

**Analyse de certains aspects économiques du *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006* d'Hydro-Québec Distribution**

Rapport d'expertise dans le cadre de la cause R-3473-2001

Joseph Doucet Economic Consulting Inc.

30 janvier, 2003

# **Analyse de certains aspects économiques du *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006* d'Hydro-Québec Distribution**

## Sommaire

Ce rapport s'intéresse à la justification économique du PGEÉ et à son impact sur la tarification. Notre point d'ancrage méthodologique est que l'analyse des mesures d'efficacité énergétique doit s'appuyer sur un raisonnement économique basé sur l'utilisation efficace des ressources. Dans ce sens les mesures d'efficacité énergétique qui peuvent se substituer à la production traditionnelle d'électricité doivent être évaluées en tenant compte de l'ensemble des coûts économiques pertinents. L'efficacité énergétique n'est pas un concept théorique. Il s'agit d'une activité économique avec des bénéfices et des coûts, tout comme les formes de production d'électricité traditionnelles. Ainsi, l'allocation des coûts de l'efficacité énergétique doit se faire de façon cohérente et dans l'optique de l'utilisation efficace des ressources.

Dans ce sens, l'efficacité économique exige que les coûts et bénéfices des mesures d'efficacité énergétique soient alloués aux segments de marché visés par les mesures en questions. Comme tout autre investissement entrepris pour produire un bien ou pour rendre un service, les coûts et bénéfices de l'investissement devraient, dans la mesure du possible, être imputés aux bénéficiaires. Il s'agit du principe de l'utilisateur payeur. Les mesures d'efficacité énergétique proposées par le Distributeur sont toutes identifiées à des marchés bien précis, suggérant que l'allocation appropriée des coûts puisse être réalisée. Cette allocation des coûts aux marchés visés n'est pas seulement souhaitable, mais est *nécessaire* pour s'approcher de l'efficacité économique dans la production et la consommation d'électricité.

Dans l'analyse des coûts nous soulevons la question de la possibilité de double comptage dans l'identification des coûts évités et des pertes de revenus. La présence de « coûts évités » suggère qu'il y ait des vrais coûts économiques qui ne seraient pas encourus suite à l'introduction de mesures d'efficacité énergétique. La présence de « pertes de revenus »

suggère qu'il y ait des coûts qui ne seraient pas évités, puisque les revenus en question doivent être récupérés. L'analyse des coûts doit faire la lumière sur cette distinction afin de bien comprendre l'efficacité réelle du PGEÉ et l'impact tarifaire que ce dernier pourrait avoir.

Du point de vue des consommateurs pour qu'une mesure d'efficacité énergétique soit acceptée il faut que le coût pour le consommateur, incluant les impacts tarifaires, soit moins important qu'il ne l'aurait été avec la production traditionnelle. C'est-à-dire que les consommateurs ne devraient pas être désavantagés au niveau tarifaire suite à l'introduction des mesures d'efficacité énergétique.

Toujours est-il qu'il pourrait y avoir une volonté sociale d'aller au-delà du seuil économiquement rentable d'efficacité énergétique. Ce genre de projet ne devrait pas avoir un impact sur les tarifs des consommateurs. De façon générale, s'il y a une volonté de la part du gouvernement d'aller au-delà des limites économiques de l'efficacité énergétique alors les coûts de telles mesures devraient être la responsabilité du gouvernement, et non du Distributeur et des consommateurs.

## Table des matières

Sommaire	ii
Table des matières	iv
1. Introduction	1
2. Approche méthodologique	2
3. Analyse de l'efficacité d'énergie – le cas général	6
4. Analyse de l'efficacité d'énergie – le cas du PGEÉ	11
5. Impact des coûts sur les revenus requis, et éventuellement sur les tarifs	19
6. Autres éléments d'analyse	25
7. Conclusions	28
Références	30

# **Analyse de certains aspects économiques du *Plan global en efficacité énergétique 2003-2006* d'Hydro-Québec Distribution**

## **1. Introduction**

L'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIÉ) et l'Association des industries forestières du Québec (AIFQ) ont retenu les services de Joseph Doucet Economic Consulting Inc. dans le cadre de la cause R-3473-2001 (*Plan global en efficacité énergétique 2003-2006*). Le présent rapport d'expertise a été préparé dans le cadre de ce mandat.

L'objet du rapport est une analyse de certains fondements économiques du plan proposé par Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) dans le Plan global en efficacité énergétique 2003-2006 (PGEÉ). Plus précisément, le rapport s'intéresse à la justification économique du PGEÉ et à son impact sur la tarification.

Cette étude est limitée dans sa portée. Il ne s'agit pas de refaire ni de valider les analyses techniques et économiques portant sur le potentiel d'efficacité énergétique, les coûts de production ou d'efficacité ou la mise en œuvre du programme. Il s'agit plutôt d'examiner le PGEÉ dans son ensemble et de commenter certains éléments économiques du plan.

Le rapport est organisé comme suit. Dans la prochaine section les fondements micro-économiques de l'analyse sont présentés. Il s'agit d'une courte explication de la notion d'efficacité économique utilisée dans l'analyse de l'utilisation des ressources. La section 3 discute de l'efficacité énergétique dans un contexte général alors que la section 4 présente l'analyse du PGEÉ. L'impact des coûts sur les revenus requis, et éventuellement sur les tarifs, est discuté dans la section 5. La section 6 discute brièvement de deux points additionnels, soit l'allocation du risque et les externalités. Finalement, la section 7 offre les conclusions de l'étude.

## 2. Approche méthodologique

Notre analyse se situe dans une approche micro-économique et notre intérêt principal est la question de l'utilisation efficace des ressources.<sup>1</sup> L'efficacité en question est l'efficacité économique qui, définie correctement, tient compte de l'ensemble des coûts et des bénéfices associés à une activité. Dans ce sens, il s'agit d'une efficacité qui maximise le bien-être de la société.

Une analyse micro-économique d'efficacité peut être appliquée à un projet d'efficacité énergétique comme à tout autre projet de production<sup>2</sup> de bien ou de service. De façon générale, il est efficace de produire et de consommer une unité d'un bien<sup>3</sup> si le coût de production de l'unité est inférieur à sa valeur en consommation. Ainsi, un bien vaut la peine d'être produit s'il en coûte moins de le produire que ce que le bien vaut au consommateur en consommation.<sup>4</sup>

---

<sup>1</sup> Cette section présente, de façon très sommaire et élémentaire, les notions fondamentales d'efficacité économique. Des explications plus précises et détaillées peuvent être retrouvées dans des textes d'économiques tel Varian (1984). L'objectif de cette section est de présenter le concept d'efficacité économique qui sera utilisé dans la suite du texte.

<sup>2</sup> Il s'agit ici de « production » dans son sens le plus général et non pas spécifiquement la production d'électricité.

<sup>3</sup> La discussion qui suit s'applique tout aussi bien aux services. Pour alléger le texte on fera référence uniquement aux biens.

<sup>4</sup> Il est à noter que cette description d'efficacité s'applique davantage aux biens de marché – i.e. les biens qui s'échangent sur le marché, comme les pommes ou les ordinateurs – qu'aux biens dits publics – i.e. les biens qui ne s'échangent pas sur le marché, comme l'air frais ou l'éclairage public sur les routes. Le cas des biens publics est plus compliqué à analyser et ne sera pas discuté dans ce rapport puisque l'électricité ainsi que la plupart des biens et services décrits dans le PGEÉ sont des biens de marché.

L'efficacité de production de plusieurs unités d'un bien est définie dans une analyse marginale, c'est-à-dire par l'analyse de l'efficacité de la *dernière* unité produite et consommée.<sup>5</sup> Une situation est dite efficace lorsque le coût de la dernière unité produite (appelé coût marginal) est exactement égal à la valeur de cette unité dans la consommation (appelée valeur ou bénéfice marginal). Le niveau de production est dit optimal en raison des deux observations suivantes.

- Pour toutes les unités produites et consommées, le coût de production est inférieur (ou égal) à la valeur du bien.<sup>6</sup> Ainsi ces unités sont économiques à produire et à consommer puisque le bénéfice qu'en retire le consommateur est plus important que (ou, à la limite, strictement égal à) ce qu'il en coûte pour produire le bien.
- Pour toutes les unités *au-delà* de l'unité marginale, c'est-à-dire les unités qui ne sont pas produites, le coût de production est supérieur à la valeur du bien. Ainsi ces unités ne seraient pas économiques à produire et à consommer puisque le bénéfice qu'en retirerait le consommateur serait inférieur à ce qu'il en coûte pour produire le bien.

Pour déterminer si une situation est économique ou non il faut donc avoir l'information au sujet de l'ensemble des coûts de production et des bénéfices liés à la consommation. Or cela peut impliquer une quantité importante d'information et d'analyse. Recueillir, traiter et mettre en œuvre cette quantité d'information est d'ailleurs une des difficultés majeures des systèmes économiques centralisés.

Les marchés concurrentiels offrent une autre approche, celle-ci décentralisée, pour atteindre l'efficacité économique. Un marché mène à l'efficacité de façon décentralisée par le mécanisme de prix, réduisant ainsi les besoins en information et en coordination. Dans un marché concurrentiel l'équilibre du marché est défini par un prix. Le prix d'équilibre est le prix tel que la quantité offerte et produite sur le marché est exactement

---

<sup>5</sup> L'analyse suppose que la production se fait en ordre croissant des coûts, alors que la consommation se fait en ordre décroissant de la valeur (comme dans le graphique usuel d'offre et de demande). Ainsi, la première unité produite et consommée est celle qui coûte le moins cher à produire et a la plus grande valeur en consommation. Il s'agit d'une hypothèse qui est à la fois standard et relativement réaliste pour les biens de marchés.

égale à la quantité demandée et consommée sur le marché. A cet équilibre, le coût marginal de production est exactement égal au bénéfice marginal de consommation et au prix. Dans le marché le prix fournit le signal aux producteurs et aux consommateurs et chacun prend une décision optimale en fonction de son information (coûts, bénéfices). Lorsque le marché est concurrentiel l'équilibre du marché mène, par définition, à une situation efficace. Toutes les unités consommées ont, par définition, une valeur pour les consommateurs qui est supérieure au prix d'équilibre, d'où la décision des consommateurs de consommer. De la même façon, toutes les unités produites ont, par définition, un coût pour les producteurs qui est inférieur au prix d'équilibre, d'où la décision des producteurs de produire.

Par ailleurs, il existe un grand nombre de marchés où le prix ne fluctue pas avec l'offre et la demande du marché. Soit que le prix est fixé de façon exogène, par un régulateur par exemple, ou bien qu'il y a des délais d'ajustement dans l'établissement du prix. Dans ces cas, quoique le prix fournisse toujours un signal aux producteurs et aux consommateurs, l'allocation résultante n'est pas nécessairement efficace dans le sens décrit ci-dessus. C'est-à-dire que le niveau de production et consommation peut être soit trop élevé soit trop faible par rapport aux coûts réels.

---

<sup>6</sup> Notez l'importance de l'hypothèse des coûts croissants et des bénéfices à la consommation décroissants.

Dans les marchés d'électricité le défi de trouver le bon prix, et le bon système de prix, est bien connu.<sup>7</sup> L'objectif de ce rapport n'est pas d'analyser ni de critiquer le système de tarification de l'électricité en usage au Québec. Mais il importe de comprendre la pertinence du prix juste dans ce marché puisque le PGEÉ implique l'allocation de ressources et cette allocation doit, en principe, se faire selon des critères d'efficacité. Même dans les marchés d'électricité, où le prix ne reflète pas nécessairement à tout moment l'ensemble des coûts de production, il est important de viser l'efficacité économique dans les décisions d'investissement et d'allocation des ressources. Les décisions marginales d'investissement doivent être efficaces et les coûts d'investissement doivent être alloués aux marchés qui bénéficient de l'investissement en question. Puisque les coûts évités d'Hydro-Québec sont différenciés par usage et par segment de marché, la même approche devrait être utilisée dans l'allocation des coûts des mesures d'efficacité énergétique. Dans ce sens, l'allocation des coûts des mesures d'efficacité énergétique et l'impact tarifaire n'est pas une préoccupation de second ordre dans l'évaluation du PGEÉ mais bien un critère déterminant de l'efficacité économique. L'allocation des coûts doit être analysée pour permettre une évaluation complète du Plan.

En somme, l'efficacité économique implique l'égalité entre le coût marginal et le bénéfice marginal. Évidemment pour que cette efficacité soit rencontrée, il faut que les coûts soient bien mesurés et attribués aux unités de production appropriées, que les prix reflètent les coûts, et que les consommateurs voient et paient les bons prix.

---

<sup>7</sup> Deux références utiles pour le lecteur intéressé sont Bonbright et al (1988) et Phillips (1993).

### 3. Analyse de l'efficacité d'énergie – le cas général

De façon générale, un programme d'efficacité d'énergie est un substitut à une approche de production traditionnelle, i.e. c'est une autre « technologie » pour produire de l'énergie électrique. Dans ce sens, établir le niveau optimal d'efficacité énergétique ou fixer l'équilibre entre la production traditionnelle et un programme d'efficacité énergétique sont des décisions d'allocation de ressources.<sup>8</sup> Le distributeur doit choisir entre différentes technologies et doit faire le choix qui maximise l'efficacité économique.<sup>9,10</sup>

Dans le cadre réglementaire traditionnel d'un distributeur d'électricité, c'est-à-dire un système de type « coût de service » où le distributeur est obligé de fournir le service aux consommateurs, l'objectif du distributeur n'est pas nécessairement la maximisation du profit. Le profit du distributeur est déterminé, au moins en partie, par le taux de rendement fixé par le régulateur. Le distributeur cherche, à l'intérieur des contraintes réglementaires et de marché, à atteindre le taux de rendement permis. Entre autres, ce cadre réglementaire est sensé mener à des comportements économiques, dans le sens de la maximisation des bénéfices sociaux.<sup>11</sup>

Dans un tel système, pour atteindre l'efficacité économique, le distributeur devrait s'assurer:

---

<sup>8</sup> Voir Joskow et Marron (1992) ou Katz (1992).

<sup>9</sup> Sans perte de généralité il sera assumé que le distributeur est l'agent qui fait le choix de sources de production ou d'approvisionnement. Ce n'est pas forcément le cas dans tous les marchés, mais cela n'a pas d'impact sur la discussion qui suit.

<sup>10</sup> La discussion fait abstraction du système de tarification. Si le tarif est fixé à un niveau inférieur au coût marginal de production (traditionnelle) et que le distributeur est tenu à satisfaire la demande et à payer au producteur le coût marginal, l'efficacité énergétique devient intéressante pour le distributeur.

<sup>11</sup> Les défaillances de l'approche traditionnelle sont bien connues et comprises dans l'analyse de la réglementation. Toujours est-il que Hydro-Québec Distribution opère dans un cadre réglementaire de type coût de service. En réponse à une question d'un intervenant, le Distributeur a déclaré que « L'objectif du Distributeur n'est pas de générer des surplus; il vise plutôt à gérer des contrats d'approvisionnement de façon à répondre exactement en temps réel aux besoins électriques des clients. » (HQ3-4, 20 décembre 2002, page 30; réponse à la question 18.1 de l'intervenant GRAME-UDD)

- que les coûts soient bien évalués, autant pour la production traditionnelle que pour l'efficacité énergétique, afin de permettre une évaluation et une comparaison cohérente;<sup>12</sup>
- que les tarifs (prix) d'électricité reflètent les coûts ainsi mesurés et alloués aux segments de marché affectés, afin d'éviter l'inter financement; et
- que les consommateurs voient les tarifs reflétant leurs vrais coûts, afin de permettre la prise de décision économique sur les marchés.

En fait, il s'agit là de conditions générales de marché qui sont applicables autant à l'efficacité énergétique qu'à la production traditionnelle, ce qui est cohérent avec le traitement de substituts en production. Avec la mise en œuvre de ces conditions,

- le distributeur peut faire le bon choix, c'est-à-dire le choix économique, du niveau de production traditionnelle et du niveau d'efficacité énergétique; et
- les consommateurs peuvent faire le bon choix de consommation d'énergie électrique et d'adoption de mesures d'efficacité énergétique.

De plus, puisque les deux types de production, traditionnelle et efficacité énergétique, sont évalués correctement et équitablement, les tarifs que voient les consommateurs ne sont pas indûment affectés. Cela ne veut pas dire que les tarifs ne peuvent pas changer. Cela veut plutôt dire que les tarifs n'augmentent pas plus avec l'efficacité énergétique que sans elle. Autrement dit, cela veut dire que le consommateur ne paie pas plus suite à l'introduction de l'efficacité énergétique que ce qu'il aurait payé si le distributeur s'en était remis entièrement à la production traditionnelle, tout autre chose étant égale par ailleurs.

Encore une fois, pour que cette situation mène au bon niveau d'efficacité énergétique, et au bon équilibre entre la production traditionnelle et l'efficacité énergétique il faut que les signaux de prix que voient les consommateurs incluent les coûts des différentes filières (technologies) affectés spécifiquement à leur marché. C'est-à-dire il faut que les consommateurs voient les coûts, autant pour l'efficacité énergétique que pour la

---

<sup>12</sup> De façon générale, pour obtenir un résultat socialement optimal, il faut que tous les coûts, autant internes qu'externes, soient inclus. Ce point est discuté davantage dans la section 6 du texte.

production traditionnelle. Ceci implique que, dans la mesure du possible, les coûts de programmes destinés à des segments de marché ou à des groupes de consommateurs particuliers doivent être imputés à ces segments de marché ou à ces groupes de consommateurs particuliers. Ceci ne fait que refléter un principe général d'efficacité économique : il faut que le consommateur voie le vrai coût de production<sup>13</sup>, pour que la décision de consommation soit efficace. Il est donc important qu'il n'y ait pas de transfert de coûts entre groupes de consommateurs parce que lorsqu'il y a des transferts entre segments (inter financement) il risque d'y avoir sur consommation par les membres de certains groupes (ceux qui ne voient pas tous les coûts), et sous consommation par les d'autres groupes (ceux qui voient trop de coûts), ce qui va à l'encontre de l'objectif d'efficacité économique.

Avec ce que l'on vient de dire, on peut se demander pourquoi avoir des programmes d'efficacité énergétique? Autrement dit, pourquoi est-ce que le distributeur serait tenu d'avoir un programme? Pourquoi ne le fait-il pas de son propre chef?

Une première raison serait liée au fait que plusieurs programmes d'efficacité énergétique font appel à la participation des consommateurs de façon très différente de la production traditionnelle (par exemple l'investissement dans un nouveau thermostat résidentiel). Bien souvent les consommateurs n'ont pas le même niveau d'information économique ou technique ou la même capacité d'analyse que le distributeur. Ceci revient à dire que la mesure d'efficacité énergétique, qui est économiquement efficace, ne serait pas mise en œuvre avec la seule initiative du consommateur. Dans ce cas, il peut être nécessaire que le distributeur participe pour que la mesure soit mise en œuvre. Mais, pour assurer l'efficacité économique, il faut toujours que l'ensemble des coûts soit inférieur à l'ensemble des bénéfices. Aussi il faut que les bénéficiaires du programme ou projet en assurent les coûts.

---

<sup>13</sup> Rappelons qu'il s'agit du sens général du terme production.

Imposer des programmes d'efficacité énergétique peut être une façon pour le régulateur d'atteindre (ou tout au moins de se rapprocher) de l'efficacité économique dans le cas où la production traditionnelle imposerait des coûts sociaux (tels des externalités environnementales<sup>14</sup>) qui ne sont pas comptabilisés dans les coûts économiques ou inclus dans les transactions de marché. Si tel est le cas, il peut être justifié de mettre en œuvre des projets d'efficacité énergétique qui ont des coûts supérieurs à ceux de la production traditionnelle dans la mesure où ces derniers coûts n'incluent pas l'ensemble des coûts sociaux. Une telle approche requiert d'une part que le régulateur reconnaisse explicitement l'objectif d'inclusion des coûts externes et que, d'autre part, il y ait une cohérence dans l'évaluation et la quantification de ces coûts externes sur l'ensemble des types de production d'électricité. Cette évaluation des coûts est bien sûr nécessaire pour que le « bon » niveau d'efficacité énergétique soit entrepris.

Il est à noter que dans le système réglementaire actuellement en vigueur au Québec les prix de l'électricité, tout comme les coûts évités, reflètent uniquement les coûts de marché et pas les coûts externes. D'ailleurs, le Distributeur reconnaît ne pas avoir l'information au sujet des coûts externes (caractéristiques environnementales des centrales-types utilisées pour établir les coûts évités)<sup>15</sup> et ne pas utiliser le test du moindre coût social (test qui intègre les impacts environnementaux dans l'analyse).<sup>16</sup>

Finalement, si le gouvernement cherche à imposer des programmes d'efficacité énergétique pour d'autres raisons (développement du marché, développement technologique, développement régional, etc.), les coûts de ces programmes devraient être assurés par le gouvernement et non pas par les consommateurs via les tarifs. Dans ce cas l'efficacité énergétique n'est pas entreprise comme substitut à une production traditionnelle, mais comme projet de société. Ainsi, c'est la société qui devrait être

---

<sup>14</sup> Les externalités sont généralement des impacts négatifs sur l'environnement (l'air, l'eau, le paysage, etc.). Une discussion de l'inclusion des externalités dans les coûts de l'électricité est présentée dans la section 6.

<sup>15</sup> HQ3-7, réponse à la question 6.33 de l'intervenant RNCREQ.

<sup>16</sup> HQ3-7, réponse à la question 5.2 de l'intervenant RNCREQ.

responsable des coûts (ou des coûts différentiels) et non pas les consommateurs d'électricité (via leurs tarifs) ni le Distributeur (via son taux de rendement).

#### **4. Analyse de l'efficacité d'énergie – le cas du PGEÉ**

Remarquons tout d'abord que la place qu'occupe l'efficacité énergétique dans une juridiction est fonction des conditions particulières (marchés, technologies, etc.) de la juridiction en question. Ainsi, les coûts et les opportunités de production, les tarifs en vigueur ou prévus, le niveau de développement industriel et les attitudes sociales, etc. jouent tous un rôle dans le développement des marchés d'efficacité énergétique. Par exemple, dans le document HQ1-1 (page 16) il est noté que « dans le marché des petites et moyennes industries (...) l'infrastructure supportant l'efficacité énergétique est peu développée et (...) accuse un retard important par rapport à l'infrastructure que l'on retrouve dans le marché américain ». Cette observation ne doit pas surprendre, compte tenu des écarts importants qui existent au niveau des coûts de production et des prix de vente de l'électricité entre le Québec et certains états américains.<sup>17</sup> Même au Québec on note que « plus on consomme, plus on est préoccupé par les coûts de l'énergie » (HQ1-1, page 15). C'est donc dire que les conditions individuelles des consommateurs peuvent avoir un impact sur leur intérêt actuel ou potentiel dans des mesures d'efficacité énergétique. Plus les coûts de l'électricité représentent une partie importante du budget ou des coûts d'un consommateur, plus le consommateur sera affecté par des changements tarifaires. Il est aussi à remarquer que même si le marché québécois de l'efficacité énergétique est moins développé qu'à certains autres endroits il existe tout de même de l'expertise au Québec (HQ1-1 : page 20). Certains intervenants importants, tels l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) et l'Office d'efficacité énergétique (OEE), jouent des rôles de plus en plus importants dans la promotion et le développement de l'efficacité énergétique.

La vision de l'efficacité énergétique comme substitut à la production traditionnelle, telle que discutée dans la section 3, est une pierre angulaire du PGEÉ. A titre d'exemple, le ralentissement des programmes structurants en 1995 et dans les années subséquentes est

attribué à la révision à la baisse des coûts évités (comparé aux anticipations de 1990) (HQ1-1, page 11). Lorsque les coûts évités baissent la valeur relative des programmes d'efficacité énergétique diminue et ces programmes deviennent moins attrayants (tout autre chose étant égale par ailleurs).

La comparaison des coûts des programmes d'efficacité énergétique avec les coûts de la production traditionnelle est la bonne comparaison à faire, dans l'optique d'évaluation de substituts. Le recours aux coûts évités de production dans l'analyse économique (HQ1-1, page 52; HQ2-3) semble être juste dans la mesure où la définition et le calcul des coûts évités par Hydro-Québec tient compte des coûts de production de différents équipements à différentes heures.<sup>18</sup> Chaque mesure d'efficacité énergétique diminue la production nécessaire à différentes heures et donc implique une réduction d'utilisation d'équipements spécifiques. Pour cette raison, il est cohérent de retrouver des coûts évités différents pour chaque mesure d'efficacité énergétique. Dans ce sens les différents coûts évités peuvent être appliqués aux différentes mesures d'efficacité énergétiques, et en bout de ligne aux différents segments de marché.

Par contre, compte tenu de la nature des équipements d'Hydro-Québec, autant ceux du Distributeur que ceux du Producteur, nous nous posons des questions quant au sens à donner aux coûts évités. Ces coûts sont-ils vraiment « évités » lorsque la demande baisse suite à l'efficacité énergétique?<sup>19</sup> Nous y reviendrons dans la prochaine section du texte.

Les fondements économiques du PGEÉ s'appuient sur les forces de marché (HQ1-1, page 31 ) et sont cohérents avec l'approche micro-économique d'efficacité. Les principes directeurs du PGEÉ (HQ1-1, page 25 ) sont :

---

<sup>17</sup> « De façon générale, les prix de l'électricité au Québec restent parmi les plus avantageux en Amérique du Nord. » Québec (2001), page 41. Les niveaux relatifs des prix d'électricité ont un impact sur les décisions d'investissement des consommateurs, et affectent donc les activités en efficacité énergétique.

<sup>18</sup> Rappelons que notre objectif n'est pas de valider ces coûts, mais simplement de se pencher sur la logique derrière l'approche.

<sup>19</sup> Lorsqu'on parle de « baisse de demande » il est plus juste de parler d'une baisse par rapport à l'augmentation prévue. Les prévisions pour la majorité des marchés d'électricité font état de croissance nette. L'introduction de mesures d'efficacité énergétique ralentit cette croissance, d'où la notion de baisse de la demande.

- minimiser les risques commerciaux et technologiques;
- respecter les critères de rentabilité économiques connus;
  - Test du coût total en ressources
  - Test de rentabilité du participant
- mener à un impact acceptable (pour tous les clients) sur les revenus requis de HQD.

Il est intéressant et important de noter que la démarche de développement et de mise en œuvre du PGEE tient explicitement compte des segments de marchés du Distributeur. « Le PGEE assure une bonne couverture de toutes les clientèles (résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle) tout en proposant une approche par marché adaptée aux particularités de chacun d’entre eux. » (HQ1-1, page 6). Ainsi les 16 programmes proposés dans le PGEE sont identifiés *explicitement* à des segments de marché visés (HQ1-1, page 5). C’est aussi vrai pour la mise à jour du potentiel d’efficacité énergétique (évaluation entreprise conjointement avec l’AEE) (HQ1-1; page 12). Ceci suggère qu’il soit possible d’allouer les coûts des programmes individuels (donnés à la page 29 de HQ1-1) aux marchés affectés. L’allocation des coûts aux marchés visés est nécessaire pour l’atteinte de l’efficacité économique. Il s’agit ici d’une conclusion importante avec des conséquences réelles sur l’efficacité économique. Les tableaux ci-dessous illustrent la pertinence de ces observations.

Les deux premières colonnes de données du Tableau 1 répètent l’information présentée dans le PGEE (voir document HQ1-1, page 5). La troisième colonne présente un calcul fort simple mais révélateur. En divisant l’investissement du Distributeur (incluant la portion de l’Agence de l’efficacité énergétique mais ignorant la portion « tronc commun ») par l’objectif énergétique on obtient une mesure de l’efficacité de l’investissement, c’est-à-dire l’investissement du distributeur par GWh d’objectif énergétique.<sup>20</sup> On note que le marché grandes industries est particulièrement efficace par rapport à cette métrique.

---

<sup>20</sup> Ce n’est bien sûr qu’une façon de mesurer l’efficacité. Notons aussi que l’ajout des coûts des clients accentuerait la performance relative des mesures « grandes industries », compte tenu des coûts des clients.

En bout de ligne, la considération la plus importante du point de vue des consommateurs est de quelle façon les investissements du Distributeur seront affectés aux différents marchés. Le Distributeur n'a pas encore proposé d'allocation de coûts. Nous sommes de l'avis que cette question doit faire partie de l'évaluation du PGEÉ, compte tenu de l'impact possible de l'allocation des coûts sur les tarifs. Pour illustrer ce point, nous discutons de deux allocations possibles de coûts. La dernière colonne du Tableau 1 présente le résultat d'une approche d'allocation des coûts d'investissement basée sur les objectifs d'économie d'énergie. Si le total des coûts d'investissement (\$107 millions) est alloué aux différents marchés en proportion avec les objectifs d'économie d'énergie de chaque marché (colonne (1) divisée par 750), on obtient le résultat présenté à la colonne (4). Il est intéressant de constater l'impact sur la répartition des investissements de la colonne (2). On constate que les clients du marché grandes industries pourraient être négativement affectés dans ce type d'allocation, leurs coûts passant de \$16 millions, soit le montant investi, à \$25,7 millions. L'augmentation de 60% est non négligeable. S'il en coûte \$16 millions au Distributeur pour obtenir les 180 GWh de réduction sur le marché Grandes Industries, alors c'est précisément ce montant qui devrait être refilé aux consommateurs de ce marché.<sup>21</sup> L'allocation de la colonne (4) est particulièrement frappante considérant l'efficacité relative décrite par la colonne (3).

---

Par ailleurs, il semble logique de s'attarder sur les investissements HQD+AEÉ dans la mesure où ce sont ces investissements qui viendront éventuellement modifier les revenus requis du Distributeur et donc les tarifs.

<sup>21</sup> Il n'est aucunement suggéré que le Distributeur songe à l'allocation présentée dans ce tableau. On veut simplement illustrer que la formule d'allocation peut désavantager une catégorie tarifaire par rapport à l'allocation économique des coûts liés à la catégorie.

<b>Marché</b>	<b>Objectif (GWh)</b>	<b>Invest. (HQ + AEEÉ) \$ millions</b>	<b>Invest/GWh \$ millions/GWh</b>	<b>Allocation des coûts proportionnelle aux objectifs EE (\$ millions)</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3) = (2)/(1)</b>	<b>(4) = \$107 x (1)/750 GWh</b>
<b>Résidentiel</b>	300	45	0,15	42,8
<b>Commercial/Inst.</b>	200	33	0,165	28,5
<b>Petites/Moyennes Industries</b>	70	13	0,186	10,0
<b>Grandes Industries</b>	180	16	0,089	25,7
<b>Total</b>	750	107	0,143	107

**Tableau 1 : Allocation des coûts d’investissement en proportion avec les objectifs du Plan**

Il existe bien sûr une multitude d’approches possibles pour allouer les coûts. Dans le Tableau 2 la répartition des coûts est faite en fonction de la taille relative (en termes de consommation d’énergie) de chacun des trois segments de marché (où les marchés petites/moyennes et grandes industries sont combinés).<sup>22</sup>

<sup>22</sup> Il s’agit de la répartition de la consommation entre marchés donnée par le Ministère des ressources naturelles. Voir le tableau 5.15 à la page 72 de Québec (2001). Pour rester cohérent avec les marchés présentés dans ce document on a combiné les deux catégories petites/moyennes industries et grandes industries.

<b>Marché</b>	<b>Invest. (HQ + AEÉ) \$ millions</b>	<b>Répartition du marché % de GWh</b>	<b>Allocation des coûts proportionnelle à la taille du marché (\$ millions)</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3) = \$107 x (2)</b>
<b>Résidentiel</b>	45	0,302	32,4
<b>Commercial et Institutionnel</b>	33	0,189	20,3
<b>P/M et G Industries</b>	29	0,507	54,3
<b>Total</b>	107	1	107

**Tableau 2 : Allocation des coûts d'investissement en proportion avec la consommation sur le marché**

L'objectif des deux derniers tableaux n'est pas de proposer une allocation quelconque des coûts, mais plutôt de démontrer que l'allocation peut changer énormément en fonction de la règle utilisée. Les deux marchés industriels (P/M et G) sont responsables de \$29 millions des investissements dans le PGEE. Selon la règle du Tableau 1, ces marchés hériteraient de \$35,7 millions alors qu'avec la règle du Tableau 2 ils hériteraient de \$54.3 millions.

Puisque l'allocation des coûts aura un impact direct sur les tarifs, l'évaluation du PGEE ne peut se faire sans que soit spécifiée l'allocation de coûts qu'entend faire le Distributeur. Les deux exemples d'allocation présentés dans les tableaux illustrent de quelle façon l'allocation peut transférer le fardeau entre marchés, avec l'impact attendu sur les tarifs. Toute allocation autre que celle que nous recommandons donne lieu, par définition, à de l'inter financement. Lorsqu'il y a inter financement les tarifs diffèrent, encore plus que ne l'aurait été le cas autrement, des coûts réels. Ceci mène à des décisions de consommation sous-optimales. Il y aura sous consommation pour les

segments de marché où les tarifs sont trop élevés et sur consommation pour les segments de marché où les tarifs sont trop faibles. Nous rappelons que l'objectif premier devrait être d'allouer les coûts aux segments de marché qui bénéficient des mesures d'efficacité énergétique pour que les tarifs transmettent les « bons » signaux.

Pour ce qui est de l'évaluation des divers programmes proposés dans le PGEÉ, là aussi il semble que des critères de rentabilité économique avec des conditions particulières pour chaque marché aient été pris en compte par le Distributeur. « Sur le plan économique, l'ensemble du PGEÉ respecte le test du coût total en ressources (CTR) (...). Tous les programmes d'aide financière se révèlent rentables (...). Hydro-Québec Distribution a établi un niveau d'aide financière, pour chaque programme, en considérant une période de retour sur l'investissement (PRI) acceptable pour les différentes catégories de clients » (HQ1-1, page 7) Ainsi, le Distributeur se préoccupe de la rentabilité économique de chaque programme et se préoccupe des conditions particulières des clients dans chaque marché.

L'analyse économique des mesures d'efficacité énergétique que fait le Distributeur repose sur deux tests, le test du coût total en ressources (CTR) et le test du client participant.

Le test du coût total en ressources est un test appliqué à l'ensemble des coûts et bénéfices d'une mesure. Il s'agit d'un test fort simple pour évaluer si, d'un point de vue social, une mesure est efficace dans l'utilisation des ressources. Comme discuté précédemment dans ce texte, une allocation de ressources est efficace si l'ensemble des coûts est inférieur à l'ensemble des bénéfices. Le CTR évalue cette efficacité sociale. Comme tout autre test ou analyse, le CTR doit, pour fournir une réponse exacte, se faire à partir de données exactes. Nous y reviendrons dans la section suivante.

Le test du client participant évalue chaque mesure en fonction des coûts assumés par le participant, incluant l'impact sur la facture d'électricité des clients participants. Il est intéressant que le Distributeur note le désir de limiter l'opportunisme dans l'introduction

de mesures d'efficacité énergétique (HQ1-1, page 33). Cet objectif est cohérent avec l'objectif d'attribuer les coûts et les bénéfices d'une mesure aux clients participants et d'éviter l'inter financement. En effet, l'allocation efficace des coûts peut être interprétée comme un autre moyen d'éviter l'opportunisme dans le sens d'inciter les bons niveaux de consommation des consommateurs.

## **5. Impact des coûts sur les revenus requis, et éventuellement sur les tarifs**

L'impact des coûts des mesures proposées dans le PGEÉ sur les tarifs des consommateurs est évidemment une question fort importante pour l'ensemble des acteurs dans le milieu. Dans ce sens il est décevant que le Distributeur ait choisi de ne pas proposer dans le PGEÉ l'allocation des coûts puisque l'impact tarifaire résultant est un élément important de l'évaluation du PGEÉ.<sup>23</sup> Dans le système réglementaire à l'intérieur duquel opère le Distributeur les tarifs sont déterminés en fonction des revenus requis.<sup>24</sup> Il est donc important de cerner et de comprendre les impacts sur les revenus requis qui peuvent découler de la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique. Une première remarque à cet effet a été offerte dans la section 4 dans la discussion de l'allocation des coûts.

Puisque les coûts des mesures d'efficacité énergétique sont des investissements (HQ1-1, page 54), tout comme les investissements traditionnels en équipements, ils doivent être traités comme tels. Ceci implique, entre autres, des calculs d'amortissement et de taux de rendement. De plus, comme tous les coûts traditionnels, ces coûts d'efficacité énergétique pourront être imputés aux marchés visés par l'entremise des coûts évités de production.

Le document HQ1-1 décrit de façon sommaire l'impact sur les revenus requis du PGEÉ. Cette analyse s'apparente à une approche traditionnelle de type « coût de service ». Dans un premier temps les revenus requis sont établis en fonction des coûts et investissements permis et du taux de rendement approuvé. Ensuite les tarifs nécessaires pour atteindre les revenus requis sont fixés tenant compte des niveaux de demande prévus. Dans cette analyse trois impacts différents sont identifiés par le Distributeur.

---

<sup>23</sup> Voir la réponse du Distributeur à l'intervenant Option Consommateurs (HQ3-6, question 1.2).

<sup>24</sup> Il ne s'agit pas d'une relation fixe et immuable entre les revenus requis et les tarifs. Mais de façon générale une augmentation (diminution) des revenus requis implique une augmentation (diminution) des tarifs.

- Les investissements en programmes d'efficacité énergétique (comptabilisés comme frais reportés) impliquent une augmentation des revenus requis, et éventuellement une augmentation des tarifs. (+)
- La baisse dans la demande d'énergie résultante des programmes d'efficacité énergétique permet d'éviter certains coûts. Cette baisse de coûts implique une baisse des revenus requis, et éventuellement une baisse des tarifs. (-)
- La baisse dans la demande d'énergie<sup>25</sup> résultante des programmes d'efficacité énergétique implique une perte de revenus. Mais, puisque les revenus requis sont fonction du taux de rendement et des coûts, cette baisse de revenus doit être comblée ailleurs. Ainsi la baisse dans la demande d'énergie implique une augmentation des revenus requis, et éventuellement une augmentation des tarifs. (+)

Notons que ces trois éléments de revenus requis sont tous les trois associés à des clientèles et programmes bien spécifiques et bien définis. Une fois encore ceci suggère la possibilité d'appliquer les coûts et bénéfices aux marchés affectés, ce qui servirait l'objectif d'efficacité économique.

Les trois impacts identifiés et expliqués ci-dessus sont tous les trois, individuellement, logiques et cohérents dans l'analyse de l'efficacité énergétique. Toujours est-il que la combinaison de ces trois impacts soulève une question de fond. Spécifiquement, est-ce logique d'avoir à la fois des coûts évités ET des pertes de revenus requis dues à la baisse de la demande? La suite de cette section se penche sur la question.

Pour bien comprendre la question qui nous préoccupe, il est utile de rappeler deux définitions.

Coûts évités : « coûts économisés de fourniture, transport et distribution associés à une unité de demande économisée. » (voir HQ2-3, page 3)

---

<sup>25</sup> On rappelle qu'il s'agit d'une baisse par rapport aux prévisions de la demande et pas nécessairement d'une baisse nette de la demande.

Pertes de revenus : « les revenus perdus annuels totaux du Distributeur : ils sont obtenus en multipliant les tarifs unitaires applicables aux clientèles et usages visés par chacun des programmes par le nombre de kWh économisés. » (voir HQ1-1, page 55-56)

Les revenus requis sont établis en fonction des coûts et des actifs de l'entreprise et du taux de rendement approuvé par le régulateur. Ainsi, pour un ensemble donné d'actifs, et un taux de rendement donné, il est clair que s'il y a une baisse de la demande, la baisse de revenus aura un impact négatif sur le taux de rendement. Tout autre chose étant égale par ailleurs, une baisse de demande implique donc une perte de revenus, une situation qui doit être adressée (si l'atteinte du taux de rendement permis est respectée).

Mais les actifs en question, les actifs de distribution qui ont été construits dans le but de fournir un service, sont, de par leur nature même, permanents (pour leur durée de vie utile, bien sûr). Dans ce sens, les coûts associés à ces actifs, incluant le rendement requis sur le capital, ne peuvent être évités. Ces coûts doivent être payés, peu importe le niveau d'activité du distributeur.

Il y a donc un problème potentiel à comptabiliser en même temps des coûts évités ET des pertes de revenus. La présence de « coûts évités » suggère qu'il y ait des vrais coûts économiques qui ne soient pas encourus suite à l'introduction de mesures d'efficacité énergétique. La présence de « pertes de revenus » suggère qu'il y ait des coûts qui ne sont pas évités, puisque les revenus en question doivent être récupérés.

Il est évident qu'il pourrait y avoir, suite à une baisse de demande, certains coûts qui soient réellement évités, alors que d'autres ne le seraient pas. Dans ce sens il pourrait très bien y avoir dans l'analyse des « coûts évités » et des « revenus perdus ». Par contre, les coûts évités et revenus perdus doivent être liés à des actifs distincts et être différents. Notre intervention vise à clarifier la nature de ces deux éléments dans le but d'éviter un double comptage dans l'analyse du PGEÉ. Par exemple, la discussion au sujet de l'électricité patrimoniale (HQ2-3, page 3) soulève des questions quant au contenu des

postes « coûts évités » et « revenus perdus ». Lorsque le Distributeur achète moins que les 165 TWh d'énergie, est-ce qu'il y a vraiment un coût évité de 2,79 cents/kWh pour le Distributeur? Est-ce que l'ensemble du montant pour la perte de revenus est associé aux actifs du Distributeur?

Le cas où de nouveaux équipements de production auraient à être construits est plus clair. Au-delà de la quantité patrimoniale, « le Distributeur utilise actuellement un coût évité de fourniture et transport qui reflète l'ajout d'équipements hydrauliques et de transport associés. » (HQ2-3, page 4). Mais dans ce cas, il ne devrait pas y avoir de coûts associés aux pertes de revenus pour ces *nouveaux* équipements. Si la baisse de la demande permet d'éviter l'ajout d'équipement, alors il ne devrait pas y avoir de coût de pertes de revenus, parce que ces équipements évités ne requiert aucun rendement, et donc aucun revenu.<sup>26</sup>

Une autre façon d'aborder la question est en faisant référence au concept de coûts irrécupérables. Un coût irrécupérable est un coût qui doit être encouru peu importe la décision que prend l'acteur économique. Normalement ces coûts ne doivent pas faire partie de la prise de décision puisqu'ils sont, par définition, inévitables et doivent être payés. Dans ce sens, les coûts des actifs en place peuvent être considérés comme des coûts irrécupérables. Ainsi, les coûts associés aux pertes de revenus nécessaires pour payer pour ces actifs ne devraient pas faire partie de l'analyse d'une mesure d'efficacité énergétique. En même temps, si ces coûts sont irrécupérables, ils ne peuvent pas être évités. Cela revient donc au même type de questionnement au sujet de la définition des coûts associés aux mesures d'efficacité énergétique et aux baisses de la demande d'électricité.

Nous pouvons donc affirmer que si les coûts évités sont définis correctement, c'est-à-dire si ces coûts sont vraiment évités pour le Distributeur par une mesure d'efficacité énergétique, alors le test du CTR est approprié et donne l'évaluation de la rentabilité économique pour la société et pour le segment de marché concerné. Notons que les

---

<sup>26</sup> La discussion est semblable à la notion de coût marginal de la mesure (HQ1-1, page 24) dans le sens où une mesure peut être efficace seulement dans le cadre de travaux déjà prévus.

« revenus perdus » tels que définis par le Distributeur sont associés à des actifs qui doivent recouvrir leur taux de rendement, peu importe les activités du Distributeur. Dans ce sens ces revenus doivent être payés par les consommateurs de toute façon, et ne devraient pas affecter l'évaluation des mesures d'efficacité énergétique.

En résumé, si les coûts évités d'une mesure sont supérieurs aux coûts de la mesure, la mesure est efficace pour la société et pour les consommateurs du marché en question. Notons toutefois que cette conclusion sous-entend que les coûts sont alloués aux marchés ciblés par la mesure.

Le problème de maintenir le taux de rendement pour un distributeur tout en l'incitant à introduire des mesures d'efficacité énergétique qui font baisser la demande est un problème bien connu dans les marchés d'électricité.<sup>27</sup> L'entreprise qui a investi dans des actifs pour produire un service cherche à maintenir un taux de rendement acceptable sur ses équipements existants, et ne veut donc pas perdre de demande et les revenus qui en découlent. Si on veut que le distributeur soit incité à introduire l'efficacité énergétique, il faut trouver un autre moyen pour payer pour l'équipement existant. Ainsi, les coûts associés au rendement requis sur les actifs ne sont pas évités par l'introduction d'efficacité énergétique.

Revenons, finalement, à la motivation centrale de l'analyse, la question de l'impact tarifaire sur les consommateurs. Du point de vue de ces derniers, le choix optimal du niveau d'efficacité énergétique ne peut être fait en ignorant l'impact tarifaire. En bout de ligne, si l'adoption d'une mesure d'efficacité énergétique implique une plus grande hausse tarifaire que l'utilisation de sources de production traditionnelle, même lorsque le test du CTR tel que proposé donne un résultat positif (coût évité > coût de la mesure), il est difficile de l'accepter comme efficace économiquement du point de vue des consommateurs. Or, comme nous venons de l'expliquer, avec l'évaluation correcte des coûts des mesures d'efficacité énergétique et l'allocation des coûts aux marchés

---

<sup>27</sup> Voir Tschirhart (1995) et Stoft et Gilbert (1994).

concernés, l'impact tarifaire de l'introduction de l'efficacité énergétique sera toujours bénéfique pour le consommateur lorsque le test du CTR est respecté.

Dans sa réponse à la question sur l'allocation des coûts du PGEÉ aux catégories tarifaires (HQ3-6 (réponses aux questions du groupe Options consommateurs), page 3) le Distributeur affirme que la décision n'est pas encore prise. Notre analyse suggère que l'impact tarifaire est une question centrale et que l'allocation des coûts doit être connue pour pouvoir évaluer le PGEÉ.

## 6. Autres éléments d'analyse

L'analyse du dossier du PGEÉ soulève deux autres questions qui sont discutées dans cette section, soit l'allocation du risque et les coûts externes.

Une question relativement générale qui devrait faire l'objet de plus de réflexion et d'analyse est celle de la responsabilité pour le risque dans l'introduction de programmes d'efficacité énergétique. Autrement dit, qui doit assumer la responsabilité financière du risque dans ce genre d'exercice? Il est relativement facile d'identifier un grand nombre d'éléments de risque dans l'élaboration et la mise en œuvre du PGEÉ. Il peut être plus difficile par contre d'évaluer la probabilité de réalisation de différentes situations et l'impact que cela peut avoir sur le marché.

Certains éléments ou paramètres qui peuvent changer, par rapport au plan proposé, et donner lieu à des impacts économiques significatifs sont

- Les différents coûts (coûts évités de la production traditionnelle, coûts sur les marchés externes, coûts de mise en œuvre des mesures, etc.);
- Les taux de pénétration ou d'utilisation des mesures d'efficacité énergétique;
- Les taux de développement technologique (production d'électricité, technologies d'efficacité énergétique, etc.);
- Le taux de croissance économique au Québec;
- Le taux de croissance de la demande d'électricité au Québec;

Tous ces paramètres peuvent affecter non seulement la rentabilité économique des mesures d'efficacité énergétique mais aussi la valeur des investissements, les coûts d'opportunité et la situation économique des consommateurs. La proposition du Distributeur repose sur des prévisions de ces paramètres. Or, il peut y avoir des changements importants de ces paramètres menant à des impacts sur les consommateurs. L'analyse complète du PGEÉ doit tenir compte de ces risques, et surtout de la

responsabilité financière pour ces risques. L'impact potentiel de ces risques sur les tarifs des différents segments de marché doit être calculé pour bien évaluer le PGEÉ.

Pour prendre un exemple bien précis, on peut se demander si les clients du Distributeur devraient être responsables financièrement pour le programme de recherche, développement, démonstration et expérimentation (RDDE)? (HQ1-1, page 46) Est-ce que ce programme est un « bien public » pour lequel tous les consommateurs doivent contribuer? Autrement dit, est-ce que tous les marchés ou clientèles risquent d'en bénéficier également? Cette question n'est pas adressée dans le PGEÉ. Or, la description du programme semble suggérer qu'il s'agisse d'une initiative très ciblée. Dans ce cas, le vrai test de la rentabilité de ce programme pourrait être l'intérêt des partenaires industriels. Ainsi, ces partenaires pourraient ou non décider de financer les programmes qui leurs seraient utiles.

Il a été mentionné à quelques reprises dans ce texte que l'ensemble de l'analyse dans le PGEÉ se limite aux coûts de marché. C'est-à-dire que les coûts externes ou externalités ne font pas partie de l'analyse. Il est évident que d'un point de vue économique une évaluation d'efficacité qui n'inclut pas l'ensemble des coûts, autant externe qu'interne, risque de ne pas identifier la solution optimale. L'évaluation des externalités est une question fort intéressante et complexe et fait l'objet d'énormément de recherche en sciences économiques et ailleurs.<sup>28</sup> Il y a un grand nombre d'approches pour tenter d'atteindre une solution optimale en présence d'externalités.<sup>29</sup> Le choix de l'approche dépend de la situation particulière (type de polluant, structure industrielle, etc.). Par ailleurs, il n'existe pas de consensus sur l'approche à suivre, pas plus dans le cas spécifique des marchés d'électricité que dans le cas général.<sup>30</sup>

---

<sup>28</sup> Voir Viscusi et al (1995), Tietenberg (2003), Callan et Thomas (2000), Krupnick et Burtraw (1996), et Banzhaf, Burtraw et Palmer (2002).

<sup>29</sup> Voir Portney et Stavins (2000).

<sup>30</sup> Voir DOE (1995), où on rapporte que « Treatment of externalities at the State level is far from uniform. Recent reports indicate that slightly over half of State utility commissions currently take environmental externalities into consideration in their resource planning process. Of these, only seven States have specified monetary externality values for designated air emissions from power plants ».

Tout en reconnaissant l'importance d'inclure les externalités dans l'analyse du marché de l'électricité nous affirmons qu'il ne serait pas prudent d'introduire les coûts externes uniquement dans l'analyse de l'efficacité énergétique. Il faudrait plutôt s'assurer d'une intégration cohérente des coûts externes dans l'ensemble des activités et analyses du Distributeur et des autres acteurs économiques.

## 7. Conclusions

L'analyse de mesures d'efficacité énergétique doit s'appuyer sur un raisonnement économique basé sur l'utilisation efficace des ressources. Dans ce sens les mesures d'efficacité énergétique, des substituts à la production traditionnelle d'électricité, doivent être évaluées en tenant compte de l'ensemble des coûts économiques pertinents et comparables aux coûts de la production traditionnelle.

Pour qu'une décision sur la mise en œuvre d'une mesure d'efficacité énergétique soit prise correctement, il faut tout d'abord que tous les coûts soient bien évalués. Dans le cas du PGEÉ les coûts externes ne sont pas inclus dans l'analyse. Puisque l'analyse des revenus requis et des tarifs d'Hydro-Québec Distribution n'inclut pas de tels coûts, il serait inopportun de tenter de les inclure dans l'évaluation du PGEÉ. Par ailleurs, il serait souhaitable qu'éventuellement tous les coûts puissent être internalisés dans les analyses d'allocation de ressources de l'ensemble des activités liées à la production, le transport et la distribution de l'industrie électrique au Québec. Toujours est-il que l'internalisation des coûts externes présente de nombreux défis et devra être abordée de façon réfléchie et cohérente.

Une conclusion générale et importante à laquelle nous arrivons est que les coûts et bénéfices de mesures d'efficacité énergétique devraient être alloués aux segments de marché visés par les mesures en questions. Dans ce sens, comme tout autre investissement entrepris pour produire un bien ou pour rendre un service, les coûts et bénéfices de l'investissement devraient être imputés aux bénéficiaires. Il s'agit du principe de l'utilisateur payeur. Un corollaire évident est qu'il ne devrait pas y avoir d'inter financement entre segments de marché. Les mesures d'efficacité énergétique proposées sont toutes très spécifiques à des marchés bien précis, suggérant que l'allocation appropriée des coûts puisse être réalisée relativement facilement. Ceci mènerait à une plus grande efficacité économique que le traitement commun des coûts.

Lorsque les coûts sont définis et alloués correctement il devient alors plus facile d'évaluer l'efficacité économique de chaque mesure. Essentiellement, pour être acceptées, les mesures proposées doivent représenter l'option la moins coûteuse pour les consommateurs lorsqu'on tient compte de l'ensemble des ressources. Ceci est cohérent avec le test du CTR proposé, à condition que les éléments de coût soient bien évalués.

Dans l'analyse des coûts nous avons soulevé la question de la possibilité de double comptage dans l'identification des coûts évités et des pertes de revenus. La présence de « coûts évités » suggère qu'il y ait des vrais coûts économiques qui ne soient pas encourus suite à l'introduction de mesures d'efficacité énergétique. La présence de « pertes de revenus » suggère qu'il y ait des coûts qui ne sont pas évités, puisque les revenus en question doivent être récupérés. L'analyse des coûts doit faire la lumière sur cette distinction afin de bien comprendre l'efficacité réelle du PGEÉ et l'impact tarifaire que ce dernier pourrait avoir.

Du point de vue des consommateurs, pour qu'une mesure d'efficacité énergétique soit acceptée, il faut que le coût pour le consommateur, incluant les impacts tarifaires, soit moins important qu'il ne l'aurait été avec la production traditionnelle. Encore une fois, ceci suggère qu'il faille bien identifier et bien allouer les coûts aux marchés affectés.

De façon générale, s'il y a une volonté de la part du gouvernement d'aller au-delà des limites économiques de l'efficacité énergétique, par exemple en fixant des objectifs d'efficacité plus importants que le seuil économique ou en encourageant le développement industriel, alors les coûts de telles mesures devraient être la responsabilité du gouvernement, et non du Distributeur (via le taux de rendement) et des consommateurs (via les tarifs).

Finalement, la mise en œuvre d'un programme aussi important et complexe que le PGEÉ implique des risques économiques. Pour bien évaluer le PGEÉ il est nécessaire d'évaluer les risques et surtout d'identifier, a priori, qui en assumera les frais le cas échéant.

## Références

- Banzhaf, Spencer, Dallas Burtraw et Karen Palmer (2002), « Efficient Emission Fees in the U.S. Electricity Sector », Resources for the Future Discussion paper 02-45, octobre.
- Bonbright, James C., Albert L. Danielsen et David R. Kamerschen (1988), *Principles of Public Utility Pricing*, Public Utilities Reports.
- Callan, Scott J. et Janet M. Thomas (2000), *Environmental Economics and Management*, 2<sup>nd</sup> edition, Harcourt.
- DOE (1995), *Electricity Generation and Environmental Externalities: Case Studies*, DOE-EIA – 0598, disponible au site <http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/external/external.pdf>
- Québec (2001) *L'énergie au Québec 2001*, disponible au site <http://www.mrn.gouv.qc.ca/publications/energie/energie/ener2001.pdf>
- Joskow, Paul L. et Donald B. Marron (1992) « What Does a Negawatt Really Cost? Evidence from Utility Conservation Programs », *The Energy Journal* 13(4) :41-74.
- Katz, Myron B. (1992) « Demand-Side Management : Reflections of an Irreverent Regulator » *Resources and Energy* 14(1-2) :187-203.
- Krupnick, Alan J. et Dallas Burtraw (1996) “The Social Costs of Electricity: Do the Numbers Add Up” *Resource and Energy Economics* 18(4): 423-66
- Phillips, Charles F. (1993) *The Regulation of Public Utilities*, Public Utilities Reports.
- Portney, Paul R. et Robert N. Stavins (2000) *Public Policies for Environmental Protection*, Resources for the Future.
- Régie de l'énergie : l'ensemble des éléments se trouvant sur le site <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3473-01/>
- Stoft, Steven et Richard Gilbert (1994) « A Review and Analysis of Electric Utility Conservation Incentives » *Yale Journal on Regulation* Winter 11(1) :1-42.
- Tietenberg, Tom (2003), *Environmental and Natural Resource Economics*, 6<sup>th</sup> Edition, Addison Wesley.
- Tschirhart, John (1995) « Incentives in Utility Conservation Programs » *Pacific and Asian Journal of Energy* 5(2):175-186.

Varian, Hal R. (1984) *Microeconomic Analysis*, WW Norton & Company.

Viscusi, Kip, John M Vernon and Joseph E. Harrington, Jr, (1995) *Economics of Regulation and Antitrust*, MIT Press.