l'électricité au gaz naturel pour le chauffage et l'eau chaude. Toutefois, les instances qui disposent de sources d'électricité à faible teneur en carbone pourraient s'inquiéter de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre.
- **Possibilité.** Pour surmonter cet obstacle, les instances doivent adopter un point de vue encore plus large et envisager l'électricité à faible teneur en carbone pour remplacer l'électricité à plus forte teneur en carbone dans d'autres instances avoisinantes.

### Clivage au niveau des politiques

- **Obstacle.** Dans la plupart des situations, les priorités provinciales et l'orientation proposée aux autorités de réglementation sont harmonisées (le plan énergétique de la C.-B. en est un bon exemple). Cette façon de faire permet d'adopter une approche globale en ce qui a trait à l'efficacité énergétique. En d'autres cas, il peut y avoir un hiatus entre les priorités provinciales, la politique de l'énergie et l'orientation réglementaire, qui donne lieu à des processus complexes et à de longs délais avant que les services publics reçoivent l'approbation réglementaire pour les projets de GAD et d'efficacité énergétique, même si la conservation d'énergie est une priorité pour la province.

- **Possibilité.** Pour surmonter cet obstacle, tous les aspects de la réglementation et de la livraison de l'énergie doivent tenir compte des priorités provinciales en matière d'énergie.

### **Instance**

- **Obstacle.** Comme nous l'avons déjà indiqué, le secteur de l'énergie relève des instances provinciales. Chaque province a institué son approche et par conséquent, les possibilités d'une approche uniforme de réglementation de la GAD par les services publics à l'échelle nationale sont limitées.
- **Possibilité.** Néanmoins, le gouvernement fédéral pourrait faciliter le processus en collaborant avec les provinces dans la recherche et la documentation des possibilités, en faisant connaître les meilleures pratiques, en fournissant une base de renseignements commune sur la politique de GAD et en communiquant des leçons sur l'établissement de programmes à l'intention des services publics, des autorités de réglementation et des gouvernements provinciaux. La récente publication du rapport du Conseil des ministres de l'énergie : *Faire progresser l'efficacité énergétique au Canada : des fondements pour l'action* offre un fondement à ces actions concertées. Le mandat du Comité directeur des sous-ministres adjoints sur l'efficacité énergétique est d'établir un programme complémentaire et coordonné pour l'efficacité énergétique (EE) au Canada dans le contexte du dialogue du Conseil des ministres de l'énergie (CME). L'objectif est d'augmenter considérablement la contribution de l'efficacité énergétique dans chaque instance par l'échange de renseignements, de ressources, de concepts de programme et de cadres réglementaires. Le rôle principal consiste à faciliter la discussion portant sur la façon coordonnée et à long terme d'accélérer l'efficacité énergétique et la gestion axée sur la demande (GAD) au Canada.

## **5. ANALYSE SUPPLÉMENTAIRE**

Le présent document ne vise pas à analyser en détail l'efficacité des différentes mesures d'encouragement à la GAD. Toutefois, il serait utile d'examiner et de mettre en contraste chacun des mécanismes relativement à certains facteurs, comme : la maximisation des économies d'énergie, la minimisation des coûts aux contribuables, la simplification de l'administration, la dépendance aux forces du marché, etc.

De même, ce document ne vise pas à examiner les forces et les faiblesses des différents agents de livraison possibles ou de la combinaison d'agents pour les programmes de GAD (p. ex., entreprises de distribution locales, gouvernements, tiers). Toutefois, il serait utile de le faire et d'essayer d'établir les agents qui seraient les plus susceptibles de répondre aux attentes des clients à l'égard de types précis de programmes ou de segments de marché.

Enfin, il serait bon d'examiner aussi l'expérience d'autres instances, notamment ailleurs au Canada (p. ex., au Québec) ou dans le monde (p. ex., en Californie et au Royaume-Uni).

## **6. PRINCIPAUX MESSAGES**

- La capacité de réduire la demande d'énergie offre des avantages aux clients, aux services publics et à l'ensemble de la société, qui sont dissimulés par différents obstacles institutionnels et réglementaires. Surmonter ces obstacles permet d'accéder à une ressource qui peut faire concurrence aux options d'approvisionnement tout en étant rentable.
- Les instances peuvent adopter différentes approches en vue de promouvoir l'investissement dans les programmes de GAD. Dans la plupart des cas, les gouvernements, les organismes centraux et les services publics ou les détaillants ont un rôle à jouer.
- Les services publics ont besoin d'un mécanisme de financement des programmes en vue d'assurer une indemnisation pour la perte de revenus et récompenser le rendement.
- On peut envisager différentes sources de financement, y compris les prix généraux des produits, les tarifs de distribution ou l'élargissement de l'assiette fiscale.
- On doit adopter une mesure élargie de rentabilité qui comprend le CTR et, possiblement, intègre les effets externes. Toutefois, le choix des programmes de GAD doit également tenir compte des répercussions sur diverses catégories de contribuables.
- Les organismes de réglementation et les organismes centraux doivent proposer des mesures d'encouragement pour ne perdre aucune occasion et pour créer des ensembles de mesures rentables.
- Ils doivent adopter un point de vue large et axé sur les systèmes face aux possibilités de GAD.
- Les gouvernements et les autorités de réglementation doivent s'assurer que tous les contribuables bénéficient des programmes de GAD.
- Le gouvernement fédéral pourrait contribuer à concrétiser les possibilités de GAD en collaborant avec les provinces pour faire connaître les meilleures pratiques et utiliser leurs ressources en vue d'encourager l'utilisation efficace de l'énergie qui irait de pair avec les priorités provinciales.

## 7. ANNEXE A – GLOSSAIRE DE LA GAD

|  |  |
|--|--|
| Gestion axée sur la demande (GAD)                                    | Mesures qui visent à promouvoir le comportement axé sur la conservation, l'efficacité énergétique, la gestion de la demande, le remplacement des sources d'énergie et l'autosuffisance.  |
| Mécanisme d'ajustement pour perte de revenus (MAPR)                  | Mécanisme qui permet de récupérer une certaine partie du revenu perdu lorsque les tarifs sont établis.   |
| <b>Mécanisme de partage des économies (MPE)</b>                      | Mécanisme qui permet aux services publics de partager les économies réalisées. Par exemple, en ajoutant une mesure d'encouragement si les économies ont dépassé les objectifs de la GAD et en appliquant des pénalités si ces objectifs ne sont pas atteints.  |
| Mesure d'encouragement à l'exportation                               | Politique qui permet aux services publics de vendre le surplus d'énergie à d'autres marchés qui, en raison de contraintes réglementaires ou d'autres facteurs, sont plus lucratifs que le marché domestique.   |
| Normes relatives aux ressources pour l'efficacité énergétique (NREE) | Une variante des objectifs qui permet une plus grande souplesse en utilisant des mécanismes commerciaux axés sur le marché.  |
| Planification intégrée des ressources (PIR)                          | Approche qui fonde les décisions relatives aux investissements sur le coût total de l'approvisionnement durant son cycle de vie et sur les options de GAD.   |
| Recouvrement des coûts   | Mécanisme qui permet de recouvrer efficacement les coûts des programmes de GAD dans le coût du service et le calcul des tarifs. Ces coûts sont amortis sur une longue période.   |
| Règlement sur le revenu  | Approche réglementaire qui élimine les mesures favorisant l'augmentation des ventes en imposant un plafond pour le revenu ou en dissociant les ventes des profits.   |
| Réglementation axée sur le coût du service (CDS)                     | Approche réglementaire qui permet aux services publics de transférer les coûts jugés essentiels par l'organisme de réglementation en vue d'assurer un niveau adéquat de service aux consommateurs. Chaque année, les nouveaux coûts ou l'ajustement des coûts sont incorporés au tarif de base. Les tarifs sont fixés de |

|   |   |
|---|---|
|   | façon à ce que le service public obtienne un taux de rendement raisonnable.   |
| Règlementation axée sur le rendement (RAR)            | Approche réglementaire qui fixe des objectifs de rendement pluriannuels en fonction de coûts et de revenus raisonnables, en ce qui concerne par exemple l'exploitation et l'entretien, le prix de l'énergie, la qualité du service, la dépense d'équipement et la GAD. Le but est d'encourager les services publics à être plus productifs tout en faisant un profit raisonnable. Une formule convenue peut préciser le taux prévu de croissance annuelle des revenus et des coûts, corrigée en fonction de l'inflation et de la productivité pour la période de la RAR. Les tarifs sont ajustés régulièrement en vue de concilier les revenus réels et les revenus permis. |
| Test de mesure de l'impact pour le contribuable (MIC) | Calcul qui mesure les répercussions d'un programme de GAD sur les tarifs facturés aux clients en raison des changements dans les revenus et les coûts d'exploitation des services publics. Ce test porte également le nom de test du non-participant et constitue une mesure d'équité.  |
| Test du coût des services publics                     | Calcul qui mesure le changement des coûts des services publics et des revenus.  |
| Test du coût social                                   | Calcul semblable au test du CTR, mais qui comporte une valeur monétaire pour les répercussions d'un programme de GAD sur la réduction des émissions.  |
| Test du coût total des ressources (CTR)               | Calcul qui mesure les avantages nets d'un programme de GAD comme option de ressource fondée sur les avantages liés à l'offre et sur la totalité des coûts du programme, y compris les coûts pour les consommateurs et pour les services publics.  |

## 8. ANNEXE B – ACRONYMES

|   |      |
|---|------|
| Alberta Electric System Operator                              | AESO |
| Alberta Energy and Utilities Board                            | AEUB |
| BC Utilities Commission                                       | BCUC |
| Clean Air Strategic Alliance                                  | CASA |
| Colombie-Britannique  | C-B  |
| Commission de l'énergie de l'Ontario                          | CEO  |
| Conseil des ministres de l'énergie                            | CME  |
| Coût du service   | CDS  |
| Coût total des ressources                                     | CTR  |
| Efficacité énergétique  | EE   |
| Gestion axée sur la demande                                   | GAD  |
| Gaz à effet de serre  | GES  |
| Gigajoule   | GJ   |
| Kilovolt-ampère   | kVA  |
| Integrated resource planning                                  | IRP  |
| Kilovolt-ampere   | kVA  |
| Mécanisme d'ajustement pour perte de revenus                  | MAPR |
| Mécanisme de partage des économies                            | MPE  |
| Mesure de l'impact pour le contribuable                       | MIC  |
| Normes relatives aux ressources pour l'efficacité énergétique | NREE |
| Ontario Power Authority                                       | OPA  |

|                                       |     |
|---------------------------------------|-----|
| Planification intégrée des ressources | PIR |
| Règlementation axée sur le rendement  | RAR |