

**Le Plan global d'efficacité énergétique
d'Hydro-Québec Distribution**

Mémoire présenté

**au Groupe de recherche appliquée en macroécologie
et l'Union pour le développement durable**

(GRAME-UDD)

déposé le 5 février 2003 à la Régie de l'Énergie

cause R-3473-2001

Par Cristina Maria Romanelli

CMR Enviro Consultants

Plan Global sur l'Efficacité Énergétique : Notes introductrices

Dans le cadre de la présente cause, le GRAME-UDD nous a demandé de vérifier certaines hypothèses ou de répondre à certaines questions, et là où il y a lieu d'inclure certaines recommandations. En conséquence, chacun des chapitres tente d'apporter certains éclaircissements à ces questionnements, que nous avons regroupés de la façon qui suit :

1. Commenter le rôle du PGEE et de l'efficacité énergétique dans le cadre de la mise en œuvre du Protocole de Kyoto et dans contexte du développement durable au Canada.
2. Évaluer l'ampleur du PGEÉ 2003-2006 du Distributeur qui serait requis dans une perspective de développement durable et de respect des objectifs du Protocole de Kyoto.
3. Analyser l'ampleur des efforts en efficacité énergétique dans différentes juridictions nord-américaines et européennes.
4. Estimer l'incidence de l'adoption éventuelle par le gouvernement du Québec du Code modèle national de l'énergie sur les habitations et du code modèle national de l'énergie pour les bâtiments.
5. Commenter les efforts en efficacité énergétiques réalisés par le Distributeur dans ses propres bâtiments et parcs de véhicules.

Note : Les auteurs tiennent à remercier à tout le personnel du GRAME-UDD pour son soutien.

Chapitre I

L'efficacité énergétique dans un contexte de développement durable

Malgré les points de vue divergents que l'on retrouve dans la littérature et la politique énergétique, la grande majorité d'intellectuels, politiciens, experts et autres professionnels du secteur énergétique nord-américain reconnaissent que le secteur de la production de l'électricité traverse une période et un rythme de restructuration sans précédents.¹ Plusieurs experts canadiens proéminents, comme Ian Rowlands, attribuent ce phénomène principalement à trois forces motrices : la restructuration de l'industrie de l'électricité, une préoccupation environnementale plus généralisée et une accélération de la mondialisation.² Ces deux premiers critères et, de manière plus spécifique, la ratification récente du Protocole de Kyoto par le gouvernement du Canada (appuyé par le gouvernement québécois³), indiquent clairement le caractère incontournable des changements climatiques, dont les conséquences seront incommensurables pour les générations présentes et, surtout, futures si on n'aborde pas convenablement ce problème.

Le Canada, où réside 0,5% de la population du globe, est le huitième plus grand émetteur de dioxyde de carbone au monde. Sa consommation d'énergie est plus grande que celle des 760 millions d'Africains. Elle correspond annuellement, selon des

¹ Notons que ce phénomène est particulièrement prononcé, mais pas limité aux marchés nord-américain et européen où il y a eu, entre autres, la séparation des fonctions traditionnelles (comme en témoigne, au Québec, la création de la Régie de l'Énergie en 1996), ainsi qu'un accroissement soudain de la privatisation du secteur électrique dans plusieurs pays, y compris le Canada. Ledit phénomène, jumelé à une croissance d'intérêt et d'exploitation d'énergies renouvelables (non hydrauliques), a mené à une plus grande concurrence dans la production et aussi dans la fourniture d'électricité.

² ROWLANDS, IAN H. (2002) « North American Integration and Support Schemes for Renewable Electricity: Exploring the issues », présenté dans *United States Association for Energy Economics and International Association for Energy Economics*, comptes rendus de la 22^e conférence nord-américaine, à Vancouver, du 6 au 8 octobre 2002.

³ Ledit protocole a été ratifié par le gouvernement canadien le 10 décembre 2002, cinq ans après sa création à Kyoto (Japon.) Pour leur part, l'Angleterre et le Danemark ont déjà lancé leur système l'année dernière et celui couvrant l'Union Européenne entrera en vigueur en 2005 (avec une phase pré-Kyoto de 2005-2007.)

statistiques de 1999⁴, à 75 milliards de dollars, soit l'équivalent de 2500\$ par personne. Les efforts pour une production et une consommation plus « durables » d'énergie doivent donc être redoublés, et nous devons mettre l'accent sur les différentes options d'énergie renouvelables (populairement surnommées énergie « verte ».) L'électricité est un élément fondamental de la stabilité et de la prospérité économique, tant à l'échelle canadienne que québécoise. C'est une évidence. Mais il est également évident que certaines formes de production, de transmission et d'usage de l'électricité ont des impacts néfastes sur la santé des êtres humains ainsi que sur les écosystèmes.

Le Québec occupe une position privilégiée (surtout grâce à la production d'énergie hydraulique) vis-à-vis de certaines autres provinces canadiennes par rapport à ses émissions de gaz à effet de serre (GES.) Malgré la position relativement avantageuse de la province, une approche de suffisance ne serait pas justifiée puisque, selon un rapport du Centre for Spatial Economics, elle se classe sixième quant à sa vulnérabilité aux futures politiques de changement climatique, particulièrement en vue du Protocole de Kyoto.⁵

En conséquence, des mesures d'efficacité énergétique, comme celles envisagées par Hydro-Québec Distribution (HQD) dans son Programme global en efficacité énergétique 2003-2006 (PGEÉ), sont d'une importance primordiale, non seulement parce qu'elles peuvent représenter d'importants avantages économiques, mais aussi afin d'atteindre les nouveaux objectifs internationaux auquel nous nous sommes engagés dans le contexte de Kyoto, selon lequel le Canada doit réduire ses émissions de GES de 6% par

⁴ DAVID SUZUKI FOUNDATION, « Canada's Greenhouse Gas Emissions », disponible sur: http://www.davidsuzuki.org/Climate_Change/Kyoto/Large_Target.asp

⁵ THE CENTRE FOR SPATIAL ECONOMICS, « The Main Drivers Study the Province of Quebec », 18 mai 2002, Waterdown, Ontario, p. 13.

rapport à ses niveaux de 1990⁶. Cet objectif contribuera à la fois au bien-être humain et environnemental.

Ces mesures d'efficacité énergétique doivent donc s'inscrire dans le contexte plus vaste du développement durable, que l'on peut définir comme :

«...un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs ». ⁷

Les changements climatiques sont une réalité au Québec et dans le reste du monde. Chaque jour, l'économie et l'environnement ressentent ses effets dévastateurs. Par exemple, la sécheresse dans les Prairies, l'année dernière, a coûté plus de 5 milliards de dollars au gouvernement fédéral. De nombreux incendies forestiers ont menacé les communautés urbaines et rurales de l'Alberta. La douceur inhabituelle des hivers, en Colombie Britannique, a mené à une infestation de scarabées dans plus d'un demi-million d'hectares de forêt; Les pertes en bois se chiffrent à plus de quatre milliards de dollars. D'autre part, le dégel du sol, dans le nord du Québec, a bouleversé les écosystèmes et les communautés de cette région, tout en créant une menace pour la stabilité des pipelines. Le gouvernement du Québec a déjà commencé à planifier l'évacuation de villages entiers où, à cause du dégel, les maisons risquent de s'affaisser dans des mètres de boue.⁸ Compte tenu de l'importance que revêt la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique et l'ampleur du défi que représente l'atteinte des objectifs du Protocole de Kyoto, nous sommes d'avis qu'il est nécessaire d'implanter un PGEÉ plus ambitieux que

⁶ Nous devons noter que puisque le Canada a tardé si longtemps avant d'attaquer le problème et de ratifier Kyoto, le pourcentage de réduction d'émissions requis s'élève à plus de 23% par rapport aux niveaux de 2004. Cela équivaut à une réduction de 240 mégatonnes d'émissions de GES pendant la première période de 2008-2012. (Discours de l'honorable Charles Caccia, prononcé à l'Université Concordia, le 8 janvier 2003 et intitulé « Les politiques de Kyoto », Ministre canadien de l'environnement de 1983 à 1987, Monsieur Caccia préside maintenant le Comité sur l'environnement et le développement durable.)

⁷ COMMISSION DES NATIONS UNIES SUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT (1988.) Notre avenir à tous. Éditions du Fleuve, Montréal, p. 454.

⁸ DAVID SUZUKI FOUNDATION (2002), « Keeping Canada in Kyoto: The case for Immediate Ratification and Domestic Emission Reductions », juin 2002, analyse et commentaire.

celui proposé par le Distributeur, y compris ses investissements suggérés pour les années 2004 à 2006.

Le défi de la mise en œuvre du Protocole de Kyoto peut sembler trop coûteux et même irréaliste pour certains. D'un autre côté, une étude récente de la fondation David-Suzuki et du Réseau d'action pour le climat du Canada affirme que les Canadiens pourraient réduire leurs émissions de GES de 50% et économiser, en efficacité énergétique, 200 milliards de dollars d'ici 2030 si les objectifs de Kyoto sont atteints et dépassés. Si cette étude repose sur des hypothèses fort optimistes, il n'en demeure pas moins que des choix énergétiques judicieux peuvent mener à l'atteinte d'objectifs environnementaux très ambitieux. L'auteur du rapport *Kyoto and Beyond* et l'un des principaux experts en énergie soutenable au Canada, Ralph Torrie, a ainsi souligné que les gains en efficacité énergétique, entre 1970 et 1998, ont créé plus de nouvelles sources d'énergie que toutes les autres formes regroupées et que les économies des consommateurs d'énergie ont dépassé 50 milliards de dollars.⁹ Ainsi, Interface Inc., le plus grand producteur commercial de revêtements de sol au monde, a économisé 185 millions de dollars depuis 1994 grâce à des mesures de conservation de l'eau, de gestion des déchets et en consommant moins de matières premières et d'énergie.¹⁰ Qu'il existe un grand potentiel d'économies et d'amélioration en matière d'efficacité énergétique est indiscutable : toutefois, les solutions elles-mêmes semblent parfois engendrer de nouveaux défis, qui peuvent sembler insurmontables à certains producteurs ou distributeurs d'électricité. Le potentiel réel de certaines mesures d'efficacité énergétique peut, donc, être sous-exploité, puisqu'elles sont abandonnées avant même d'être

⁹ TORRIE RALPH, Richard Parfett et Paul Steenhof, de Torrie Smith Associates, 2 septembre 2002. «Kyoto and Beyond: The Low Emission Path to Energy Efficiency », préparé pour la Fondation David-Suzuki et la Canadian Climate Action Network, Ottawa, p. 5.

¹⁰ D'autant plus que BP, l'une des plus grandes pétrolières mondiales, s'est engagée à réduire, d'ici 2010, ses émissions de GES de 10% par rapport à son niveau de 1990. En mars 2002, la compagnie annonça qu'elle avait déjà atteint son objectif et qu'elle poursuivrait des mesures de réduction plus ambitieuses. La compagnie a ainsi bénéficié de 650 millions de dollars US en poursuivant des mesures d'efficacité énergétique. Conseil de conservation du Nouveau-Brunswick, 2 octobre 2002 : « Canadians Can Save \$200 Billion on Energy Bills by Surpassing Kyoto Targets », communiqué de presse.

approfondies. Pour l'instant, le contexte environnemental global actuel qui est le nôtre est souvent négligé ou peu considéré par les distributeurs d'électricité.

« Dans l'analyse traditionnelle des « barrières » à la réalisation d'efficacité énergétique (qui justifie l'IRP et le DSM¹¹) de nouvelles barrières sont apparues, d'autres ont disparu.

En même temps la pression environnementale est devenue plus forte et surtout plus globale : on est passé d'une pollution acide régionale ou de contraintes locales à une situation post-Kyoto qui renforce la responsabilité des entreprises électrique et gazière, voire donne une valeur aux économies réalisées. »¹²

Dans le contexte d'une analyse du Plan global en efficacité énergétique d'Hydro-Québec Distribution, une des barrières au développement du plein potentiel du Plan dans une perspective de développement durable est l'absence d'attention portée à une approche de gestion axée sur la demande. Cependant, avant de poursuivre avec une analyse des limitations du potentiel du Plan global d'efficacité énergétique proposé par le Distributeur, il est utile de faire quelques clarifications sémantiques, afin d'éviter toute confusion ou erreur d'interprétation.

GAD, gestion de l'offre et efficacité énergétique : clarification de termes

L'efficacité énergétique, qui constitue le noyau du Plan proposé par le Distributeur, peut être définie comme suit:

« Efficacité avec laquelle l'énergie livrée est convertie en énergie utile à des fins de chauffage, d'éclairage, de procédés, etc. Baisse des besoins en énergie nécessaire pour obtenir le même niveau de travail ou d'avantage. »¹³

Pour simplifier encore davantage, il s'agit de procurer les mêmes services énergétiques aux clients en optimisant le potentiel d'énergie distribuée, sans toutefois

¹¹ Planification Intégrée de Ressources et gestion de la demande.

¹² Jérôme Adnot et Carlos Lopes, « Maîtrise de la demande d'électricité et efficacité énergétique : planification intégrée des ressources dans des marchés en restructuration », Une étude dans le cadre du Programme Save, École des mines de Paris, Centre énergétique.

¹³ <http://www.xrefer.com>.

compromettre la qualité des services du distributeur. On pourrait même ajouter qu'un bienfait de telles mesures est d'inciter une amélioration de la qualité du service ainsi qu'une diminution considérable des impacts environnementaux reliés à la production et à la consommation d'énergie, si ces mesures sont entreprises dans un contexte de développement durable. C'est pourquoi nous proposons que le Distributeur appuie ses critères d'évaluation de rentabilité des mesures sur une approche de gestion axée sur la demande.

Lorsqu'on parle d'efficacité énergétique, on fait souvent allusion à la gestion axée sur la demande, même si Hydro-Québec Distribution ne l'utilise pas pour ses calculs de rentabilité. Puisque l'un des objectifs du présent rapport est précisément de souligner les avantages d'une telle approche, il est propice d'expliquer brièvement quelques critères (et erreurs conceptuelles) que l'interprétation de la gestion à la demande entraîne.

La notion de GAD, plus souvent reconnue par son équivalent anglais DSM (*Demand-side management*) compte plusieurs définitions et interprétations. De plus, elle incorpore une variété d'applications qui sont parfois modifiées selon le contexte et le lieu de la mise en œuvre des mesures. De façon très générale, la *gestion axée sur la demande* peut être définie comme suit :

« Programme ou pratique des services publics visant à influencer sur la quantité de gaz naturel ou d'électricité consommée par le client et sur le moment de consommation. »¹⁴

Cette définition est peut-être un peu ambiguë. Il convient donc d'ajouter que ces « programmes ou pratiques » visent généralement à influencer à la baisse sur la quantité d'énergie consommée, afin de répondre à une hausse de la demande d'énergie. À l'origine, ce concept américain¹⁵ cherchait à satisfaire le besoin croissant d'énergie par des mesures d'efficacité énergétique, qui visent à réduire la demande plutôt qu'en augmentant l'offre ou la production. Même si, en soi, le concept de gestion de la

¹⁴ Définition obtenue à <http://www.xrefer.com>.

¹⁵ LOVINS, AMORY, 1976.

demande peut être lié à celui de l'efficacité énergétique, il est important de ne pas fusionner ou confondre la signification de ces termes puisque ces deux objectifs peuvent se compléter. Toutefois, c'est d'une façon qui n'est ni arbitraire ni absolue.

Bien que l'efficacité énergétique et la GAD soient des phénomènes souvent reliés, il importe d'établir des distinctions entre la gestion de la demande et la production d'énergies renouvelables. Rappelons que la gestion de la demande est née aux États-Unis, d'un besoin de répondre à l'accroissement de la demande de la façon la plus efficace et la moins coûteuse. Toutefois, l'objectif final d'efficacité énergétique ne comprenait pas nécessairement la substitution d'une énergie polluante par une source plus « saine », telle que l'énergie renouvelable. Donc, aux États-Unis, les concepts d'efficacité énergétique, de GAD et d'énergie renouvelable étaient clairement distincts, même si, malgré le point de vue de plusieurs, ces notions ne sont pas irréconciliables.¹⁶

Bien que nous croyons assurément qu'une approche de gestion de la demande est préférable à une approche de gestion de l'offre, utilisé pour l'évaluation des mesures, on ne partage toutefois pas l'avis selon lequel on doit paralyser toute production d'électricité sous prétextes de GAD et d'efficacité énergétique :

« Lorsque l'on tente d'appliquer cette notion de développement durable à des secteurs où l'activité principale est en elle-même problématique du point de vue environnemental, comme c'est le cas pour la production d'électricité, la réconciliation entre objectifs économiques et objectifs environnementaux est plus difficile à faire. En effet, pour les producteurs d'électricité, le développement économique est traditionnellement associé à la construction de nouvelles installations, tandis que la protection de l'environnement exigerait que l'on ne construise pas, donc équivaut plus ou moins à un objectif de croissance zéro. »¹⁷

¹⁶ De plus, nos voisins américains tiennent peu compte des effets croisés et pervers de certaines mesures de gestion à la demande, puisque le potentiel de celles-ci serait ainsi diminué. Conséquemment et malgré un contexte très différent, les théoriciens québécois ont souvent suivi ce faux pas de fragmentation.

¹⁷ DEMERS, CHRISTIANE ET HÉLÈNE BARRAL « Gérer la contradiction dans le discours stratégique : Trois entreprises d'électricité canadiennes et le développement durable », École des Hautes Études Commerciales, p. 1. Cet article est également disponible sur le site internet de l'Association Internationale de Management Stratégique, <http://www.strategie-aims.com>.

Si cette position avait été adoptée par tous les producteurs et distributeurs d'énergie ou renforcée par le gouvernement du Québec, plusieurs changements bénéfiques n'auraient pu se produire. Par exemple, on n'aurait pas remplacé le combustible très polluant qu'est le mazout par le gaz naturel et on n'aurait peut-être pas investi dans de louables projets d'énergie renouvelable tels que les 1200 MW d'énergie éolienne et de biomasse qu'Hydro-Québec Distribution s'est engagée à acquérir, tel qu'indiqué dans l'*État d'avancement du Plan* d'approvisionnement.¹⁸ D'ailleurs, ce sont des efforts comme ceux-ci, ainsi que la ratification du Protocole de Kyoto et le Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec (qui prévoit la production annuelle de 100 mégawatts d'énergie éolienne pendant 10 ans)¹⁹ qui influencent des projets d'énergie renouvelables en réduisant les émissions polluantes.²⁰

Donc, nous sommes d'accord avec la partie de la thèse avancée dans le rapport *Kyoto and Beyond*,²¹ qui postule que l'efficacité énergétique doit être accrue, surtout dans le contexte de la mise en œuvre de Kyoto. Assurément, nous croyons qu'à cet égard, le PGEÉ présenté par le Distributeur pourrait être plus ambitieux. Toutefois, une mise en

¹⁸ Dans son Plan d'approvisionnement, le Distributeur « prend en compte les intentions annoncées par le gouvernement du Québec relativement aux quotes-parts d'énergie éolienne et d'énergie produite à partir de biomasse forestière. En effet, selon ces intentions, le Distributeur devra se porter acquéreur de 1000 MW provenant d'éoliennes et 200 MW d'électricité produite à partir de biomasse forestière », voir HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, « État d'avancement du Plan », 22 novembre 2002, p. 5 de 37.

¹⁹ « En effet, en 2001, Hydro-Québec a réalisé des achats de l'ordre de 10 M\$ auprès de producteurs privés d'énergie éolienne, soit la totalité de la production de leur parc (100 MW) situé en Gaspésie. Elle entend continuer à appuyer le développement du potentiel éolien au Québec par un programme d'achats ciblés, dont le processus équitable, transparent, concurrentiel et public sera établi par les autorités compétentes du gouvernement du Québec. Ces approvisionnements échelonnés sur plusieurs années devraient permettre à l'industrie éolienne de continuer de se développer au Québec, particulièrement en Gaspésie. L'appui d'Hydro-Québec viserait alors le développement régulier d'une industrie éolienne émergente, capable de participer à l'évolution des marchés au Québec bien entendu, mais aussi en Amérique du Nord ou ailleurs. Dans ce cadre éventuel, Hydro-Québec Distribution pourrait acheter 100 MW de plus par année pendant 10 ans, jusqu'à concurrence de 1 000 MW. » HYDRO-QUÉBEC (2001), *Plan stratégique 2003-2006*, gouvernement du Québec, addenda du mois de juin 2002 à ajouter à la fin de la page 49.

²⁰ Telles que l'implantation d'une usine d'éoliennes de grande puissance au Québec pour l'automne 2003CCCP, « La société montréalaise AAER vient d'obtenir un contrat de 49 millions de dollars pour la fabrication, au Québec, d'éoliennes destinées à la Chine » (10 octobre 2002), communiqué, Montréal, New York, Paris. Disponible à <http://www.cccp-pr.com/cccp/communiqués/AAER.htm>.

²¹ TORRIE RALPH, et al. « Kyoto and Beyond : The Low Emission Path to Energy Efficiency », préparé pour la Fondation David-Suzuki et la Canadian Climate Action Network, 2 septembre 2002, Ottawa.

garde s'impose. L'accroissement de l'efficacité énergétique, qui ne peut que bénéficier d'une approche visée sur la gestion axée sur la demande, est compatible à une hausse de l'offre dans une perspective de développement durable, si l'électricité produite provient surtout de l'énergie renouvelable et que l'on remplace ou évite la consommation de mazout et de gaz naturel.

De ce fait, nous n'exprimons aucune opposition à la production d'énergie quand tous les critères ci-haut mentionnés sont présents.

« De façon globale, cette nouvelle stratégie doit répondre aux véritables besoins énergétiques de la société québécoise, tout en permettant la mise en valeur optimale de notre patrimoine énergétique. Elle doit également s'inscrire dans une logique de développement durable en favorisant une utilisation encore plus efficace de toutes les formes d'énergie, aussi bien que la mise en production de nouvelles sources renouvelables d'énergie non polluante. »²²

Cette approche nuancée de gestion de l'offre et de la demande pourrait avoir un avantage additionnel pour les marchés industriel, commercial et institutionnel (ICI) ainsi que pour les marchés extérieurs. À titre d'exemple, un groupe américain a annoncé son intention d'acquérir, pour plus de 200 M\$, 120 éoliennes fabriquées par la compagnie montréalaise AAER. Au même moment, la société chinoise Fujian *Yong Feng Science and Technology* exprimait son désir d'acquérir 27 éoliennes, valant 49 M\$CAN, avec une option d'achat pour 66 autres éoliennes, ce qui porterait la commande à 120 M\$CAN.²³ La filière éolienne n'est donc qu'une occasion parmi d'autres de faire avancer à la fois les gains environnementaux et économiques canadiens. D'autre part, un plan robuste d'efficacité énergétique parallèle à la production continue d'énergie renouvelable

²² CARPENTIER, JEAN-MARC « Épilogue » dans *La boulimie énergétique, suicide de l'humanité?* par Gaëtan Lafrance (Éditions Multi Mondes : Canada), p.250.

²³ Voir par exemple CANADA NEWSWIRE (CNW), 9 octobre 2002. « La société montréalaise AAER vient d'obtenir un contrat de 49 millions de dollars pour la fabrication, au Québec, d'éoliennes destinées à la Chine », communiqué à l'attention du directeur de l'information et des rédacteurs des chroniques finance, énergie et environnement, disponible à : <http://www.newswire.ca/releases/October2002/09/c9848.html> ou CCCP, (10 octobre 2002) « La société montréalaise AAER vient d'obtenir un contrat de 49 millions de dollars pour la fabrication, au Québec, d'éoliennes destinées à la Chine », communiqué, Montréal, New York, Paris.

placerait le marché énergétique québécois dans une position privilégiée en vue des crédits de réduction d'émissions de GES qui seront établis sous le Protocole de Kyoto.

Essentiellement, la stratégie que nous proposons coïncide avec celle proposée par Jean-Marc Carpentier, soit un découplage réel entre la production et la demande au Québec.²⁴ Nous devons à la fois optimiser la consommation d'électricité, donc l'efficacité énergétique, et mettre en valeur la capacité de production québécoise d'énergie renouvelable. Beaucoup de potentiel demeure inexploité.

« On estime qu'il resterait encore à aménager, en respectant les mêmes critères de rentabilité économique et d'acceptabilité environnementale, une puissance additionnelle d'environ 18 000 MW à partir de nouveaux sites hydroélectriques. »²⁵

Bien sûr, ceci supposerait une plus grande ouverture de nos marchés à l'extérieur de la province, où l'hydroélectricité, en remplaçant les sources d'énergie plus polluantes par une source d'énergie renouvelable, pourrait à la fois générer des avantages économiques pour la province et des avantages environnementaux, de façon plus généralisée. Dans cette perspective, un découplage entre production et demande ne signifie donc pas que les objectifs d'efficacité énergétique et de protection environnementale sont contraires à la production d'énergie et au développement économique. Cela ne signifie pas non plus que l'un doit profiter aux frais de l'autre, comme l'ont suggéré certains :

« découplage structurel entre les thématiques de la gestion de l'énergie (l'économie d'énergie) et de la protection de l'environnement... fait en sorte que les... entreprises d'électricité n'ont pas à considérer la protection de

²⁴ Même si, au niveau réglementaire, comme nous le rappelle Carpentier, la rupture entre la production et la demande s'est produite avec la Loi 116 (adoptée en juin 2000) qui scinda Hydro-Québec en trois parties fonctionnellement et structurellement distinctes, « le découplage est devenu réalité mais ses implications ne sont pas parfaitement intégrées. » Celle-ci demeurera une réalité tant et aussi longtemps que l'on associe l'efficacité énergétique avec la cessation de la production, même si cette production ne serait que limitée aux sources d'énergie renouvelables. CARPENTIER, JEAN-MARC « Épilogue » dans *La boulimie énergétique, suicide de l'humanité?* par Gaëtan LaFrance (Éditions Multi Mondes : Canada), pp.251-252.

²⁵ Ibid. p. 253

l'environnement comme une responsabilité dont on doit tenir compte lorsque l'on planifie le développement lui-même »²⁶

De plus, dans ce contexte, le développement durable devient une occasion et non un poids pour les producteurs d'électricité : cette perspective leur fournit l'occasion de maximiser l'efficacité énergétique tout en investissant dans des projets d'énergie renouvelable pouvant leur rapporter des bénéfices financiers. Ceci ne signifie pas que nous préconisons une surexploitation de nos ressources, ce qui engendrerait de sérieux problèmes environnementaux et humains. Nous proposons que de nouveaux projets soient développés seulement après une évaluation rigoureuse des coûts environnementaux (externalités) de chaque projet.

Même si nous nous entendons pour dire que la production et la consommation devraient suivre des logiques séparées, cet appui ne s'étend pas aux arguments en faveur de la production distribuée (ou décentralisée.) Cette dernière supposerait une décentralisation du marché de l'électricité et permettrait que plusieurs initiatives de production d'énergie soient entreprises de façon autonome.²⁷ Nous jugeons que les désavantages risquent de l'emporter sur les bénéfices, à cause des effets sinistres potentiels sur l'environnement et la qualité de l'air.

Parmi les désavantages de la production distribuée, notons particulièrement les suivants : d'un côté, le risque de dédoublement de fourniture d'électricité et d'infrastructure, ce qui induirait un excès superflu de production (qui serait directement opposé à une approche de gestion axée sur la demande); d'autre part, les clients qui investiraient dans des projets d'autosuffisance énergétique afin de vendre leurs surplus aux distributeurs seraient tentés d'investir dans le projet le moins dispendieux, ce qui n'est pas nécessairement le projet le plus avantageux pour l'environnement; enfin,

²⁶ DEMERS, CHRISTIANE ET HÉLÈNE BARRAL « Gérer la contradiction dans le discours stratégique : Trois entreprises d'électricité canadiennes et le développement durable », École des Hautes Études Commerciales. p. 27

²⁷ Pour un argument en faveur de ce type de production, voir par exemple FRANCOEUR, LOUIS-GILLES (17 avril 2001) « Produire l'électricité à la maison... et faire tourner le compteur à l'envers! », *Le Devoir*, Les Actualités, p. A1.

l'équipement pour la production d'énergie renouvelable nécessite un investissement initial beaucoup plus élevé. Par conséquent, les équipements les plus rentables sont aussi les plus polluants. Donc, ce type de production risque d'accroître la consommation des énergies fossiles et, ainsi, d'augmenter les émissions de GES au lieu de les réduire. Elle serait cependant bénéfique et parfaitement acceptable si elle était appliquée strictement aux énergies renouvelables, comme le fait le *Green Power Project* de BC Hydro, lequel sera discuté dans le troisième chapitre.

Chapitre II

La nécessité d'un Plan plus ambitieux

Lors d'une session d'information sur le PGEÉ, le Distributeur affirmait que le Plan en soi était « au cadre du développement durable » et que les coûts évités constituaient aussi des « coûts environnementaux évités ». Après examen de ce Plan, cependant, nous conservons certains doutes à l'égard du niveau de l'engagement entrepris par le Distributeur.²⁸ Cela, surtout si l'on considère que la méthode utilisée afin d'évaluer la rentabilité des mesures amoindrit le potentiel réel d'un plan visant spécifiquement à optimiser l'efficacité énergétique. Cette méthode, traditionnellement utilisée par le Distributeur, est basée sur la gestion de l'offre d'où la rentabilité d'une mesure potentielle est calculée à partir des coûts évités, c'est-à-dire :

« coûts économisés de fourniture, transport et de distribution associés à une unité de demande économisée. » (HQD-2, Doc. 3, p. 3 de 12)

Nous jugeons que cette approche sous-estime le potentiel de l'efficacité énergétique à exploiter dans un contexte de développement durable pour les raisons suivantes :

A) Approche axée sur la gestion de l'offre plutôt que sur la gestion de la demande

En premier lieu, avec une approche basée sur la gestion de l'offre, comme celle adoptée dans le PGEÉ, par rapport à la gestion de la demande, le potentiel de réduction de la consommation d'énergie est sous-évalué. En tenant compte des coûts évités, donc des éléments reliés à la production et à la distribution additionnelle de l'électricité dans les calculs de rentabilité des mesures, plusieurs éléments relatifs à l'optimisation de l'efficacité énergétique et à la protection environnementale restent inexplorés.

« Tant que l'on ne considère pas le lien entre gestion de la demande (économie d'énergie) et protection de l'environnement, cette dernière garde

²⁸ Deuxième question durant la session d'information du 15 janvier 2003 entre Hydro-Québec Distribution, des membres de la Régie de l'Énergie et les intervenants de la cause R-3473 -2001.

une signification étroite et reste une activité plutôt marginale qui ne remet pas en cause les règles du jeu.»²⁹

Tel que souligné dans le premier chapitre, il serait avantageux d'adopter des solutions axées sur la demande. Toutefois, en négligeant cette option dans le Plan global, le Distributeur réduit le potentiel d'efficacité énergétique obtenu, et diminue ainsi le rendement du Plan:

« Pour atteindre l'équilibre entre l'offre et la demande dans un pur marché compétitif... les acteurs feront appel à des solutions provenant des deux côtés de l'équation : les producteurs pourront augmenter la production et les consommateurs réduire leur consommation, selon le coût des mesures à mettre en œuvre. Toutefois dans les marchés énergétiques, qu'ils soient réglementés ou concurrentiels, la demande ne répond pas pleinement aux signaux de prix et les investissements et efforts en gestion de la demande demeurent loin en deçà du potentiel économiquement efficace. Cette situation perdure malgré le rendement supérieur du nombre de solutions du côté de la demande. »³⁰

Assurément, nous partageons l'avis voulant qu'une analyse basée sur la demande se traduirait par un rendement et un taux d'efficacité énergétique supérieurs. Malgré l'importance du marché hydroélectrique au Québec, force est d'admettre la présence croissante de producteurs d'énergie non renouvelable, notamment dans les zones périphériques du Québec qui sont surtout alimentées au gaz naturel. De plus, même si le marché énergétique québécois (de ventes internes) n'est pas déréglementé, les prix de l'énergie, surtout de l'énergie combustible, fluctuent. (Rappelons que le gel tarifaire d'Hydro-Québec prendra fin sous peu.) Dans le contexte d'une hausse tarifaire probable, Hydro-Québec Distribution pourrait éventuellement perdre des marchés, à cause de la substitution vers les énergies fossiles telles que le mazout et le gaz naturel; cela provoquerait une augmentation des émissions de GES. Une fois que les modalités pour les crédits de réduction des émissions de GES, sous le Protocole de Kyoto, sont fixées,

²⁹ DEMERS, CHRISTIANE ET HÉLÈNE BARRAL « Gérer la contradiction dans le discours stratégique: trois entreprises d'électricité canadiennes et le développement durable », École des Hautes Études Commerciales. p.27.

³⁰ CENTRE HELIOS, "Pour que l'efficacité énergétique et la gestion de la demande jouent pleinement leurs rôles dans l'équilibre offre-demande", disponible à <http://www.centrehelios.org/fr/expertise/efficiency/>

les effets néfastes découlant de ladite substitution se feraient sentir non seulement sur l'environnement mais aussi sur le potentiel économique du Distributeur et de certains de ses clients (surtout les grandes industries.)

Toutefois, dans le contexte de la *gestion axée sur la demande* (GAD), on obtiendrait davantage d'efficacité énergétique grâce à une réduction plus importante de l'énergie consommée. Donc, même dans le cas d'une hausse des prix, les factures des clients ne seraient pas affectées substantiellement. Ce fait, conjugué à un investissement accru de la part des clients dans des mesures d'efficacité énergétique plus robustes, mènerait à l'assurance, pour le Distributeur, qu'il préservera sa clientèle. Cette dernière, heureuse de ses épargnes et consciente de ses investissements, serait moins prompte à opter pour une source d'énergie plus polluante.

Ceci est surtout impératif dans le cas des marchés commerciaux et industriels : ce sont eux qui utilisent les sources d'énergie les plus polluantes et qui sont les plus susceptibles de changer de distributeur afin de réduire leurs coûts et, ainsi, maximiser leurs profits. Finalement, tous pourraient bénéficier d'une réduction des émissions de GES ce qui aurait l'avantage additionnel de placer les entreprises (y compris le Distributeur) et le gouvernement dans une situation privilégiée **quant aux crédits qui seront alloués pour la réduction d'émissions de GES, quand le Protocole de Kyoto entrera en vigueur.**

B) Agrégation des marchés selon les classes tarifaires de HQD

« 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. » (HQD-1, Doc. 1, p. 7 de 65.)

« Ce coût est modulé en fonction des usages et des catégories de client. Ainsi, le coût global reflète les caractéristiques de consommation de la clientèle actuelle. » (HQD-2, Doc. 3, pp. 3 et 4 de 12)

Comme le démontrent ces extraits, le Distributeur tend à généraliser en fonction des *catégories* tarifaires établies. Selon la méthode qu'il emploie, des usines ayant des profils de consommation équivalents seront donc considérées dans la même catégorie tarifaire. De la même façon, une entreprise de taille moyenne, peu consommatrice, se classerait dans la même catégorie qu'une petite entreprise très énergivore et vice-versa. Un autre enjeu est celui des entreprises privées juxtaposées aux entreprises publiques, qui se retrouveraient, elles aussi, dans la même catégorie malgré des objectifs, des rendements et des niveaux de consommation différents. Ce qui est plus grave, les *Périodes de retour sur les investissements* (PRI), représentées dans toutes ces options seront très différents. Donc, dans le contexte du PGEÉ, tous ces facteurs considérés altèreraient grandement le profil et la rentabilité des mesures possibles.

Or, une approche GAD, outre les bénéfices précités, permettrait aussi au distributeur d'analyser la rentabilité des programmes à partir d'un calcul plus désagrégé et spécifique aux besoins de chaque marché (qui, à leur tour, seraient subdivisés dans des classes plus spécifiques.) Les avantages additionnels que comporterait cette approche seraient la prise en compte des potentiels réels d'économies, l'offre d'une plus grande précision par rapport au PRI de chaque « section » de marché et, potentiellement, la détermination de programmes plus ambitieux et mieux évalués selon des critères plus spécifiques.

C) L'impact anticipé du dégel des tarifs

Tenant compte d'une inflation annuelle moyenne de 2% au cours des six ans du gel tarifaire, celui-ci aura occasionné une baisse nette réelle des tarifs de 12%. Si on se fie aux données présentées par Hydro-Québec Distribution dans la cause tarifaire R-3492 2002, on peut anticiper la fin prochaine de ce gel. Cependant, toute hausse significative des tarifs incitera fortement les économies d'énergie. C'est-à-dire que dans le contexte du PGEÉ, cette mesure aurait l'avantage d'inciter les clients à l'efficacité énergétique en vue de l'augmentation des prix de l'électricité. La clientèle, surtout les clients captifs, serait

davantage incitée à investir dans des mesures d'efficacité énergétique plus robustes, telles que des chauffe-eaux plus efficaces (voir Annexe 2.3 à la fin du présent chapitre).

D) Hypothèses trop conservatrices pour les Coûts Évités (CÉ)

« Hydro-Québec Distribution estime que les besoins excèderont le volume patrimonial à l'horizon de 2005-2006. Jusqu'à cet horizon, le Distributeur fait l'hypothèse que les coûts évités de transport sont nuls dans la mesure où le réseau existant est à même de transiter l'électricité patrimoniale. Ainsi, le coût évité de fourniture est de 2,79¢/kWh. » (HQD-2, Doc.3, p.3)

Il semble inapproprié de maintenir un coût évité de fourniture de 2,79¢/kWh (avec un coût de transport nul) jusqu'à 2006, quand le coût évité estimé serait de 6,00¢/kWh. D'ailleurs, il nous semblerait plus juste que le Distributeur observe le coût évité de 6,00¢/kWh à partir de cette année en vue des pertes provoquées par le gel tarifaire.

De plus, le calcul des coûts évités devrait être modifié pour incorporer le coût des externalités, au moins en tenant compte des émissions de GES.

E) Omission du calcul des bénéfices pour la société (les externalités)

Nous appuyons l'usage des tests, reconnus par la Régie de l'Énergie, que le Distributeur affirme avoir utilisés pour analyser la rentabilité des mesures à inclure dans le PGEÉ.³¹ Soit le *test du participant* (TP), le *test non participant* (plus souvent reconnu sous le nom de *test de la neutralité tarifaire* ou TNT), et le *test du coût total en ressources* (TCTR.)

³¹ HYDRO-QUÉBEC (2001), *Plan stratégique 2003-2006*, gouvernement du Québec, Annexe 3, pp. 168-169. Même s'il ne consiste pas un outil décisionnel pour la SCGM, il est toutefois pris en considération. Consulter, par exemple, la cause R-3484 2002.

Nous soutenons l'emploi de tous ces tests. Cependant, nous tenons à signaler une lacune importante : ces évaluations ne font pas mention des externalités, telle que la dégradation environnementale, qui peuvent résulter de l'adoption des mesures. Pour être plus clair, tout en concédant que des définitions alternatives du terme sont possibles, ici le terme externalité est d'abord défini de façon très générale pour être ensuite plus amplement élaboré. Ainsi une externalité est :

« Tout coût ou bénéfice, monétaire ou non, qui affecte un ou plusieurs individus et dont l'agent économique qui en est à l'origine ne subit pas entièrement les conséquences (qu'elles soient bonnes ou mauvaises.)»

(R-3470 GRAME-UDD-3 doc. 2 p. 2 de 10; Témoignage écrit de Pierre Lasserre.)

Ainsi, les externalités sont des coûts ou bénéfices qu'un agent (tel que le Distributeur en question) imposerait à la société, mais auxquelles aucune valeur monétaire n'est attribuée ou considérée dans la transaction économique. Analogiquement, les externalités environnementales sont des « coûts ou bénéfices qui se manifestent par des changements dans l'environnement physique ou biologique. »³²

À titre d'exemple, une externalité environnementale serait la pollution résultant d'une filière d'énergie produite à partir de combustibles fossiles, telle que la centrale thermique à cycle combiné d'une puissance moyenne de 800 MW mise en œuvre à Beauharnois par Hydro-Québec Production. À ce sujet, HQP nous assure qu'il:

« utilisera les meilleures technologies disponibles afin d'assurer une efficacité élevée sur le plan énergétique ainsi qu'une bonne performance environnementale et un faible niveau d'émissions atmosphériques. »

Toutefois, même si les producteurs cherchent à minimiser l'impact des externalités environnementales (et, par extension, économiques) découlant de ce type de projets, il

³² Cette définition a été inspirée et partiellement traduite (de façon libre) à partir de la définition suivante des externalités : «benefits or costs, generated as a byproduct of an economic activity, that do not accrue to the parties involved in the activity. Environmental externalities are benefits or costs that manifest themselves through changes in the physical-biological environment.» NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS, *Environmental Externalities and Electric Utility Regulation* (Washington, DC, September 1993, p. 3.)

demeure que des émissions atmosphériques polluantes sont générées et l'impact environnemental qui en résulte n'est pas inclus dans le prix de l'électricité. Même si ce résultat demeure difficile à évaluer, il existe bel et bien. Selon plusieurs économistes environnementaux, la meilleure façon de les minimiser est de les incorporer dans le coût des mesures et d'ajouter ce coût à celui du service. Ainsi, pour évaluer l'impact des externalités sur les mesures potentielles, les calculs de rentabilité effectués par le Distributeur doivent faire appel au *Test du coût social* (TCS ou *test du moindre coût social*, TMCS.) À partir de ce test, un coût serait établi pour les externalités environnementales que peut causer, par exemple, un projet tel que la centrale thermique de Beauharnois et le coût de l'électricité résultante serait ainsi modifié à la hausse pour incorporer le coût de ces externalités.

Une fois le test du MCS ajouté parmi les autres déjà considérés par le distributeur, il peut en résulter qu'une mesure est rentable pour la société. Dans ce cas, il vaut la peine de l'adopter. Toutefois, contrairement à certaines objections, cela ne signifie pas que le taux de rendement ne devrait pas être considéré parce que HQD est une institution publique (et non privée), puisqu'en incorporant le coût des externalités dans le calcul de rentabilité des projets, le bien social est observé. Aux États-Unis, cette technique est connue sous le nom de « *full-cost pricing* » depuis plusieurs années. En 1993, la législation du Minnesota avait déjà ordonné à la *Minnesota Public Utilities Commission* (PUC) de quantifier les coûts environnementaux, soit les externalités, occasionnés par la production de l'électricité.³³ En 1995, six PUC³⁴ incorporaient des coûts estimés variés pour la pollution de l'air causée par l'électricité.³⁵ Au Nevada, par exemple, une pénalité

³³ Correspondant à la loi Docket No. E-999/CI-93-583. Après une deuxième révision de la loi, un jugement final pour les valeurs attribuées aux externalités environnementales a été rendu le 2 juillet 1997. Depuis, la Western Fuels Association en a appelé à la Cour suprême du Minnesota en août 1998, mais la demande a été rejetée. En octobre 2001, la PUC en question a émis un ordre visant à différer toute autre modification des valeurs et attend encore que des études fédérales soient complétées.

³⁴ Les PUC américains sont plus ou moins l'équivalent de la Régie de l'Énergie au Québec.

³⁵ CARLIN, JOHN (2000) « *Environmental Externalities in Electric Power Markets: Acid Rain, Urban Ozone, and Climate Change*, » L'auteur est un analyste de l'industrie au bureau du charbon, nucléaire, électricité et énergie alternative du Energy Information Administration (EIA) et le document est disponible sur le site internet http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/rea/feature1.html.

de plus de 4¢ américains par kWh (de 2000), était imposée pour des centrales alimentées au charbon.

Jusqu'ici, les externalités ont été considérées aux États-Unis (et, bien sûr, en Europe) ainsi qu'ailleurs au Canada et même au Québec. Dans l'ouest du Canada, Hydro-Manitoba a déjà commencé à inclure le prix des externalités environnementales aux prix de toute génération d'électricité à partir de combustibles fossiles.³⁶ Au Québec, le distributeur gazier SCGM effectue lui aussi, à titre indicatif, les tests du coût social dans ses évaluations de rentabilité des mesures.³⁷ Même le gouvernement du Québec tient compte de l'impact des externalités depuis longtemps. Son imposition de taxes sur les cigarettes en constitue un exemple.

Considérant cela, le calcul des externalités et du TCS ne seraient surtout pas des mesures de précaution stériles pour Hydro-Québec Distribution. Effectivement, nous croyons que dans tout programme d'efficacité énergétique l'évaluation de ces critères est essentielle afin d'opérer dans un contexte de développement durable et pour que les calculs reflètent le coût réel d'adoption de certaines mesures et les coûts social et environnemental d'omission d'autres mesures. Ces coûts environnementaux doivent donc être pris en compte tôt ou tard par le Distributeur puisque concrètement ils existent. Les mesures préventives risquent d'être beaucoup moins coûteuses que les mesures correctives.

Dans le PGÉE, HQD prévoit que la demande québécoise excèdera le volume de l'électricité patrimoniale de 165 TWh à l'horizon de 2005-2006. (HQD-2, doc. 3, p.3) Pour combler ces besoins énergétiques excédentaires, HQD a ainsi retenu deux appels d'offre dans une première phase : 600 MW d'Hydro-Québec Production (pour de la

³⁶ MANITOBA HYDRO, "Manitoba Hydro's Position: Climate Change and the Kyoto Protocol", presented at the National workshop on Climate Change, Review of economic analysis and Federal Discussion Paper, June 19, 2002, p. 1.

³⁷ Le calcul du Test du coût social n'a pas de valeur décisionnelle dans les calculs de la rentabilité des mesures de la SCGM. Toutefois, le calcul du TCS doit être considéré à titre indicatif. Voir, par exemple, la Cause R-3484-2002 (SCGM 10 Doc. 2 p. 6 de 23, 7 de 23 et 14 de 23.)

production hydraulique et les 600 MW restants d'un producteur privé avec une centrale au gaz naturel. Ainsi, la moitié de la production additionnelle acquise proviendrait de combustibles fossiles ce qui viendrait augmenter nos émissions de GES.

Dans le processus d'évaluation des appels d'offre, le distributeur a basé son calcul sur le *test du moindre coût total en ressources* (MCTR) sans pourtant ajouter à ce coût l'impact environnemental néfaste causé par la génération d'électricité à partir de combustibles fossiles. Bien que le gaz naturel soit le plus « propre » de ces combustibles, il en reste qu'il ne constitue pas une énergie renouvelable et l'augmentation de GES résultante devra inévitablement être compensée. Toutefois, si dans son évaluation des appels d'offre le Distributeur avait effectué le *test du coût social*, le coût de ces impacts environnementaux (y compris les éventuelles compensations pour les GES) aurait été pris en compte, augmentant ainsi le coût évité. Par conséquent, les résultats du TCTR se verraient aussi modifiés (ce qui aurait potentiellement changé l'approvisionnement d'énergie obtenu.)

Rappelons que les émissions prévues de la centrale de 800 MW du Suroît représenteraient environ 2,5 millions de tonnes de CO₂ par année, soit une augmentation de 2,8% du total des émissions québécoises.³⁸

Dans cette perspective, le PGEÉ n'optimise donc pas le potentiel du Plan. En négligeant les externalités dans le calcul des coûts évités, les bénéfices environnementaux potentiels du plan même sont amoindris.

F) Sous-évaluation de certaines options d'efficacité énergétique et de GAD

Uniquement en regardant les opportunités offertes dans le domaine du chauffage solaire de l'espace et de l'eau, nous pouvons constater que plusieurs options rentables semblent avoir été omises dans l'élaboration du PGEÉ.

³⁸ HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION (2002) «Centrale à cycle combiné du Suroît : résumé de l'étude d'impact sur l'environnement »

Une des mesures que l'on proposerait commencerait par l'analyse du potentiel de l'énergie solaire thermique pour le secteur commercial et institutionnel (y compris municipal) afin de prévoir de l'aide économique aux commerces et aux entreprises qui désirent avoir recours à cette source d'énergie renouvelable. À titre illustratif, nous avons donc compilé quelques données sur le fonctionnement et les avantages du solaire thermique que l'on retrouve entre autres chez *Solarwall* et *Héliotech*. Par exemple, un revêtement Solarwall installé lors d'un agrandissement de *Tapis Coronet*, à Farnham évite 194 tonnes de CO₂ par année et génère 35 000\$ d'économies par année (consulter les **Annexes 2.1 et 2.2** à la fin de ce chapitre).

Si le solaire ne s'applique de manière actuellement rentable qu'au secteurs commercial et institutionnel, d'autres types de mesures, touchant notamment le chauffage ou l'éclairage, peuvent être envisagées (voir **Annexes 2.3** à la fin du présent chapitre.) Toutefois dans le secteur résidentiel nous estimons également primordial

Comme nous avons déjà indiqué, le calcul pour déterminer la rentabilité des mesures ne devrait pas être basé sur les coûts évités. Toute évaluation et comparaison des projets devrait tenir compte aussi des impacts des externalités.

ANNEXES AU CHAPITRE 2

Principales Caractéristiques du Solarwall

Solarwall est un système breveté de ventilation et d'air d'appoint chauffé à l'énergie solaire

Un système intégral efficace

- Solution pour air d'appoint chauffé
- Revêtement extérieur de qualité supérieure
- Système de déstratification d'air

Utilise l'énergie solaire pour

- Chauffer l'air extérieur
- Élimine les systèmes d'appoints coûteux
- Corrige les problèmes de pression négative

Revêtement extérieur

- Acier galvanisé ou aluminium, perforé et profilé
- Procédé d'installation conventionnel
- Améliore l'isolation
- Les murs intérieurs demeurent frais en été
- Filtre jusqu'à 50% des particules suspendues dans l'air

Système de déstratification

- Mélange l'air d'appoint à l'air chaud du plafond
- Réduit considérablement la température de l'air d'évacuation
- Réduit la transmission de chaleur à travers le toit
- Élimine l'air froid et les odeurs parfois concentrées à certains endroits

Analyse d'énergie

- Gain d'énergie solaire

- Économies grâce à la déstratification
- Économies face à l'isolation
- La structure géométrique

Le volume d'air apporté

Petit débit = température d'air élevée

Plus d'énergie annuelle

Comble plus la charge de ventilation

Grand débit = haute efficacité

Plus petit mur

Moins cher

Très bonne rentabilité

Déstratification

Un excellent mélange de l'air frais et de l'air chaud au plafond diminue les pertes énergétiques

Isolation

- Double la valeur "R" du mur recouvert
- Récupère la chaleur transmise
- Réduit les pertes au niveau du plafond

Filtration d'air

"... réduit les particules d'une moyenne de 32ug/m³ à une moyenne 15ug/m³, soit une réduction d'environ 50%, sans boucher les trous."

John P. Kokko, ing. Enermodal Engineering Ltd.

Le fait d'aspirer l'air à travers les perforations provoque un effet électrostatique naturel qui réduit les particules jusqu'à 50%

Systeme Idéal pour...

- 1) Une amélioration lors de rénovations
- 2) La construction d'un nouvel édifice

3) Lors d'un agrandissement ³⁹

Les Avantages de Solarwall

Réduire les coûts énergétiques

- Réductions prévisibles grâce à une analyse fiable de vos besoins
- Contribution PENSER de Ressources Naturelles Canada soit de 25% du coût installé, jusqu'à \$80,000

Analyse Swift MD disponible

- Développé par Ressources Naturelles Canada
- Basé sur performances contrôlées **VOIRp. 52**

Quelques exemples de projets terminés

Acier CMP, Pointe-Claire

Situation

Le mur de cette bâtisse faisant face au sud n'était pas isolé adéquatement, alors que l'usine même se trouvait sous une pression négative, résultant en un fonctionnement inefficace des ventilateurs d'échappement, et des coûts de chauffage élevés. De plus, Acier CMP Inc., procédait à l'agrandissement de leur usine, passant d'une superficie de 20,000 à 40,000 pi.car.

Solution

Un système Solarwall md haute performance de 4,500 pi 2 fut installé sur la surface extérieure sud de la bâtisse. Ce système fourni 18,000 PCM d'air d'appoint et est relié à deux conduits d'air.

Résultats

Grâce à un rendement de 1,726 GJ par année, Solarwall md réduit les coûts de chauffage de 63¢/pi 2 à 48¢/pi 2 et ce, en apportant 18,000 PCM de plus d'air frais

³⁹ Tels que l'agrandissement de l'aluminerie *Alcoa* au Québec qui constitue un grand projet dans le secteur industriel. Le secteur manufacturier est le plus grand émetteur des GES et le secteur qui aura la plus grande hausse dans la demande d'énergie dans les prochaines années. Des mesures telles que Solarwall démontrent donc un énorme potentiel d'efficacité énergétique.

Acier CMP inc.Superficie: 4,500pi²

Économies: 1,726 GJ/a

Période de rentabilité: 22 mois

CO₂ évité: 96 tonnes/année**Spécifications**Solution d'air d'appoint pour agrandissement: 20,000pi²

Coût installé d'une unité d'air d'appoint au gaz standard: 20,500 \$

Mur Solarwall md : 264'x17' franc sud 4,500 pi²

Ventilation: 18,000 PCM 2 Ventilateurs 2 Gaines de 30"

Coût installé du système Solarwall md : 61,218 \$**Économies énergétiques:** 1,726 GJCoût de l'énergie au gaz: 0.32 \$/m³ ou 9.54 \$/GJ

Coût capital Solarwall md : \$61,218

Contribution NRCAN: -\$10,000

Coût d'équipement évité: -\$20,500

Dépense supplémentaire nette: \$30,718

Économies annuelles: \$16,470

Réduction de CO₂ : 96 tonnes/année

Période de rentabilité nette: 22 mois

Recouvrement du capital investi: 3.1 années

Exemple Additionnels

Asea Brown Boveri (ABB), Varennes

Situation

Pour satisfaire les besoins de cet agrandissement, il fallait fournir un minimum de 35,000 PCM d'air d'appoint. A l'origine, un revêtement conventionnel avait été choisi ainsi qu'un système d'air d'appoint alimenté au gaz.

Résultats

Le rendement maximal de chauffage de 287kW de cette installation permet une économie de coûts d'énergie annuels de 2343GJ; un remboursement sur l'investissement initial en moins de trois ans.

Solution

Un revêtement solarwall md bleu foncé fut installé sur les murs à exposition sud et est de l'extension de la bâtisse.

Superficie: 5,500pi²

Économies: 2,343 GJ / an

Période de rentabilité: 3 années

CO2 évité: 130 tonnes/année

Bombardier Inc., Division Canadair, St-Laurent

Situation

L'usine Canadair d'une superficie de 1,200,000 pieds carrés est sous l'influence d'une pression négative importante qui se traduit en des coûts de chauffage et de ventilation élevés. De plus, un programme de rénovations est en marche pour améliorer l'apparence extérieure de la bâtisse.

Résultats

Les économies énergétiques réalisées à cette installation sont de 29,350 GJ/année, réduisant de ce fait les coûts énergétiques par 180,000\$ annuellement.

Solution

L'installation du système Solarwall md couvre une superficie de 110,000 pi², soit le plus gros mur solaire au monde. En plus du Solarwall md, trente ventilateurs d'aération et d'air d'appoint montés sur le mur auront été installés fournissant ainsi un total de 666,000 pieds cubes minutes d'air ventilé préchauffé.

Superficie: 110,000 pi²

Économies: 29,350 GJ /a

Période de rentabilité: 1.7 ans

CO2 évité: 1624 tonnes/année

Consoltex Inc., Cowansville

Situation

Etant donné les procédés utilisés par cette manufacture et l'agrandissement prévu, une introduction de jusqu'à 45000 PCM d'air d'appoint pour compenser la pression d'air négative à même l'édifice était requise.

Solution

Un mur Solarwall md fut installé à un angle de 93° sur la façade sud-est de l'extension de la bâtisse. Trois ventilateurs 15000 Solarwall md, chacun ayant des conduits jumeaux perforés, permettant un excellent mélange d'air et des économies de déstratification significatives.

Résultats

Cette installation s'avera moins coûteuse qu'un système d'air conventionnel et afficha un retour immédiat sur l'investissement.

Superficie: 4,675pi²
Coût Installé: 84,000 \$
Économies: 5171 GJ/a
Période de rentabilité: Immédiate
CO2 évité: 286 tonnes/année

Spécifications

Agrandissement: 25,000pi²
Coût installé d'un revêtement standard: 12,000\$
Coût installé des unités d'air d'appoint au gaz standards: 60,000\$
Mur Solarwall md : 240'x23' franc est 4,675 pi²

Ventilation: 45,000 PCM
3 Ventilateurs 6 Gaines de 30"
Coût installé du système Solarwall md : 84,000 \$
Économies énergétiques: 1,831 GJ

Coût de l'énergie au gaz: 0.30 \$/m³ ou 8.95 \$/GJ

Économies

Coût capital Solarwall md :	\$84,000
Contribution PENSER:	-\$21,000
Coût de revêtement évité:	-\$12,000
Coût d'équipement évité:	-\$60,000
Dépense supplémentaire nette:	<u>-\$9,000 (moins cher)</u>

Économies annuelles: \$16,390
Réduction de CO₂ : 101 tonnes/année

Période de rentabilité nette: Immédiate
Recouvrement du capital investi: 3.8 années

Industries DOMCO, Farnham

Situation

L'isolation inadéquate des murs, un niveau de stratification élevé causé par la chaleur, ainsi qu'un système de ventilation mal calibré, furent identifiés comme étant la cause des coûts énergétiques élevés et de la piètre qualité de l'air à l'intérieur de cette usine.

Solution

Un système Solarwall md mesurant 200 m² fut installé sur la façade sud de la bâtisse. Ce système fournit 15,000 PCM à l'usine.

Résultats

Les économies énergétiques réalisées à cette installation sont de 2,205 GJ/année, réduisant de ce fait les coûts énergétiques par 19,750\$ annuellement.

Superficie: 2,150pi²

Économies: 2,205 GJ /a

Période de rentabilité: 2 ans

CO2 évité: 122 tonnes/année

“Façon facile et économique de faire pénétrer de l'air dans une bâtisse en utilisant un minimum d'équipement. Changement d'air intéressant.”

- Sylvain Roy, ingénieur, Beaulieu Canada

Tapis Coronet, Farnham

Situation

Pour satisfaire les besoins de l'agrandissement de ces lieux, il fallu introduire 60000 PCM d'air d'appoint. A l'origine, ils pré-voyaient installer un revêtement conventionnel ainsi qu'un système d'air d'appoint alimenté au gaz.

Solution

Un revêtement Solarwall md de couleur noire fut installé sur la face sud-ouest de l'annexe du bâtiment. Cinq ventilateurs de 17000 CFM chacun ainsi que des conduits d'air perforés fournissent un excellent mélange d'air et des économies de déstratification.

Résultats

Grâce à un rendement de 3500 GJ/année cette installation permet de réaliser d'importantes économies face à la consommation d'énergie. Ce système afficha une rentabilité de 18 mois.

Superficie: 12,700pi²
Coût Installé: 175,000 \$
Économies: 35,000 \$/a
Période de rentabilité: 1.5 années
CO2 évité: 194 tonnes/année

Manoir Ouellette, Windsor, Ont.

Situation

“La plus haute prise d’air solaire au monde”

Dû à une pénétration d’humidité et de gel, le mur de briques extérieur de cette résidence pour gens âgés se détériorait. Il devint nécessaire de recouvrir la bâtisse à nouveau afin de prévenir des dommages plus sérieux.

Solution

Un mur Solarwall md fut installé sur la face sud de la bâtisse et des écrans pare-pluie sur les trois autres façades. Le système de ventilation existant tire 23,000 PCM d’air de façon continue au travers du revêtement Solarwall md de 61 m de haut par 5.5 m de large, de couleur brun moyen.

Résultats

Le coût progressif de 21,700\$ fut recouvert en six ans basé sur 195,700kWh ou \$3,535 annuellement.

Superficie: 3,600 pi²
Économies: 3,535 \$ /a
Période de rentabilité: 6.1 ans
CO2 évité: 55 tonnes / année

Noter : Toutes ces données du Solarwall ont été reproduites à partir du CD ROM informatif produit et enregistré par Solarwall md. (aucune donnée n’a été modifiée)

Annexe 2.2

Solaire thermique : Héliotech

Programme d'aide à la concrétisation de projets d'investissements (PACPI) Le gouvernement du Québec annonce l'établissement d'Héliotech inc. dans la Mauricie.

Shawinigan, le 24 septembre 2002 - La ministre déléguée à l'Industrie et au Commerce, Mme Lucie Papineau, en présence du président d'[Héliotech inc.](#), M. Andrew van Doorn, du président du conseil d'administration de Groupe Énergie inc., M. Yves L. Duhaime, et du député de Saint-Maurice, M. Claude Pinard, a annoncé aujourd'hui en conférence de presse une contribution gouvernementale de 42 000 \$ accordée à Héliotech inc. dans le cadre du Programme d'aide à la concrétisation de projets d'investissements (PACPI).

Cette aide financière a permis à Héliotech inc. de réaliser une étude de faisabilité relative à l'établissement, en Mauricie, d'une usine de fabrication de capteurs solaires et de systèmes photo-thermiques pour le préchauffage de l'eau de bâtiments industriels et commerciaux.

L'entreprise a choisi de s'établir à Shawinigan dans les condos industriels de Groupe Énergie. Par ailleurs, Groupe Énergie inc. injecte 280 000 \$, sous forme de capital-actions dans le projet d'Héliotech inc.

" L'établissement de cette usine nécessitera un investissement de l'ordre de 3 millions de dollars et créera à moyen terme 50 emplois. Ce projet vient renforcer le développement industriel du secteur de l'énergie en Mauricie. Voilà un bel exemple du type de projet que permet de réaliser le Plan de diversification industrielle de la Mauricie ", a déclaré Mme Papineau.

Héliotech inc.

Incorporée en 1996, Héliotech inc. développe et commercialise des technologies utilisant des sources d'énergie renouvelables. D'une façon plus spécifique, l'entreprise fabrique des systèmes capables de produire de l'énergie à des fins commerciales et industrielles. Après trois ans de développement, Héliotech inc a mis au point un collecteur photo-thermique (énergie solaire.) Ce système permet de combler entre 40 % et 70 % des besoins énergétiques destinés au préchauffage de l'eau chaude domestique.

" Les essais ont démontré que le collecteur Héliotech est le plus performant en Amérique du Nord. De plus, cette technologie est brevetée. Le coût initial d'une telle installation est sans doute plus élevé que celui d'un système classique, mais l'efficacité de notre collecteur permet de compenser cette différence de coût. Nous voulons nous positionner comme fournisseur d'énergie, financer les systèmes et récupérer les investissements en facturant l'énergie au prix du marché ", a affirmé M. van Doorn.

Groupe Énergie inc.

Rappelons que Groupe Énergie inc. est un organisme créé sur l'initiative du ministère de l'Industrie et du Commerce (MIC) pour les besoins spécifiques de la région de la Mauricie. Il doit soutenir au niveau technique et financier les entreprises du secteur des technologies de l'énergie. Au cours des dernières années, le Ministère a investi 4 millions de dollars dans cette organisation.

Programme d'aide à la concrétisation de projets d'investissements (PACPI)

Le PACPI s'adresse aux entreprises québécoises ou étrangères qui exercent leurs activités dans les secteurs industriels relevant du Ministère de l'Industrie et du Commerce. Ce programme vise à appuyer les entreprises qui souhaitent concrétiser un projet d'investissement au Québec en les aidant à se doter de renseignements stratégiques préalables à la décision d'investir. Le support du MIC se traduit par une contribution gouvernementale qui permet de payer une partie de l'achat de services d'experts pour des études de faisabilité.

L'ajout d'équipements, de machines ou la construction de nouvelles installations, en vue d'accroître la production de biens ou de services d'une entreprise, de la repositionner dans des créneaux prometteurs ou d'améliorer sa productivité est considéré au sens du programme comme un projet d'investissement.

Source :

Audrey Chaput

Attachée de presse

Cabinet de la ministre déléguée

à l'Industrie et au Commerce

(418) 691-5650

A l'attention du directeur de l'information:

Groupe Énergie inc. investit 280 000 \$ au sein d'Héliotech; une nouvelle entreprise en Mauricie

SHAWINIGAN, le 24 sept. /CNW/ - C'est avec grande satisfaction que le président du conseil d'administration de Groupe Energie inc., M. Yves L. Duhaime et le député du Saint-Maurice, M. Claude Pinard, annoncent la venue d'une nouvelle entreprise : Héliotech inc.

La technologie de capteur solaire photothermique a été développée par Héliotech inc. grâce au soutien de l'École de Technologie Supérieure (ETS) de Montréal. Le produit déjà mis en marché est destiné aux secteurs commerciaux, industriels et institutionnels. Groupe Énergie est fier de s'associer au concept novateur de l'entreprise qui commercialise la vente de l'énergie produit par les systèmes solaires par l'entremise de compteur à ses clients. Groupe Énergie investit 280 000\$ sous forme de capital-actions. En ce qui concerne Héliotech, nous pouvons confirmer aujourd'hui qu'il réalisera des investissements de plus de 25 M \$ en trois ans.

Présentement, l'entreprise emploie cinq personnes. M. Andrew van Doorn, président, souligne qu'il a accepté de venir s'établir dans la Mauricie "VALLEE DE L'ENERGIE" afin de poursuivre sa croissance et participer à la création de 20 nouveaux emplois. La mise au point de cette technologie a nécessité plus de cinq (5) ans d'effort pour être considérée aujourd'hui la plus performante de sa catégorie. Héliotech, fournisseur d'énergie verte bénéficiera grandement de l'intérêt que porte le Canada au protocole de Kyoto. Selon Groupe Energie, Héliotech deviendra le modèle à suivre dans les mesures contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

M. Duhaime tient à préciser : "Groupe Energie poursuit activement son travail de soutien concret au démarrage d'entreprises dans notre région ainsi qu'à la recherche de nouveau créneau d'excellence générateur d'emploi." De son côté, M. Claude Pinard mentionne : "Groupe Energie est un outil de développement indispensable pour la Mauricie. Je suis très heureux du maillage que Groupe Energie a permis entre Héliotech et le Laboratoire des Technologies de l'Energie (LTE) afin que celui-ci obtienne un contrat d'un quart de million pour la recherche et développement (R & D). Groupe Energie remplit avec grande distinction le mandat que mon gouvernement lui a confié, soit le développement de la filière des technologies de l'énergie pour la Mauricie."

SOURCE : <http://www.cnw.ca/releases/September2002/24/c4128.html>

Voir aussi par exemple : MARTIN FRANCOEUR, « La compagnie Héliotech s'installera dans les condos industriels du groupe énergie :des panneaux solaires «made in Shawinigan» », *Le Nouvelliste*, Shawinigan, Le lundi 23 septembre 2002

Communiqué de Presse

A l'attention du directeur de l'information:

Programme d'aide à la concrétisation de projets d'investissements (PACPI) - LE GOUVERNEMENT DU QUEBEC ANNONCE L'ETABLISSEMENT D'HELIOTECH INC. DANS LA MAURICIE

SHAWINIGAN, le 24 sept. /CNW/ - La ministre déléguée à l'Industrie et au Commerce, Mme Lucie Papineau, en présence du président d'Héliotech inc., M. Andrew van Doorn, du président du conseil d'administration de Groupe Energie inc., M. Yves L. Duhaim, et du député de Saint-Maurice, M. Claude Pinard, a annoncé aujourd'hui en conférence de presse une contribution gouvernementale de 42 000 \$ accordée à Héliotech inc. dans le cadre du Programme d'aide à la concrétisation de projets d'investissements (PACPI).

Cette aide financière a permis à Héliotech inc. de réaliser une étude de faisabilité relative à l'établissement, en Mauricie, d'une usine de fabrication de capteurs solaires et de systèmes photo-thermiques pour le préchauffage de l'eau de bâtiments industriels et commerciaux.

L'entreprise a choisi de s'établir à Shawinigan dans les condos industriels de Groupe Energie. Par ailleurs, Groupe Energie inc. injecte 280 000 \$, sous forme de capital-actions dans le projet d'Héliotech inc.

"L'établissement de cette usine nécessitera un investissement de l'ordre de 3 millions de dollars et créera à moyen terme 50 emplois. Ce projet vient renforcer le développement industriel du secteur de l'énergie en Mauricie. Voilà un bel exemple du type de projet que permet de réaliser le Plan de diversification industrielle de la Mauricie", a déclaré Mme Papineau.

HELIOTECH INC.

Incorporée en 1996, Héliotech inc. développe et commercialise des technologies utilisant des sources d'énergie renouvelables. D'une façon plus spécifique, l'entreprise fabrique des systèmes capables de produire de l'énergie à des fins commerciales et industrielles. Après trois ans de développement, Héliotech inc a mis au point un collecteur photo-thermique (énergie solaire). Ce système permet de combler entre 40 % et 70 % des besoins énergétiques destinés au préchauffage de l'eau chaude domestique. "Les essais ont démontré que le collecteur Héliotech est le plus performant en Amérique du Nord. De plus, cette technologie est brevetée. Le coût initial d'une telle installation est sans doute plus élevé que celui d'un système classique, mais l'efficacité de notre collecteur permet de compenser cette différence de coût. Nous voulons nous positionner comme fournisseur d'énergie, financer les systèmes et récupérer les investissements en facturant l'énergie au prix du marché", a affirmé M. van Doorn.

GROUPE ENERGIE INC.

Rappelons que Groupe Energie inc. est un organisme créé sur l'initiative du ministère de l'Industrie et du Commerce (MIC) pour les besoins spécifiques de la région de la Mauricie. Il doit soutenir au niveau technique et financier les entreprises du secteur des technologies de l'énergie. Au cours des dernières années, le Ministère a investi 4 millions de dollars dans cette organisation.

PROGRAMME D'AIDE A LA CONCRETISATION DE PROJETS D'INVESTISSEMENTS (PACPI)

Le PACPI s'adresse aux entreprises québécoises ou étrangères qui exercent leurs activités dans les secteurs industriels relevant du Ministère de l'Industrie et du Commerce. Ce programme vise à appuyer les entreprises qui souhaitent concrétiser un projet d'investissement au Québec en les aidant à se doter de renseignements stratégiques préalables à la décision d'investir. Le support du MIC se traduit par une contribution gouvernementale qui permet de payer une partie de l'achat de services d'experts pour des études de faisabilité.

L'ajout d'équipements, de machines ou la construction de nouvelles installations, en vue d'accroître la production de biens ou de services d'une entreprise, de la repositionner dans des créneaux prometteurs ou d'améliorer sa productivité est considérée au sens du programme comme un projet d'investissement.

Source : www.mic.gouv.qc.ca

ANNEXE 2.2

Comparaison de caractéristiques énergétiques

Tableau comparatif Novoclimat		
	Maison conventionnelle	Maison Novoclimat
<i>Éléments techniques</i>		
<u>Isolation</u>	Exigences minimales selon la Loi 9 de 1983	Exigences supérieures près du Code modèle de l'énergie
Toit	R 31	R 41
Murs extérieurs	R 20	R 24,5
Murs de fondation	R 12	R 17
Plancher de sous-sol	Aucune	R 7,5 au périmètre ou R 5 pour toute la surface
<u>Étanchéité aux infiltrations</u>	Aucune exigence précise et aucune vérification	Taux d'infiltration maximum et vérifié de 2,5 changements d'air à l'heure
<u>Ventilation</u>	Évacuateurs autonomes sans entrée d'air frais et sans récupération de chaleur	Ventilation centrale à récupération de chaleur avec grilles dans les principales pièces de la maison
<u>Fenestration</u>	Aucune exigence particulière	Fenêtres à haut rendement avec double vitrage scellé rempli de gaz argon, enduit à faible émissivité et intercalaire isolant
Chauffage	Aucune exigence particulière	Appareils efficaces avec des thermostats précis
<i>Éléments environnementaux</i>		

	Aucune exigence particulière	Appareils d'eau à faible débit, peinture au latex, planchers de bois pré-vernissés en usine et autres mesures encouragées
<i>Contrôle de la <u>qualité</u></i>		
Formation et accréditation des constructeurs	Aucune exigence particulière	2 jours avec examen
Soutien technique	Soutien général	Soutien personnalisé offert par des experts, par téléphone ou en chantier
Inspection des travaux	Aucune obligatoire	Chaque maison est inspectée (incluant un test d'infiltrométrie) par un professionnel indépendant accrédité Novoclimat
Certification de la maison	Aucune	Attestation officielle du respect des normes <i>Novoclimat</i>
<i>Économies de chauffage</i>		
	-----	Environ 25 %

Avertissement: Ce tableau présente un court résumé des exigences techniques du programme Novoclimat. Plusieurs autres exigences sont aussi contenues dans les documents officiels du programme Novoclimat.

Source : http://www.aee.gouv.qc.ca/section2/novoclimat_tableau.htm

Les chauffe-eaux

Les chauffe-eau et les chauffe-piscines sont deux appareils très énergivores. À lui seul, un chauffe-eau peut représenter près de 20 % de votre consommation d'énergie. Si vous y rajoutez un chauffe-piscine électrique, cette consommation va plus que doubler! Les conseils qui suivent vous aideront à faire des choix énergétiques éclairés.

Les chauffe-eaux

Si vous devez remplacer votre chauffe-eau, consultez le tableau ci-dessous. En tenant compte du prix d'achat, vous verrez que l'électricité sort gagnante. Cela s'explique: au moment de mettre sous presse, le prix du mazout et du gaz naturel avait grimpé de 50 % en un an, alors que celui de l'électricité était demeuré inchangé

À l'électricité

- **Prix (installation comprise):** Appareil de 180 litres (environ 40 gallons): de 350 \$ à 450 \$; appareil de 270 litres (environ 60 gallons): de 425 \$ à 500 \$
- **Avantages:** Moins cher que les autres types de chauffe-eau. Le plus faible coût d'utilisation du groupe.
- **Limites:** Possibilité de manquer d'eau chaude lorsqu'elle est très en demande, comme le matin durant les douches. Ne fonctionne pas en cas de pannes électriques.

À mazout

- **Prix (installation comprise):** Appareil de 135 litres (environ 30 gallons): de 950 \$ à 1 200 \$; appareil de 225 litres (environ 50 gallons): de 1 300 \$ à 1 600 \$
- **Avantages:** Chauffe rapidement l'eau. Fonctionne durant les pannes électriques si la maison est équipée d'une génératrice intégrée.
- **Limites:** Coûts élevés d'achat et d'utilisation.

À gaz naturel

- **Prix (installation comprise):** Appareil de 180 litres (environ 40 gallons): de 410 \$ à 500 \$; appareil de 270 litres (environ 60 gallons): de 625 \$ à 700 \$
- **Avantages:** Chauffe rapidement l'eau. Fonctionne durant les pannes électriques.
- **Limites:** Coûts élevés d'achat et d'utilisation.

Les types de chauffe-eau

	À l'électricité	À mazout	À gaz naturel
Taux d'efficacité saisonnier	82 %	55 %	55 %
Consommation annuelle moyenne	4 966 kWh	686 L	703 m ³
Prix unitaire moyen	0,069 \$/kWh	0,499 \$/L	0,499 \$/m ³
Frais annuels de chauffage	342,65 \$	342,31 \$	350,80 \$

Source: Agence de l'efficacité énergétique, 2000. Les frais annuels de chauffage sont calculés en considérant que la résidence est chauffée avec la même source d'énergie que celle du chauffe-eau. Calculs établis en fonction d'un chauffe-eau de 180 litres (40 gallons). Les prix de l'énergie peuvent fluctuer dans le temps.

Chauffe eau performants

1)

- **Gaine isolante:** 30 ¢ le mètre
- **Ruban isolant:** 10 \$ (couvre environ 5 mètres de tuyau de 1 po)
- **Économies annuelles réalisables:** de 13 \$ à 20 \$

2)

- **Couverture isolante:** de 20 \$ à 40 \$ selon la taille du chauffe-eau
- **Économies annuelles réalisables:** de 20 \$ à 25 \$

3)

- **Planche de bois ou isolant rigide:** 0 \$ si on utilise des retailles
- **Piège à chaleur:** de 15 \$ à 20 \$ (matériel seulement)
- **Bassin de récupération + drain de raccord:** de 12 \$ à 15 \$
- **Économies annuelles réalisables:** de 5 \$ à 7 \$

4)

- **Anode:** de 16 \$ à 20 \$

Un chauffe-eau bien entretenu dure plus longtemps. Il est recommandé de le vidanger au moins une fois par année afin d'éliminer les dépôts dans le fond du réservoir et l'entartrage des éléments chauffants. Si un chauffe-eau n'a pas été vidangé depuis 7 à 10 ans, il faut s'abstenir de le faire.

L'éclairage

Au rayon de l'éclairage, on trouve une dizaine de types d'ampoule. Passons en revue les modèles les plus courants.

Consommation d'énergie et luminosité des ampoules

Ampoules à incandescence (15 lumens par watt)		Ampoules à halogène (20 lumens par watt)		Lampes fluorescentes (65 lumens par watt)	
watts	lumens	watts	lumens	watts	lumens
25	375	20	400	7	455
40	600	35	700	13	845
60	900	50	1 000	18	1 170
75	1 125	75	1 500	26	1 690
100	1 500	100	2 000	32	2 080

Les ampoules à incandescence

Ordinaires

Prix: de 0,55 \$ à 0,75 \$ l'unité

Avantages:

Prix abordable.

Compactes.

Peuvent être raccordées à un rhéostat.

Utilisation intérieure et extérieure.

Limites: Faible rapport lumen/watt. Courte durée de vie (environ 1 000 heures).

De longue durée

Prix: 1 \$ l'unité

Avantages:

Plus longue durée de vie (de 2 000 à 6 000 heures).

Prix abordable.

Compactes.

Peuvent être raccordées à un rhéostat.

Utilisation intérieure et extérieure.

Limites: Produisent jusqu'à 30 % moins de luminosité que les ampoules ordinaires.

À puissance réduite

Prix: 1 \$ l'unité

Avantages:

Légèrement plus éconergétiques que les ampoules ordinaires.

Compactes.

Peuvent être raccordées à un rhéostat.

Utilisation intérieure et extérieure.

Limites: Faible rapport lumen/watt. Courte durée de vie (1 000 heures).

À réflecteur parabolique aluminé (RPA) standard

Prix: de 1,30 \$ à 3,50 \$ l'unité

Avantages:

Offrent un contrôle précis du faisceau lumineux, qui peut être large ou étroit.

Prix abordable.

Peuvent être raccordées à un rhéostat.

Utilisation intérieure et extérieure.

Limites: Consomment plus d'énergie qu'une RPA halogène. Courte durée de vie (environ 2 000 heures).

Les ampoules à halogène

Les ampoules à halogène produisent un éclairage plus direct que celui des ampoules à incandescence. Vous pouvez donc utiliser une ampoule à halogène moins puissante (et moins énergivore) qu'une ampoule à incandescence pour obtenir une luminosité de qualité équivalente. Par ailleurs, tout au long de leur durée de vie, les ampoules à halogène maintiennent un flux lumineux plus constant. Notez qu'elles doivent être installées dans des luminaires appropriés. Vous pouvez les raccorder à un rhéostat, mais à condition que ce soit un modèle conçu spécifiquement pour les luminaires à halogène. Les prix indiqués dans cette section ne tiennent pas compte de l'achat d'un luminaire à halogène.

Ordinaires

Prix: de 7 \$ à 20 \$ l'unité

Avantages:

Compactes.

Consomment jusqu'à 15 % de moins d'électricité que les ampoules à incandescence standard.

Utilisation intérieure et extérieure.

Limites: Chauffent beaucoup. Chères. Courte durée de vie (de 1 000 à 3 500 heures).

À réflecteur parabolique aluminé (RPA)

Prix: de 4 \$ à 14 \$ l'unité

Avantages: Consomment jusqu'à 40 % de moins d'énergie que les ampoules RPA standard.

Offrent un contrôle précis du faisceau lumineux, qui peut être large ou étroit. Utilisation intérieure et extérieure.

Limites: Chauffent beaucoup. Peuvent être coûteuses. Courte durée de vie (de 1 000 à 3 500 heures).

Tubulaires

Prix: de 4 \$ à 16 \$ l'unité

Avantages: Lumière diffuse qui convient bien à un éclairage général. Utilisation intérieure et extérieure.

Limites: Consomment beaucoup d'énergie et chauffent énormément (risque de brûlures et d'incendie).

Chères.

Courte durée de vie (de 1 000 à 3 500 heures).

Les lampes fluorescentes (néon)

Compactes

Il existe plusieurs types d'appareils d'éclairage à lampes fluorescentes compactes, soit à un, à deux ou à trois tubes. Sur certains modèles, les tubes sont visibles alors que sur d'autres, ils sont enfermés dans un globe ou une capsule. Dans certains cas, le tube et le ballast sont vendus séparément, mais il arrive aussi qu'ils forment un tout indissociable; lorsque les tubes sont grillés, vous êtes obligé de remplacer l'appareil au complet, ce qui est un gaspillage de ressources.

Prix: de 15 \$ à 35 \$ l'unité

Avantages: Longue durée de vie (10 000 heures). Consomment de 67 % à 75 % de moins d'énergie que les ampoules à incandescence. Conviennent à la plupart des luminaires, mais leur forme peut les rendre encombrantes. Utilisation intérieure et extérieure.

Limites:

Chères.

Rentables seulement si elles sont installées dans un endroit qui doit demeurer éclairé pendant plusieurs heures consécutives.

S'usent rapidement si elles sont allumées et éteintes constamment.

Il n'est pas toujours possible de choisir l'orientation du faisceau lumineux.

Ne peuvent être raccordées à un rhéostat.

Utilisation à l'extérieur: doivent être installées dans des appareils étanches munis d'orifices de ventilation.

Circulaires et en forme de U

Prix: de 6 \$ à 16 \$ l'unité

Avantages: Fournissent un éclairage semblable à celui des lampes fluorescentes compactes. Peuvent être utilisées dans les lampes torchères, les lampes sur table ou les plafonniers. Longue durée de vie (10 000 heures pour le modèle circulaire et 20 000 heures pour celui en U). Consomment peu d'énergie.

Limites: Prennent beaucoup de place (grandeur). Ne peuvent être raccordées à un rhéostat. Utilisation intérieure seulement.

Linéaires

Prix: de 5 \$ à 15 \$ l'unité

Avantages:

Longue durée de vie (environ 20 000 heures).

Produisent une bonne luminosité et consomment peu d'énergie.

Prix abordable.

Limites: Utilisation intérieure principalement. Ne peuvent être raccordées à un rhéostat. Utilisation extérieure: assurez-vous de choisir un ensemble approprié.

Note : Celle-ci est une reproduction partielle de documents publiés par *Protégez-vous*. Les documents complets sont aussi disponible sur <http://www.protegez-vous.qc.ca/cahiers/statique/cahiers14.html>

Chapitre III

Analyse de la contribution globale à l'efficacité énergétique

Dans le PGEÉ, le Distributeur propose des investissements dont l'ampleur est de l'ordre d'environ 0,4% de la base tarifaire de HQD :

« À titre illustratif, cet impact sur les revenus du Distributeur pour les clients assujettis aux tarifs réguliers est globalement estimé à environ 0,4% du niveau des tarifs de 2002. » (HQD-1, doc.1, page 56 de 65)

Le GRAME nous a ainsi demandé d'examiner les diverses contributions à l'efficacité énergétique accordée par d'autres distributeurs et producteurs d'électricité/ou pays. Pour fins de comparaisons, nous avons voulu examiner plusieurs contributions à l'efficacité énergétique à partir d'exemples nord-américains et européens. Cependant, puisque plusieurs données sont agrégées et qu'elles intègrent parfois d'autres types d'investissements, il n'est pas toujours possible de les isoler. Par exemple, quelques données agrégées incorporent l'énergie renouvelable et les autres mesures environnementales adoptées par certains États ou pays (tels que les impôts pour l'environnement et les mesures d'efficacité énergétique en Europe, entre autres) et par quelques distributeurs d'électricité. D'autre part, dans le cas européen, plusieurs données se réfèrent au financement en efficacité énergétique par les gouvernements fédéraux. Ces données sont toutefois utiles pour déterminer l'importance attribuée par les gouvernements aux questions environnementales et d'économie d'énergie.

L'efficacité énergétique aux États-Unis

Dans un premier lieu, nous avons analysé, pour 2001, les contributions américaines à l'efficacité énergétique. Les résultats sont présentés dans les tableaux ci-après. Comme vous pourrez le constater, les contributions sont très variables. Parmi ces données, nous avons ensuite sélectionné, en efficacité énergétique, les contributions de dix des États parmi les plus performants. La sélection de ces contributions (en

pourcentage) est reproduite dans le tableau 3.1. Note : celui-ci n'incorpore pas le pourcentage de la base tarifaire attribué à l'exploitation d'énergies renouvelables (RE) et à la recherche et au développement (R&D). La sélection tient compte des pourcentages attribués à l'efficacité énergétique et aux familles à faible revenu (soit LI, pour *Low Income*). Ce pourcentage se verrait naturellement augmenté dans la majorité des États si l'on y ajoutait les fonds attribués à la R&D et aux énergies renouvelables.

Tableau 3.1 : Résumé de programmes de bénéfices publics et de restructuration du secteur électrique

Summary Table of Public Benefit Programs and Electric Utility Restructuring (May 2002)

[Return to ACEEE Home Page](#)

State	Description	Details of SBC Funding					Renewables Portfolio Standard	Generation Disclosure	
		R&D	EE	LI	RE	Total			
Arizona	In Dec96, the ACC ordered retail competition beginning in Jan99 and completed by Jan03. Later delayed to begin in 2001. ACC rule requires SBC for LI, EE and RE. Funding determined in indiv. utility cases. Also a separate charge for an "Environmental Portfolio Standard" (see RE). Also, EE may be shifted into RE.	million \$	TBD	4.0	3.9	20.0	28.0	ACC rule calls for 0.2% by 2001, up to 1.1% by 2007. Half must be solar elec.	Fuel mix and emissions are required by ACC rule.
		mills/kWh	TBD	0.14	0.13	0.67	0.94		
		% rev.	TBD	0.15	0.2	0.75	1.1		
		admin.	TBD	utility	utility	utility			
California	In Sept96, AB1890 signed into law, with full retail access Apr98. A 4-yr. SBC was created using a non-bypassable wires charge. In Aug00 the SBC got 10-yr extension, with inflation adjustment. Table shows just the 4 large IOUs. Small IOUs and mun's are also spending over \$100 million/yr on pub ben. (New additional \$400 million for EE pledged by state also not included in table.)	million \$	62.5	228.0	100.0	135.0	525+	None.	Yes. A "power content label" is required for generation mix.
		mills/kWh	0.4	1.3	0.5	0.8	3.0		
		% rev.	0.4	1.3	0.5	0.8	3.0		
		admin.	CEC	Utility	CPUC	CEC			
Connecticut	In April 1998 Public Act 98-28 was signed into law. Phases in retail access during 2000. It funds EE, RE, and LI. RE ramps up over time, average is in table. Support for R&D is imbedded in the RE programs. Funds are collected through a non-bypassable wires charge.	million \$	in RE	87.0	8.7	22.0	117.7	Two tier, limits hydro starting at 6% and escalating to 13% by the year 2009.	Included in bill without specifics.
		mills/kWh	in RE	3.0	0.3	0.75	4.00		
		% rev.	in RE	3.0	0.3	0.75	4.0		
		admin.	EE & RE	collab.	DPUC	St. Auth.			
Delaware	Restructuring Act signed in March 1999. Has two SBCs: 0.178 mills/kWh for EE "incentive" programs, overseen by DE Economic Dev. Office, 0.095 mills/kWh for LI bill asst. & EE, overseen by Dept. of Health & Soc. Services. An additional \$250,000 from rates is to go to customer education, esp. regarding RE.	million \$		1.5	0.8	0.3	2.6	None.	Not required. Law says Commission "may" promulgate rules.
		mills/kWh		0.18	0.1	0.03	0.3		
		% rev.		0.3	0.15	0.05	0.5		
		admin.		state	state	state			
District of Columbia	In May 2000 Congress passed restructuring bill for D.C. Includes a "Reliable Energy Trust Fund". To be funded by a non-bypassable charge of up to 0.8 mills/kWh. (After 4 years, can increase to a maximum of 2.0 mills/kWh.) Covers EE, RE and LI. To be administered by the local District government. As of Oct. 2001, charge is 0.21 mills with further allocation TBD.	million \$		TBD	TBD	TBD	8.0	Commission Working Group is examining the issue.	Disclosure of fuel mix is required. To be reported every 6 months.
		mills/kWh		TBD	TBD	TBD	0.8		
		% rev.		TBD	TBD	TBD	1.0		
		admin.		City	City	City			
Illinois	In Dec97, PA 90-561 was signed. It provides funding for EE, RE and LI (although EE and RE are at low levels), using non-bypassable flat monthly charges on customer bills. ("mills/kWh" equiv. includes \$ from gas & electric.) Also, one-time ComEd \$250 million Clean Energy Trust fund ok'd by legis. May 99 (not in table).	million \$		3.0	75.0	5.0	83.0	None.	All electricity retailers would be required to disclose generation mix and emissions.
		mills/kWh		0.03	0.8	0.04	0.7		
		% rev.		0.04	0.8	0.05	0.9		
		admin.			DCCA				

TBD = to be decided

SBC funding amounts provided in the table are average annual funding levels.

Summary Table of Public Benefit Programs and Electric Utility Restructuring (May 2002)

Return to ACEEE Home Page

State	Description	Details of SBC Funding					Renewables Portfolio Standard	Generation Disclosure	
		R&D	EE	LI	RE	Total			
Maine	In May97, a state restructuring law was passed. The PUC has proposed, and legislature has authorized, up to approx.\$17 million/yr. for EE via statewide charge in distribution rates (equiv. to max. of 1.5 mills/kWh). State PUC will oversee. Original law also requires LI asst. funding as shown. R&D is voluntary funding.	million \$	17.2	5.5		22.7	30% starting Mar00. Limited to facilities of 100-MW or less.	Yes. Fuel mix and emissions disclosure is required.	
		mills/kWh	1.5	0.8		2.3			
		% rev.	1.5	0.5		2.0			
		admin.	TBD	state	utility				
Maryland	Restructuring Law signed in April 1999. Includes \$34 million/yr. tax funded "Universal Service Fund" for bill assist. and EE for LI customers. (Table shows mills/kWh and % rev. equiv.) In addition, 2 of state's 3 largest utilities agreed in settlements to have up to 1 mill/kWh Res. SBC for EE, but thus far have not implemented anything.	million \$	TBD	34.0		34.0+	PSC to conduct a feasibility study of an RPS and report by 2/1/2000.	Yes. Fuel mix and emissions disclosure is required.	
		mills/kWh	TBD	0.6		0.6+			
		% rev.	TBD	0.9		0.9+			
		admin.	Utility	state					
Massachusetts	In Nov97 comprehensive legislation was signed bringing retail access to all customers in 1998. Includes a non-bypassable wires charge for EE, RE and LI. LI must get at least .25 mills of the EE SBC. (Note: RE excludes 25 mills/kWh for MSW) In Feb. 2002, legislation was signed extending the SBC for five years, through Dec. 2007.	million \$	117.0	incl.	30.0	147.0	Requires a new 1% increment by 2003, 4% more by 2009, 1%/yr. thereafter.	Fuel mix and emissions disclosure is required. Member N.E. Disclosure Project	
		mills/kWh	2.50	in	0.7	3.2			
		% rev.	2.50	EE	0.7	3.2			
		admin.	Utility	Utility	MTPC				
Michigan	Restructuring law (PA 141) passed in 2000. The bill authorized creation of a "low income and energy efficiency fund", to be funded through savings from utility securitization. The MPSC is implementing a process for distributing funds and will determine allocations to LI and EE projects. Funding is estimated to be \$50 million/year for 6 years.	million \$	TBD	TBD		50.0	None.	Yes. Fuel mix and emissions disclosure is required.	
		mills/kWh	TBD	TBD		0.5			
		% rev.	TBD	TBD		0.7			
		admin.	State	State					
Montana	In May97, electric utility restructuring was signed into law. Retail access began July98 and is scheduled to be completed by July02. Using EE and RE funds for R&D is approved by the new statute. Funds will be collected using a "universal system benefit charge." LI must be at least 17% of total.	million \$	8.9	3.3	1.8	14.0	None.	The PSC has proposed disclosure. Hearings are being held.	
		mills/kWh	0.7	0.26	0.14	1.1			
		% rev.	1.5	0.6	0.3	2.4			
		admin.	Utility programs +						
Nevada	In July97, electric utility restructuring was passed. Retail access was scheduled for March 2000, but delayed due to CA Problems. Public benefit programs were encouraged but not specifically funded. In 2001, AB 369 halted restructuring. RPS and disclosure passed separately in 2001. EE not addressed yet.	million \$	TBD	TBD	TBD	TBD	SB 372 passed in 2001. Requires 5% by 2003, 15% by 2013. Half of total must be solar.	AB 197 of 2001 requires fuel mix and emissions info., twice a year.	
		mills/kWh	TBD	TBD	TBD	TBD			TBD
		% rev.	TBD	TBD	TBD	TBD			TBD
		admin.							

TBD = to be decided
SBC funding amounts provided in the table are average annual funding levels.

Summary Table of Public Benefit Programs and Electric Utility Restructuring (May 2002)

Return to ACEEE Home Page

State	Description	Details of SBC Funding					Renewables Portfolio Standard	Generation Disclosure	
		R&D	EE	LI	RE	Total			
New Hampshire	In May96, NHRSA was passed into law. Retail access was to be implemented in Jan98, but conflicts over stranded costs delayed the process. The statute authorized funding for R&D, EE, RE and LI, but the initial PUC plan only funded LI. In Jun00, SB472 set an SBC of 2.0 mills/kWh. In Nov00 The PUC allocated 1.2 mills to LI and 0.8 mills to EE.	million \$	6.9	10.4		17.3	None.	Participants in the New England Disclosure Project.	
		mills/kWh	0.8	1.2		2.0			
		% rev.	0.7	1.0		1.7			
		admin.	utility	county					
New Jersey	Restructuring law passed in Jan 99. Requires SBC funding for EE/RE at same level as existing DSM costs (approx. \$235 million/yr.). Full SBC is 3.6 mills. Half would pay for costs from prior years, half for new programs. 25% of new must be RE. Numbers in table are new programs only, set in BPU order Mar01. LI separately funded at prior levels.	million\$	89.5	10.1	30.0	129+	By Jan01 to be 0.5% from "Class 1", by Jan.06 1.0%. Ramps up to 4% by 2012.	Generation Disclosure Required for fuel mix and emissions.	
		mills/kWh	1.35	0.16	0.45	1.96			
		% rev.	1.35	0.15	0.45	1.95			
		admin.	Utility	Utility	Util/BPU				
New Mexico	Legislation to restructure (SB 428) was signed in April 1999. Possible delay being discussed. An SBC of 0.3 mills/kWh is required, to fund consumer educ., LI energy efficiency, and renewable energy promotion. Numbers in table are specified min. or max. figures. Funds to be administered by the state Dept. of Environment.	million\$		0.5+	4.0	5.0+	Suppliers required to offer renewables, but no portfolio std. is required.	Generation Disclosure Required for fuel mix and emissions.	
		mills/kWh		incl.	incl.	0.3			
		% rev.		0.1	0.4	0.5			
		admin.		state	state				
New York	In May96, the PSC issued Order 96-12, requiring all IOUs to file restructuring plans. A July98 Order set \$78 million/year for an SBC, administered by NYSEERDA. In Jan01 the PSC raised the SBC to \$150 million/yr and extended it for 5 years. (Table shows allocation minus 10% held open. R&D incl. \$14 million/yr for RE. Table doesn't incl. \$100 million/yr. EE by Power Authorities)	million \$	26.0	83.0	27.0	in R&D 150.0	None.	Required by PSC Order dated 12/15/98. Working on design to start in 2000.	
		mills/kWh	0.28	0.83	0.27	1.5			
		% rev.	0.23	0.72	0.24	1.3			
		admin.	NYSEERDA	NYSEERDA	NYSEERDA				
Ohio	Restructuring Law (SB3) signed in July 1999. Includes an SBC for up to \$15 million/yr. for an "Energy Eff. Revolving Loan Fund" admin. by the state, plus a "Universal Service Rider" for LI bill asst. and efficiency. LI in table based on recent historical spending. (EE does not incl. addtl. agreements by indiv. utilities.)	million \$		15.0	100.0	115.0	None.	Yes. Fuel mix and emissions disclosure is required.	
		mills/kWh		0.1	0.7	0.8			
		% rev.		0.15	1.1	1.25			
		admin.		state	state				
Oregon	Law passed in July 1999. Includes a "public purpose charge" to fund EE, RI and LI, equiv. to 3% of total IOU revenues (approx. \$50 million). Requires 63% of funds for EE (incl. MT) and 19% to RE. PUC to develop rules. LI gets 18% of PPC for weatherization, plus extra \$10 million for bill payment assistance (incl. in table totals).	million \$		31.5	19.0	9.5	60.0	None. (a "green rate" option is required, however)	Yes. Fuel mix and emissions disclosure is required.
		mills/kWh		1.0	0.6	0.30	1.9		
		% rev.		1.9	1.1	0.60	3.6		
		admin.		TBD	state	TBD			

TBD = to be decided

SBC funding amounts provided in the table are average annual funding levels.

Summary Table of Public Benefit Programs and Electric Utility Restructuring (May 2002)

[Return to ACEEE Home Page](#)

		Details of SBC Funding					Renewables Portfolio Standard	Generation Disclosure		
		R&D	EE	LI	RE	Total				
Pennsylvania	In Dec98, a restructuring law was signed. Retail access to be phased-in over 2 yrs. starting Jan99. Law requires EE and LI minimum funding at existing levels (10m and 28m). Exact levels determined in indiv. utility cases have been higher than minimum. EE includes some renewables. LI includes 20% for efficiency.	million \$	11.0	85.0	2.0	98.0	Being addressed in indiv util cases. Also, bidders for "last resort" service need 0.2%.	Yes. Fuel mix is required. (but not emissions data.)		
		mills/kWh	0.1	0.7	0.02	0.8				
		% rev.	0.1	0.9	0.02	1.0				
		admin.		Utility	Utility	Utility				
Rhode Island	Retail competition phased in by Jan98. The legislation required a minimum SBC of 2.3 mills per kWh for EE and RE. Actual spending plans exceeded that. Some funding on R&D for "near commercialization" renewables. Low-income EE and rate discounts are funded in rates, not the SBC. In July 2001, the 2.3 mills minimum SBC was extended for 5 more years.	million \$	14.0	in rates	2.5	16.5	None.	Participant of NE Disclosure Project.		
		mills/kWh	2.1	in rates	0.5	2.6				
		% rev.	2.1	in rates	0.4	2.5				
		admin.		Collab.	utility	Collab.				
Texas	Restructuring Law signed in June 1999. Requires utilities to administer EE programs to achieve savings equivalent to 10% of annual load growth by 2004. PUC has established rates and procedures. Est. total annual cost is \$80 million by 2003. Also a small SBC for customer educ. and LI assistance & 10% LI rate discount. (Has been set at statutory maximum .065 mills/kWh.)	million \$	80.0	157.0		237.0	Requires 2000 MW of new renewables by 2009. (Phase-in, 400 MW by 2003.)	PUC required to develop rules to disclose enviro. impacts.		
		mills/kWh	0.33	0.65		1.0				
		% rev.	0.55	1.10		1.65				
		admin.		utility	State					
Vermont	VT has not yet restructured*, but in June 1999 S.137 passed, giving PSB the authority to establish an SBC to fund statewide EE thru a non-utility entity, in place of utility programs. \$17.5 million/yr maximum. 5-year ramp-up budget was set in settlement, averages shown in table. *(in 1997, S.62 passed Senate but not House.)	million \$	13.1	TBD	TBD	TBD	S62 required 2-tier, existing (up to 15%) & emerging (up to 4%) by 2007.	S62 required price, mix, pollutants, EE notices, and terms. NE Disclosure Proj.		
		mills/kWh	2.5	TBD	TBD	TBD				
		% rev.	2.6	TBD	TBD	TBD				
		admin.		contract	TBD	TBD				
Wisconsin	Act 9 of 1999 passed Sept. 99 includes elec. Reliability provisions which designate the WI Dept. of Admin. as the state agency to design and implement public benefit programs. Industry restructuring has not yet been addressed. Totals in the table reflect best current estimate of funding levels when fully in place.	million \$	1.1	62.0	45.3	2.8	111.2	Requires 0.5% by 12/31/2001. Increases biennially to 2.2% by 12/31/2011.	Not addressed.	
		mills/kWh	0.0	1.2	0.92	0.07	2.2			
		% rev.	0.04	2.3	1.7	0.1	4.2			
		admin.		DOA	DOA	DOA	DOA			

TBD = to be decided

SBC funding amounts provided in the table are average annual funding levels.

Tableau 3.2 Investissements (en % du revenu) pour la restructuration du secteur électrique dans certains États américains (basé sur le tableau 2.1)

	EE	LI (faible revenu)	Total
California	1.3	1.5	1.9 %
Connecticut	3.0	0.3	3.3 %
Maine	1.5	0.5	2.0 %
Massachusetts	2.5	Inclut dans EE	2.5 %
Montana	1.5	0.6	2.4 %
New Hampshire	0.7	1.0	1.7 %
New Jersey	1.35	0.15	1.5 %
Oregon	1.9	1.1	3.0 %
Rhode Island	2.1	Inclut dans tarifs	2.1 %
Wisconsin	2.3	1.7	4.0%

Comme en témoignent les tableaux 3.1 et 3.2, les sommes et les pourcentages sur la base tarifaire, dans un grand nombre d'États américains, sont supérieurs au budget alloué par le Distributeur. Cela nous mène à la recommandation pour le Distributeur de modifier le taux établi à la hausse.

De plus, plusieurs États ont commencé à démontrer une préoccupation réelle à l'égard des questions d'efficacité énergétique et de réduction des émissions des GES.

« En fait, depuis 1999, une quarantaine de lois contribuant à réduire les émissions de GES ont été adoptées par les États américains des côtes Est et Ouest. Il est à prévoir que les contraintes sur les émissions de GES vont prendre de l'ampleur au cours des prochaines années. »⁴⁰

En ce qui a trait aux émissions de GES, nous voici quelques trouvailles. Au **New Jersey**, une loi impose aux industries de réduire leurs émissions de GES à 3,5 % sous le niveau de 1990. Au **Massachusetts et en Oregon**, les émissions des nouvelles centrales

⁴⁰ SAUCIER, L.-J., J.-F. LEFEBVRE ET RAZI SHIRAZI, (2002) « Analyse d'options pour la mise en œuvre du Protocole de Kyoto et enjeux relatifs à l'échange de droits d'émissions », GRAME, Rapport présenté au ministère de l'Environnement et à Ressources naturelles Canada, p.20.

thermiques doivent être inférieures de 17 % au niveau de la centrale au gaz la plus efficace de l'État. Toute combinaison d'efficacité énergétique, de cogénération ou de financement de programmes de fixation de carbone (*offsets*) qui peut permettre de rencontrer la norme est acceptée.⁴¹ Finalement, **en Californie**, les nouvelles normes sur les émissions de GES des véhicules devraient inciter les producteurs à offrir des véhicules plus efficaces dans l'ensemble du marché nord-américain.

Toujours en Californie, le tableau 3.3, ci-dessous, démontre ce qui était proposé dans une publication de la *California Energy Commission* en 1998. Toutefois, comme les tableaux 3.1 et 3.2 le démontrent, ce montant a déjà dépassé 228 M\$ US (environ 358 M\$ CAN)⁴², ce qui représente 1.3% de la base tarifaire.

Tableau 3.3 Fonds pour les programmes en pourcentage des revenus des secteurs électrique et gazier

	Total des revenus 1998 (Milliards \$)	Revenus pour des pourcentages basés sur les revenus de 1998 (\$Millions)		
		1.00%	1.20%	1.50%
Revenus des <i>Investor Owned Utilities (IOU)</i> secteur électrique seulement	15.7 (24.7 G \$CAN)	157 (246.5 M \$CAN)	188 (295.2 M \$CAN)	235 (369 M \$CAN)
Revenus combinés des <i>IOU</i> des secteurs électrique et gazier	20.8 (32.7G \$ CAN)	208 (326.6 M \$CAN)	249 391 M \$CAN)	312 (490 M \$CAN)

Source: California Energy Commission Publication No. P400-99-011 p.9.

Note : Traduction libre

Comme nous le constatons, Hydro-Québec Distribution se classe parmi les distributeurs les plus performants de l'Amérique du Nord en matière d'efficacité énergétique, il doit considérer

⁴¹ La norme pour une centrale au gaz fournissant l'énergie de base est de 0.675 livres d'équivalent CO2/kWh. Pour une centrale pouvant desservir la pointe, pour tous les types de carburants, la norme est de 0,7 lb/eCO2. Référence : Oregon Power Plants Emissions Standards, <http://www.newrules.org/electricity/climateor.html>

⁴² La conversion est basé sur le taux moyen d'échange pour l'année 2002 (un taux d'échange très conservateur). Qui est de 1\$ US = 1.57\$ canadiens. Tous les taux d'échange moyens utilisés dans le présent document sont disponibles à <http://www.oanda.com>

une révision du budget alloué à son Programme global 2003-2006 et de le modifier à la hausse pour refléter un plus grand pourcentage de la base tarifaire et ainsi avoir des investissements en efficacité énergétique comparable aux États américains les plus soucieux de l'environnement.

L'Efficacité énergétique en Europe

Les Pays-Bas

En décembre 1995, le gouvernement néerlandais publiait son *troisième livre blanc sur la politique énergétique* (EBN). Celui-ci proposait une variété de réformes dans le secteur énergétique à fin d'atteindre une économie énergétique plus soutenable sous les conditions de libéralisation, de concurrence et de mondialisation des marchés actuels.⁴³ En matière d'efficacité énergétique, l'objectif visé était un progrès d'un tiers avant 2020 et de passer d'une approche traditionnelle basée sur l'offre à la gestion axée sur la demande, à l'instar de l'Allemagne. Un *Mémoire sur la conservation d'énergie*⁴⁴ cherchait à augmenter l'effort en efficacité énergétique et contenait des suggestions pour atteindre les objectifs environnementaux issus de la troisième rencontre de la Conférence des Parties (CdP-3) de la Convention cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques (CNUCC), à Kyoto en décembre 1997.⁴⁵

⁴³ Gouvernement des Pays-Bas, document parlementaire II 1995/1996, 24 525, numéros 1 et 2.

⁴⁴ Ce mémorandum, présenté par le ministère des Affaires économiques des Pays-Bas le 7 avril 1998, porte le nom officiel de *Energiebesparingnota* (EBN).

⁴⁵ L'Annexe B du Protocole de Kyoto, Article 3 (s'appliquant aux Pays – ou « partis » - industrialisés et en transition vers une économie de marché) demande une réduction moyenne de 5.2 % du volume total des gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990. Sous le Protocole de Kyoto, la première période d'engagement (ou « première période du Budget ») allant de 2008 à 2012 pour la réduction des GES, se réfère, pour la majorité des pays, à une réduction du pourcentage des émissions « brutes », c'est-à-dire aux émissions dérivées de l'activité humaine et reliées aux sources énergétiques, aux procédés industriels, aux matières résiduelles et à l'agriculture. Pour l'ensemble des pays de l'Union Européenne, nommés à cet effet la « bulle européenne », le pourcentage de réduction a été fixé à 8 % par le Conseil des ministres de l'Union Européenne, le 17 juin 1998. Le concept de « bulle » a été engendré pour permettre aux pays de l'Union Européenne de s'acquitter mutuellement de leurs engagements. Toutefois, l'article 4.1 du Protocole permet à d'autres pays de former une association similaire en autant que deux conditions fondamentales sont remplies. Premièrement, les pays qui entrent en association doivent respecter la condition voulant que «le

Pour mettre en application le EBN, le gouvernement a présenté, en mai 1999, le *Programme d'action de conservation d'énergie 1999-2000*. Le gouvernement avait alloué, en 1999, un budget de 690 millions NLG (plus de 484 M\$)⁴⁶ pour ce programme de façon incrémentale jusqu'à 910 millions NLG en 2001 (639 M\$). En 2001, les incitatifs fiscaux à l'endroit des mesures d'efficacité énergétique étaient de l'ordre de 300 millions NLG (plus de 210 M\$) pour les compagnies et de 200 millions NLG (plus de 140 M\$) pour le secteur résidentiel. **Le budget pour les mesures d'efficacité énergétique a ainsi doublé en 2001 par rapport à 1998.** Environ un tiers du budget servait à subventionner les programmes d'efficacité énergétique (donc environ 116.7 M\$) alors que le reste finançait les incitatifs fiscaux.⁴⁷

En ce qui se réfère au développement durable, jusqu'à présent, les Pays-Bas ont publié quatre documents sur la politique environnementale. Le Quatrième plan national sur la politique environnementale (NEPP IV), publié en juin 2001, est le nouveau contexte dans lequel le gouvernement néerlandais régira ses politiques de développement durable dans les années à venir. Le plan présente de très ambitieuses réductions d'émissions d'ici 2030. Celles-ci sont d'un ordre de 40 % à 60 % pour le CO₂, de 80 % à 90 % pour le SO₂ et le NO_x, une réduction minimale de 75% pour les COV et l'ammoniac ainsi que 85 % de réduction de poussière fine. La majorité de ces réductions proviendront surtout de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et des combustibles propres. Ce plan estime que ces objectifs sont réalisables et que les **investissements**

total cumulé de leurs émissions anthropiques agrégées [...] des GES indiqué à l'annexe A ne dépasse pas les émissions qui leur sont attribuées, calculées en fonction de leur engagements chiffrés de limitation et de réduction des émissions inscrit à l'annexe B et conformément aux dispositions de l'article 3. » En deuxième lieu, l'association doit être déclarée au moment de la ratification du Protocole puisqu'elle ne peut pas être renégociée pendant la première période du Budget de 2008-2012.

⁴⁶ Dans les conversions de devises européennes en dollars canadiens, le symbole \$ se réfère toujours à des dollars canadiens même si ce n'est pas explicitement spécifié. Pour simplifier les conversions, en ce qui concerne les florins néerlandais (NLG) et les Deutsch Mark (DM), nous avons choisi les taux de change moyens de 2000 : 1 NLG = 0,62 \$ CAN et 1DM = 0,72 \$ CAN. Pour l'Euro, nous avons pris le taux moyen de 2002 : 1 Euro = 1,49 \$ canadiens (<http://www.oanda.com>).

⁴⁷ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2003) «Energy Efficiency Update: Netherlands» janvier 2003, p. 1.

devraient se situer entre 1 et 2,5 % du PNB. Le coût additionnel du quatrième plan est estimé à environ 90 000 millions Euro, soit environ 1 336 millions en dollars canadiens.⁴⁸

Le gouvernement néerlandais prélève plusieurs impôts sur l'énergie afin d'atteindre des objectifs environnementaux. *L'Impôt régulateur sur l'énergie* est entré en vigueur en 1996 et à partir de 1998, est intégralement appliqué. Cet impôt, dérivé d'une réforme fiscale environnementale, vise à encourager la conservation de l'énergie et la réduction des émissions de CO₂. **En 1998, cet impôt générait 3,4 G NLG (2,12 G \$) et devait être doublé en trois ans** pour atteindre 6,8 G NLG (4,24 G \$) en 2001. De cette somme, 68 % proviendraient du secteur résidentiel et 32 % des industries.⁴⁹ **Sur ce montant 15 % (c'est-à-dire environ 635 M\$), seraient investis, pour des mesures d'efficacité énergétique.⁵⁰ Ce qui équivaut pour les ménages à une hausse de tarifs d'environ 4% sur l'énergie, dédiée spécifiquement à financer l'efficacité énergétique.**

Plusieurs autres mesures, ainsi que de l'aide financière, ont été attribuées pour la conservation d'énergie aux Pays-Bas. Par exemple, les mesures d'efficacité énergétique des nouvelles constructions sont soutenues par un programme de NOVEM (*Netherlands Organisation for Energy and Environment*) depuis 1995. Sous ce programme, des *Normes minimales de performance énergétique* pour les résidences ont été établies. Elles visent à promouvoir des sources d'énergie « non-conventionnelles » (surtout l'énergie solaire et l'énergie résiduelle) afin d'obtenir des économies d'énergie de l'ordre de 15% à 20%. Pour le secteur résidentiel, des *Conseils sur la performance énergétique* gratuits sont disponibles, par exemple. Par ailleurs, plusieurs normes minimales de base pour l'efficacité des appareils électriques sont devenues obligatoires suite à des initiatives de la Commission Européenne. Dans le secteur industriel, plusieurs accords à long terme

⁴⁸ Ibid, p. 2.

⁴⁹ Toutes les conversions en dollars canadiens sont approximatives et basées sur le taux d'échange moyen pour les années respectives.

⁵⁰INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2003) "Energy Efficiency Update: Netherlands", janvier 2003, pp.3-4.

(ALT), intervenus surtout entre le gouvernement et les industries, sont devenus des instruments clé dans la politique de conservation d'énergie pour les industries. **La réduction moyenne d'énergie sous ce type d'accord était de 20 % avant l'année 2000 par rapport aux niveaux de 1989.** En 2000, des épargnes annuelles de l'ordre de 1 500 millions NLG (934 M\$)⁵¹ ont été estimées.

L'ampleur des mesures gouvernementales aux Pays-Bas met en évidence l'importance attribuée aux mesures d'efficacité énergétique et à la réduction des émissions de GES. L'objectif de cette comparaison est ainsi de souligner le besoin de mesures d'efficacité énergétique (et de fonds) plus robustes dans le Plan du Distributeur.

L'Allemagne

L'Allemagne est un pays fédéral subdivisé en 16 *Länder* (ou États fédéraux). Ceci inclut cinq nouveaux *Länder* provenant de l'ancienne Allemagne de l'Est, pour lesquels plusieurs efforts locaux et fédéraux ont cherché à intégrer et accroître les mesures d'efficacité énergétique. Le gouvernement fédéral, par l'entremise du ministère fédéral de l'Économie et de la Technologie (BMWi), est responsable de la législation sur l'énergie. Ce dernier est aussi chargé de l'efficacité énergétique et de l'aide aux énergies renouvelables. Les *Länder* sont responsables de la mise en oeuvre des lois fédérales, mais peuvent aussi légiférer en matière de politique énergétique. Les *Länder* et les municipalités subventionnent plusieurs projets d'efficacité énergétique, surtout par des prêts et subventions aux commerces et industries. Ils doivent ensuite informer la Commission européenne de telles mesures. Les mesures d'efficacité énergétique que les gouvernements locaux peuvent entreprendre ne comportent pas de restrictions légales. Toutefois, **les projets ne peuvent généralement pas recevoir des fonds de plusieurs autorités publiques à la fois.**

⁵¹ Ibid, pp.4-8.

En octobre 2000, le BMWi a publié un *Rapport sur l'énergie* nommé « Politique économique soutenable pour répondre aux besoins du futur » qui décrit la politique énergétique de 1998 à 2002. Un aperçu des mesures réalisées se trouve annexé à ce chapitre (**Annexe 3.1**)⁵² Le rapport décrit les décisions que le gouvernement fédéral a déjà prises afin d'assurer que l'approvisionnement et l'utilisation de l'énergie entrent dans le cadre du développement durable. Il examine aussi le développement futur de ces derniers selon les objectifs fixés en matière de politique climatique. Le rapport est divisé en deux parties qui utilisent chacune l'année 2020 pour leurs pronostiques. Ces deux sous-entendent aussi une élimination complète de l'énergie nucléaire.⁵³ Le rapport souligne également le rôle important de la production d'énergies renouvelables, de la conservation de l'énergie et de l'efficacité énergétique dans la politique énergétique du gouvernement allemand.⁵⁴

L'un des objectifs principaux du gouvernement fédéral est de réduire à la fois le chômage, les coûts sociaux et les coûts environnementaux (ou externalités). De cette façon, les mesures doivent se soumettre au Test du coût social (lequel est négligé par HQD).

Pour atteindre les réductions désirées, le gouvernement a conçu un impôt écologique (introduit en deux étapes). Les contributions des secteurs manufacturier, agricole et forestier à cet impôt ont été fixées à 20 %. **En 1999, les revenus sur l'impôt**

⁵² MINISTÈRE FÉDÉRAL DE L'ÉCONOMIE ET DE LA TECHNOLOGIE, (2002) "Sustainable Energy Policy to Meet the Needs of the Future Energy Report", Bureau de presse et de relation publiques, rapport No.: 508, Juin 2002, ISSN 0342 - 9288 (BMW-Documentation), traduction autorisée du texte allemand.

⁵³ L'élimination de l'énergie nucléaire (commencée en 2001 en Allemagne) pourrait éviter jusqu'à 24 millions de tonnes par année de CO₂ additionnels d'ici 2010. Selon les pronostiques du gouvernement allemand, ce chiffre pourrait augmenter de 33 millions à 74 millions de tonnes de CO₂ évités entre 2010 et 2020.

⁵⁴ ODYSSEE, base de données sur l'efficacité énergétique (2002), « Review of Energy Efficiency, CO₂ and Price Policies and Measures in EU Countries and Norway 2001 », ENERDATA, s.a. B102-16.doc.p.11.

écologique ont généré environ 4.3 G Euro (plus de 6,3 G\$). En 2003, ce montant est estimé d'atteindre 17.9 G Euro (26,5 G\$).⁵⁵

La politique énergétique allemande est toujours plus influencée par des préoccupations environnementales. Depuis le début des années 1990, la politique du gouvernement fédéral a accordé de plus en plus d'importance à la réduction des GES et les mesures d'efficacité énergétique sont perçues comme une opportunité d'atteindre cet objectif.⁵⁶ Même les autorités locales ont démontré un intérêt accru envers les questions environnementales. Plus de 400 villes, municipalités et districts ruraux ont joint l'Alliance du Climat.⁵⁷

Comme nous pouvons le constater dans le tableau 3.4, sur un total de sept ans les *Länder* ont investi une somme comparable à celle du gouvernement fédéral allemand pour les mesures d'efficacité énergétiques **Les dépenses totales en efficacité énergétique sur sept ans pour ces deux niveaux de gouvernement sont de 15 867 M DM**, dont 8710 M DM (ou 54,9%) ont été dépensés par le gouvernement fédéral et 7157 M DM (ou 45,1%) par les *Länder*. **Ceci représente une moyenne d'environ**

⁵⁵ FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SYSTEMS AND INNOVATION RESEARCH (FH-ISI), "Energy Efficiency in Germany 1990-2000", rapport final fondé sur les indicateurs de la base de données sur l'efficacité énergétique ODYSSEE et sur la base de données sur les politiques d'efficacité énergétique MURE avec l'appui de SAVE, Appendice 4.

⁵⁶ En 1997, l'Allemagne a publié le *Deuxième rapport de la fédération de l'Allemagne sur la Convention cadre pour les changements climatiques des Nations Unies* dans lequel elle décrit les mesures qu'adopterait l'Allemagne pour réduire ses émissions de GES. Elle décrit 130 mesures prises par le gouvernement fédéral à cet effet ainsi que des mesures prises par les *Länder*, les communautés, les industries et par d'autres groupes pertinents

De plus, pour atteindre l'objectif de réduction d'émissions de GES de 8% dans la "bulle européenne" dans la première période de budget de 2008-2012 l'Allemagne s'est engagée à réduire ses propres émissions de 21%. Selon une estimation faite par le gouvernement fédéral, les réductions des GES en Allemagne avant 2001 constituaient **75% des réductions totales de l'Union Européenne**.

⁵⁷ *Allianza del Clima* a été fondé en 1990. Elle est une association entre certaines autorités locales européennes et des autochtones de la forêt tropicale humide qui partagent le but de protéger l'atmosphère. Presque 1000 villes européennes, municipalités et districts participent à l'Alliance du climat. Les membres se sont engagés à adopter plusieurs mesures, objectifs et activités. Un objectif est de réduire de 50% les émissions de CO₂ avant 2010 basé sur le taux d'émissions de 1987. Ils se sont aussi engagés de faire une réduction volontaire d'émissions dans les secteurs de l'énergie et du transport.

2267 M DM par année, soit 1591 M\$ CAN par année.⁵⁸ Ce qui équivaut environ 19,40\$ CAN per capita. Cet effort extrapolé sur le Québec atteindrait environ 136 M\$. Toutefois, compte tenu que ces investissements ont été effectués avant la ratification allemande du Protocole de Kyoto, nous pouvons envisager qu'actuellement ils sont d'au moins 20 % plus important.

**Tableau 3.4 Dépenses pour la conservation d'énergie en Allemagne
1990-1996 (millions DM)**

Table 2.4-1 Energy conservation expenditure Germany, 1990-1996 (million DM)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Federal expenditure	1242	1008	1212	1186	1285	1316	1461
Laender expenditure	556	978	802	1092	1604	1169	956
Total	1798	1986	2014	2278	2889	2485	2417

Source: IEA (1998)

En 1997, le budget public consacré à la recherche et au développement (R&D) des mesures d'efficacité énergétique en Allemagne était de l'ordre de 12,4 M Euro (18,5 M\$). De cette somme, 6,4 M Euro (plus de 9,5 M\$) étaient consacrés à l'efficacité énergétique dans les bâtiments, ainsi qu'aux secteurs résidentiel et tertiaire. Le secteur industriel a eu droit à 6 millions Euro (presque 9 M\$) de cette somme pour la R&D. Ces chiffres représentent **environ 5% des dépenses totales pour la R&D**. En 1998, ces dépenses ont été augmentées à 14 M Euro.⁵⁹

Plus récemment, soit le 17 avril 2002, le gouvernement fédéral a publié un document sur la nouvelle *Stratégie pour le développement durable*, dans lequel l'efficacité énergétique y joue un rôle clé. Diverses suggestions s'y trouvent, portant sur plusieurs projets pilotes visant à améliorer l'efficacité énergétique, tels que la

⁵⁸ Le taux de conversion est basé sur la moyenne pour l'année 2000 soit 1 DM = 0.702 \$ CAN et tient compte d'une population d'environ 82 Millions d'allemands (en 1998). Notons aussi que M = millions; G = milliards.

⁵⁹ ENERDATA, "Annex 1 1998 Review of Energy Efficiency Policy in EU countries and Norway", Annual Report to SAVE 1998, ENERDATA 11/10/99, p.12

bonification de vieux édifices par l'utilisation de méthodes moins énergivores, et des mesures d'efficacité énergétique pour les édifices gouvernementaux. Parmi les mesures adoptées se trouvent:

- Usage obligatoire des étiquettes pour indiquer le niveau d'efficacité de tous les électroménagers.⁶⁰
- Projets pour la conservation d'énergie par le financement de tiers.
- Aide financière pour 16 000 consultations aux clients résidentiels en rapport à l'efficacité énergétique des habitations (avant 1997).
- Rabais sur les impôts pour les véhicules de basse consommation. *L'Impôt sur les véhicules motorisés* de 1997 accorde des exemptions temporaires sur les impôts de véhicules ayant de faibles émissions polluantes, et hausse les impôts de certains véhicules à hautes émissions polluantes.
- Subventions aux petites et moyennes entreprises atteignant jusqu'à 332 Euro (493 \$) pour chaque consultation sur les mesures d'efficacité énergétique.
- Prêts à faibles taux d'intérêts, accordés aux petites et moyennes entreprises afin qu'elles investissent en efficacité énergétique. Entre 1990-1998, ces prêts ont atteint un volume de 8.8 G DM (6.18 G\$).⁶¹
- Un programme d'assistance, entre 1999 et 2002, pour l'utilisation de nouvelles énergies renouvelables, dotées d'un budget de 445 M Euro (soit 661 M\$). De ce total 292 M Euro (436 M\$) avaient été attribués en septembre 2001 pour les

⁶⁰ Cette mesure a déjà mené à une réduction de plus de 453 000 tonnes de CO₂ et pourrait atteindre jusqu'à 3.8 millions de tonnes en 2010. L'Allemagne est maintenant le plus grand vendeur d'électroménagers efficaces des classes A et B.

⁶¹INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2002) "Energy Efficiency Update: Germany", novembre 2002. pp. 5-14.

énergies renouvelables, et, entre autres, 142 759 panneaux solaires avaient été installés.

Le Ministre fédéral de l'Économie et de la Technologie a établi l'*Agence d'énergie allemande (Deutsche Energie Agentur – Dena)* en septembre 2000. *Dena* ne possède pas un état d'agence gouvernementale mais bien d'industrie privée. Elle a été créée pour mettre en oeuvre des mesures d'efficacité énergétique et promouvoir les énergies renouvelables, la protection du climat et le développement durable. Elle coopère étroitement autant avec les *Länder* que le secteur privé. La plupart des activités du *Dena* sont des projets pilotes pour de nouvelles technologies industrielles. Elle gère aussi un service téléphonique gratuit s'adressant autant aux compagnies qu'à toute personne s'intéressant à l'utilisation efficace de l'électricité, l'énergie pour les bâtiments (insolation, chauffage) ou à l'énergie renouvelable (solaire thermique, photovoltaïque, éolienne, biomasse). Malgré son nombre limité d'employés directs (40) *Dena* peut toutefois compter sur un budget de 19 M Euro (28 M\$) pour 2003.⁶²

Les producteurs et les distributeurs d'énergie allemands se préoccupent beaucoup des mesures de gestion axée sur la demande et de *least-cost planning*. Ces dernières forment ainsi une partie intégrale de la politique des entreprises. Les dépenses annuelles en information et consultation au sujet de ces initiatives est de 800 M DM (562 M\$) par année.⁶³

Financement pour les mesures d'efficacité énergétique en Europe

Comme nous pouvons observer dans les tableaux 3.5 et 3.6 ci-joints, les mesures d'efficacité énergétique sont grandement financées au niveau fédéral par des « impôts écologiques » dans plusieurs pays d'Europe. Ainsi, il nous semble pertinent d'examiner ces pourcentages. Cet aperçu nous donnera une idée de l'importance accordée par ces pays aux mesures d'efficacité énergétique et aux questions environnementales. Il faut toutefois rappeler

⁶² DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR – DENA, disponible sur <http://www.Deutsche-Energie-Agentur.de>.

⁶³ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2002) "Energy Efficiency Update: Germany", novembre 2002. p. 14.

que les données incluses dans ces tableaux sont celles des années 1997 à 1999. Plusieurs autres impôts de ce type ont été imposés par d'autres pays depuis 1999.

Mentionnons aussi que dans les tableaux qui suivent les données sur les impôts ne sont pas désagrégées, et que, parfois, certains pays imposent la taxe environnementale et/ou sur l'efficacité énergétique directement aux distributeurs européens. Ceux-ci incorporent ce pourcentage d'impôt dans leurs tarifs. Cela étant dit, constatons que, aux Pays-Bas en 1999, ces impôts ont atteint jusqu'à plus de 19% dans le secteur résidentiel, et presque 13% sur les services. Cette même année, le taux d'impôts environnementaux pouvait atteindre jusqu'à 22 % dans le secteur industriel. Rappelons que *l'Impôt sur l'énergie* aux Pays-Bas devait être doublé entre 1998 et 2001 pour culminer à 6,8 G NLG (4,2 G\$) et que **l'impôt environnemental en Allemagne qui devrait générer plus de quatre fois le revenu de 1999 pour l'année fiscale courante**. Soit de 4,3 Euro en 1999 à 17,9 G Euro en quatre ans!

**Tableau 3.5 Impôts pour les mesures environnementales et de GAD-
secteur de l'électricité**

	Households	Industry	Services	First year
Austria	●	●	●	1996
Belgium	●	○	●	1994
Denmark	●	●	●	1992
Finland	○	○	○	1997
France	○	○	○	
Germany	●	●	●	1999
Greece	○	○	○	
Italy	○	○	○	
Ireland	○	○	○	
The Netherlands	●	●	●	
Portugal	○	○	○	
Spain ¹	○	○	○	
Sweden	●	○	●	
UK	○	○	○	
Norway	○	○	○	

● Energy/environment law

○ No specific tax

¹ Existence of a coal tax of 5.1% for all sectors

Tableau 3.6 Impôts pour l'environnement et l'efficacité énergétique en 1998 (%)

	Households	Industry	Services
Austria			
1998	6%	9%	5%
1999	6%	10%	5%
Belgium	1.1%		1.1%
Denmark			
1998	18%	15%	
1999	18%	22%	
Finland			
1998	6.5%	6.5%	6.5%
1999	8%	8%	8%
Germany	6.6%	2.4%	n.a
The Netherlands ²			
1998	12.7%	-	12.5%
1999	19.9%	1.8%	12.7%

² Estimate by ECN

n.a: non available

Source: Energy Efficiency Measures Odyssey: Review of DSM Policies (1999)

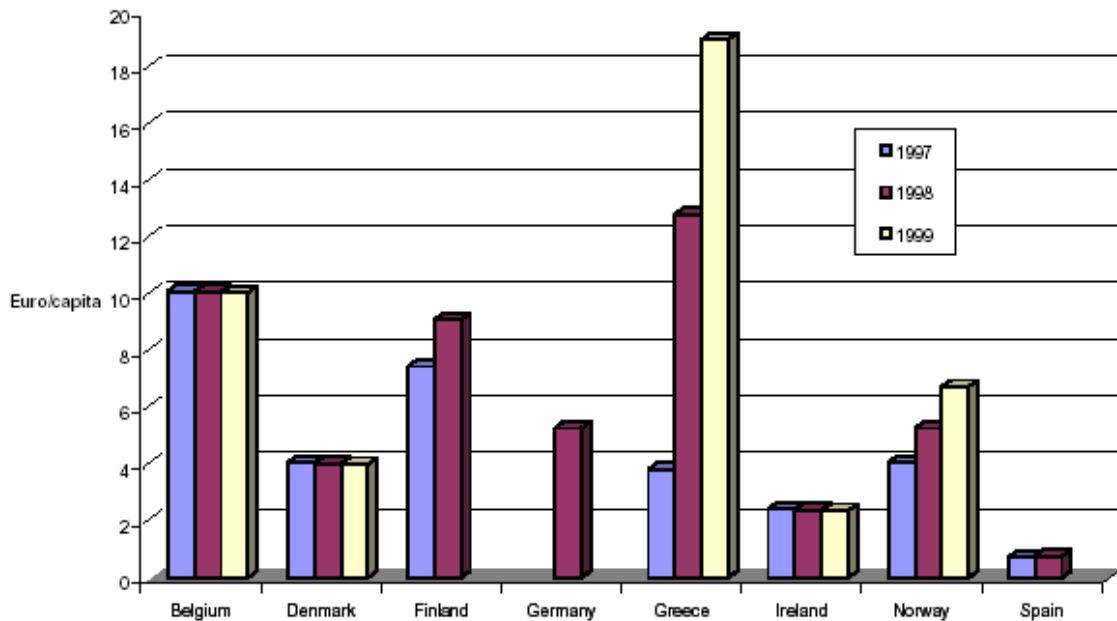
Dans les tableaux ci-dessous, vous trouverez des données plus générales sur les investissements moyens *per capita* (en Euro) pour les mesures de gestion axée sur la demande dans huit pays d'Europe entre 1997 et 1999. Notons que dans tous les cas indiqués, le budget est demeuré constant ou a augmenté. En Grèce ces augmentations ont presque quintuplé dans l'espace de trois ans.

Tableau 3.7 Budget pour les mesures de gestion axée sur la demande *per capita* (1997-1999)

Table 8: Budget per capita

Euro/capita			
	1997	1998	1999
Belgium	10	10	10
Denmark	4	4	4
Finland	7	9	
Germany		5,3	
Greece	4	13	19
Ireland	2	2	2
Norway	4	5	7
Spain	0,7	0,8	

DSM BUDGET PER CAPITA



Source: Energy Efficiency Measures Odyssey: Review of DSM Policies (1999)

Comme on peut constater dans le document GRAME-UDD-2, document 3, (Annexe 3.3) la plupart des pays européens étudiés ont augmenté le financement de leurs mesures de GAD. En tenant compte des quatre dernières années, ces accroissements sont encore plus élevés, comme la description des mesures adoptées en Allemagne et aux Pays-Bas (dans le présent chapitre) le démontre.

À partir des données présentées dans cette section, **nous recommandons et considérons nécessaire qu'un pourcentage plus élevé de la base tarifaire de HDQ finance les mesures d'efficacité énergétique. Nous admettons aussi la possibilité de le faire de façon incrémentale, par exemple, dans l'espace de 2004 à 2006, pour atteindre un point culminant en 2006.**

L'efficacité énergétique au Canada

Hydro-Québec n'est pas le seul distributeur au Canada à vouloir relever le défi d'un programme d'efficacité énergétique. Plusieurs mesures rigoureuses, qui ont été adoptées dans d'autres provinces et territoires, pourraient même nous servir d'exemple. Le meilleur d'entre eux, selon une étude de l'Alliance canadienne de l'efficacité énergétique publiée en 2000, est le Yukon qui, à l'époque, a le plus amélioré son efficacité énergétique. La Commission du cabinet de l'énergie avait fait 56 recommandations au gouvernement du Yukon sur les moyens de réduire la demande d'énergie et toutes, sans exceptions, furent introduites.⁶⁴

Le gouvernement du Yukon a ainsi développé, en novembre 1998, un Plan de mise en œuvre de mesures énergétiques. Plus de deux tiers des mesures parmi dix nouveaux programmes créés, étaient directement reliées à l'efficacité énergétique et à la réduction des émissions des GES. On compte entre autres, une stratégie d'efficacité

⁶⁴ ALLIANCE CANADIENNE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE, (2000). «2nd Annual Report Card On Energy Efficiency » disponible sur <http://www.energyefficiency.org>.

énergétique qui s'étend sur une période de 10 ans; le programme *Home Repair*, qui prévoit des prêts à de bas taux d'intérêts aux clients résidentiels; un nouveau programme de gestion commerciale de l'énergie, et le développement d'un centre de « solutions énergétiques. »⁶⁵

Les 56 recommandations furent évidemment adoptées par le Yukon (qui avait été identifié par le Centre d'économie spatiale comme étant la juridiction canadienne la moins vulnérable aux futures politiques de changements)⁶⁶ bien avant que le Canada ratifie le Protocole de Kyoto, et elles perdurent. Cet exemple constitue un bon rappel de la nécessité d'adopter des mesures d'efficacité énergétique rigoureuses dans un contexte de développement durable.

Dans l'ouest du Canada, les efforts de la *British Columbia Hydro and Power Authority* (BC Hydro) en efficacité énergétique ont aussi été louangés par le gouvernement du Canada. Cette firme hydroélectrique a été le premier service public à être reconnu pour ses efforts de réduction des émissions de GES par les *Mesures volontaires et registre du Défi-Climat Canadien* (MVR).⁶⁷ Le MVR reconnaît les organisations canadiennes qui commettent des efforts exceptionnels afin de mettre en oeuvre des plans d'action individuels et donc de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Ce registre volontaire fut créé à l'occasion du Programme d'action nationale sur les changements climatiques (PANCC), dont le but est de stabiliser les niveaux de GES aux niveaux de 1990, et auquel le Canada, parmi d'autres pays, s'était engagé sous la Convention cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques.⁶⁸

Depuis, BC Hydro a continué et même augmenté, ses efforts en vue d'adopter des mesures d'efficacité énergétique et réduire ses émissions de GES, au moyen de

⁶⁵ *Ibid.*

⁶⁶ THE CENTRE FOR SPATIAL ECONOMICS, « The Main Drivers Study the Province of Quebec », 18 mai 2002, Waterdown, Ontario, p.13.

⁶⁷ Dans le cadre de cette initiative, les émissions de base de GES normalisées devaient se réduire de 3.9 millions de tonnes, soit de 42%, sous cette initiative.

⁶⁸ RESSOURCES NATURELLES CANADA, (1996) "Backgrounder: VCR Award Recipients", disponible sur http://www.nrcan.gc.ca/media/newsreleases/1996/1996106a_e.htm

l'adoption de plusieurs initiatives « vertes », et en optimisant à la fois l'efficacité de la production et de l'offre et en intégrant plusieurs programmes de gestion de la demande. Un rapport de l'Office national de l'énergie (ONE), annonçait que plusieurs centrales de cogénération avaient été proposées pour répondre à la croissance de la demande en Colombie Britannique où BC Hydro fournit 90% de l'électricité. Parmi celles-ci, quelques-unes seraient alimentées exclusivement par de l'énergie renouvelable telles que des centrales à fil de l'eau, d'autres petites centrales hydroélectriques, des installations éoliennes et des projets alimentés par les déchets de bois. Donc en tenant compte de ces projets, dans le cours des prochaines années, les solutions dites « vertes » pourraient constituer de 10% à 20% de la production additionnelle de la Colombie Britannique.⁶⁹

De manière plus spécifique, l'une des mesures adoptées par BC Hydro pour répondre à la demande croissante d'énergie dans une perspective de développement durable est d'acquérir jusqu'à 800 GWh d'énergie verte auprès de producteurs d'électricité indépendants dans le cadre du 2002/2003 *Green Power Generation* (GPG). À cet effet, un appel d'offres lancé le 30 octobre 2002, a permis de recevoir plus de 70 propositions d'énergie verte, dont le potentiel est de 1000 MW et pourrait atteindre environ 5500 GWh par année. Les deux tiers des propositions totales, que vous trouverez en annexe à la fin du présent document (**Annexe 3.2**), sont des petits projets hydroélectriques, les autres sont des projets qui fourniraient de l'électricité à partir de la biomasse, de gaz biologique, de l'énergie éolienne et d'autres sources d'énergie.⁷⁰ A partir de ces fournitures d'énergie renouvelable, BC Hydro donne l'option aux entreprises de se procurer des « certificats d'énergie verte » (*Green Power Certificates*) pour alimenter un ou plusieurs de leurs bureaux par exemple, et donc de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre.⁷¹

⁶⁹ OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, (mai 2001). « Le secteur de l'électricité au Canada : Tendances et enjeux », Évaluation du marché de l'énergie, pp.17-18.

⁷⁰ BC HYDRO (2003) "BC Hydro Receives Strong Private Sector Response to Green Power Project Call", 9 janvier 2003. Disponible sur <http://www.bchydro.com/news/2003/jan/release4264.html>.

⁷¹ BC HYDRO (2003) "Green Power Certificates", disponible sur <http://www.bchydro.com/business/gpcerts/gpcerts3621.html>

Le rapport produit par BC Hydro au mois d'août dernier sous le nom de « *2002 Triple Bottom Line Report* » mesure la performance environnementale, sociale et économique de BC Hydro. Basé sur le taux de succès obtenu à date, il est estimé que BC Hydro surpassera volontairement son mandat d'acquitter au moins 10% de la nouvelle demande jusqu'à 2010 avec des nouvelles sources d'énergie renouvelable (à tel effet la compagnie a signé 19 nouveaux projets dans l'année fiscale 2002, et elle en négocie trois autres présentement). De plus, cette année elle aura mis en place des *Stratégies pour l'utilisation de l'eau* dans chacune de ses centrales hydroélectriques. Il y aura donc des échanges à propos des stratégies à adopter avec les participants qui représentent divers intérêts dans la gestion de l'eau. Cette mesure vise à améliorer la relation avec les actionnaires ainsi qu'à accroître les bénéfices économiques et sociaux tout en bonifiant la gestion environnementale et la sécurité dans la génération de l'électricité à long-terme.⁷²

Dans le secteur industriel, une des mesures adoptées dans le plan d'efficacité énergétique *Power Smart* de BC Hydro prévoit l'octroi de 18 M\$ de fonds aux 16,5 M\$ de l'industrie de pâtes et papier Weyerhaeuser, à Kamloops, pour financer un projet de biomasse. Ce projet vise à mettre en oeuvre un générateur d'électricité à partir des déchets de bois (ou "*hog fuelled turbo generator*" en anglais) de 30 MW. L'initiative vise à convertir les déchets (à partir des sciures de bois) en électricité.⁷³

Le ratio coût vs bénéfice pour ce projet a été estimé à 3 pour 1 et les 155 GWh que BC Hydro achètera de Weyerhaeuser coûteront 1,5 cents/KWh au lieu du 5,5 cents/KWh que coûterait de la nouvelle production d'électricité, soit des économies de 4 cents le kWh. Ce projet aura l'avantage additionnel de créer de nouveaux emplois durant et après

⁷² BC HYDRO (2002) « Hydro's 2002 Bottom Line Report ». Disponible sur <http://www.bchydro.com>.

⁷³ De façon simplifiée le procédé peut s'expliquer comme suit. Les déchets de bois sont brûlés dans des installations à vapeur existants et dans des *power boiler furnaces* à haute efficacité qui sont présentement sous-utilisées. Ensuite, la vapeur alimentera le générateur qui à son tour pourra générer de l'électricité. Les économies d'énergie résultantes seraient suffisantes pour alimenter environ 15 000 résidences.

sa construction qui débutera en mars 2003. Celle-ci devrait être complétée en février 2004, pour fonctionner à plein rendement à partir de mai 2004.⁷⁴

Bien qu'au Québec les circonstances soient différentes (malgré un secteur industriel de pâtes et papier d'envergure), il pourrait être avantageux d'investir dans ce type de projet (dont les spécificités resteraient naturellement à déterminer). Ainsi, l'industrie en question pourrait auto-suffire à ses besoins électriques sans toutefois nuire à l'environnement. La communauté profiterait de la création d'emplois, l'environnement de l'amélioration de la qualité de l'air, grâce à la réduction des émissions industrielles polluantes, et le Distributeur en fin d'une maximisation des bénéfices de l'énergie patrimoniale en augmentant son potentiel d'économies

Nous reconnaissons qu'une telle mesure possède un grand potentiel de succès et pourrait être étudiée. Toutefois, cela ne signifie pas nécessairement que nous recommandons qu'une mesure de la part de HQD soit envisagée à l'image de celle-ci un projet de cette ampleur demanderait une analyse beaucoup plus élaborée, ce qui n'entre pas dans l'objectif du présent rapport. Toutefois, **nous soulignons la nécessité d'accroître l'envergure des mesures pour le secteur industriel, en tant que grand émetteur de GES. L'envergure des mesures offertes dans le PGEÉ ne semble pas correspondre au potentiel d'économies énergétiques ni aux nombreux avantages environnementaux qu'apporterait la réduction des émissions dans le secteur industriel.** Selon un article publié il y a quelques mois, nous ne sommes pas seuls à adopter cette position :

« Le plan d'Hydro a été jugé "insignifiant" de la part du président des scientifiques de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, Jean Marc Pelletier. Selon lui, il y aurait beaucoup à faire pour réduire la facture énergétique du Québec, à commencer par la récupération des vapeurs industrielles, qui

⁷⁴ SOLARCOM (2003) "Hog Fueled Generator for Pulp Mill", renewable energy news, 16 janvier, 2003 disponible sur <http://www.solarcom.com/news/story?storyid=2442&p=1>

représentent une économie de 38 térawattheures (comparativement à 0.75 térawattheures pour le plan d'Hydro). »⁷⁵

Pour retourner à BC Hydro, comme l'affirment le *Triple Bottom Line Report* et Beverly Van Ruyven, vice-présidente de BC Hydro Distribution, **BC Hydro investira 600 Millions \$ pour son programme d'efficacité énergétique *Power Smart* sur une période de 10 ans qui est estimé à emporter 3500 GWh d'économies d'énergie estimées. A date, les économies des clients sous le programme *Power Smart* sont estimées à 1 milliard de dollars.**⁷⁶

Manitoba Hydro

Bien que les initiatives d'efficacité énergétique ne semblent pas, à première vue, aussi magnanimes au Manitoba qu'elles le sont en Colombie Britannique, plusieurs mesures ont toutefois été adoptées. Manitoba Hydro, composée de quatorze installations hydroélectriques qui produisent environ 95% de l'électricité de la province,⁷⁷ a acquis Centra Gas Manitoba en 1999. En 2002, cette entreprise a aussi acquis Winnipeg Hydro le 3 septembre 2002. Cet achat a ajouté 94 000 clients au réseau de 403 000 clients existants.⁷⁸

Manitoba Hydro est dévouée au développement durable et à la réduction des émissions des GES dans la production et la distribution de l'électricité. Elle participe ainsi aux Mesures volontaires et registre (MVR) depuis le début de ceux-ci en 1995.

⁷⁵ BARIL, HÉLÈNE « Hydro-Québec veut nous faire économiser mais juste un petit peu: un plan d'efficacité énergétique jugé « insignifiant » », *La Presse*, Affaires, 6 novembre, p. D3.

⁷⁶ BC HYDRO (2003) « Power Smart brings economic, environmental benefits to Kamloops area » 15 janvier 2003.

⁷⁷ Le 5 % restant provient de centrales thermiques, dont deux étaient alimentées au charbon, et une, la centrale Selkirk, a été convertie au gaz naturel en 2002. Ces centrales thermiques sont utilisées seulement pour la charge de pointe et comme réserve dans le cas d'une pénurie d'eau ou d'une défaillance importante du réseau hydroélectrique. OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, (mai 2001) « Le secteur de l'électricité au Canada : Tendances et enjeux », Évaluation du marché de l'énergie, p.33. TOUTEFOIS, depuis son acquisition de Winnipeg Hydro et dû à une réduction dans l'utilisation de combustibles fossiles, le pourcentage de l'électricité hydraulique générée est de l'ordre de 98 %.

⁷⁸ Solaraccess, (2002) « Manitoba Hydro Makes Bid to Purchase Winnipeg Hydro », 14 février 2002.

Entre 1999 et 2002, elle a même remporté le prix « Or » pour tous les rapports sur ses efforts volontaires. En peu d'années, Manitoba Hydro a fait beaucoup de progrès en terme de réductions d'émissions de GES. En 2001, ses émissions en équivalent CO₂ ont diminué de 48.2 % par rapport à l'année précédente (qui se traduit à peu près au même niveau de 1990). En 2001, ses émissions totales étaient environ 56 % inférieures à celles 2000 et 44 % plus basses que celles de 1990.⁷⁹ De plus, parmi tous les services publics Canadiens, **Manitoba Hydro a récemment adopté la mesure de réduction de GES volontaire la plus agressive au Canada**, c'est-à-dire, d'environ 6% en moyenne.⁸⁰

Pour citer deux exemples des initiatives entreprises par cette compagnie pour atteindre ces taux de réduction d'émissions remarquables notons :

- L'élimination de quatre générateurs alimentés au charbon dans la centrale de Brandon en 1996, qui a réduit la capacité de génération à partir du charbon de 132 MW (environ un tiers de la capacité de génération pour les combustibles fossiles pour l'époque).
- Neuf communautés qui obtenaient leur électricité à partir de centrales alimentées par le diesel ont été reliées à la grille de transmission provinciale. En conséquence, 11.68 MW de potentiel de génération à partir du mazout a été éliminé (réduisant ainsi des émissions de CO₂ de 20 kilotonnes par année).

Pour réaffirmer son engagement au développement durable, Manitoba Hydro a récemment participé à la fondation du *Chicago Climate Exchange* (CCX). Celui-ci est un groupe d'entreprises nord-américaines qui visent à réduire les émissions nettes de GES de 4% (par rapport à leur moyenne de 1998-2001) avant 2006. Manitoba Hydro estime surpasser amplement le pourcentage fixé, toutefois cette initiative lui permettrait de

⁷⁹ MANITOBA HYDRO (2002) "Manitoba Hydro Voluntary Challenge and Registry Program: 2002 update", Action Plan p.1.

⁸⁰ MANITOBA HYDRO (2002) "Manitoba Hydro's Position: Climate Change and the Kyoto Protocol", presented at the National Stakeholder's Workshop on Climate Change, Review of economic analysis and Federal Discussion Paper, June 19, 2002.

« gagner de l'expérience » en vue des futurs permis d'émissions échangeables.⁸¹ Présentement, cette compagnie est aussi en train de développer un *Système de gestion de l'environnement* complexe à travers de son réseau qui est compatible avec les normes ISO 14001⁸²

En vue de son engagement de réduire les GES et les autres émissions polluantes, en 2001 Manitoba Hydro s'est souscrite au calcul des externalités environnementales pour l'évaluation des mesures. Depuis, elle tient compte du coût environnemental de l'électricité générée par des combustibles fossiles (comme source d'appoint par exemple). Ceci a eu pour effet de réduire davantage la production et la distribution d'électricité générée à partir de ces sources polluantes.

Comme BC Hydro, Manitoba Hydro a développé le programme *Power Smart* pour encourager une utilisation efficace de l'électricité. Dans le tableau 3.8 à la page suivante vous trouverez quelques mesures proposées et mises en oeuvre jusqu'à 2001.

⁸¹ MANITOBA HYDRO, (2003) "Hydro Joins Chicago Climate Exchange", News Releases, 16 janvier 2003, disponible sur http://www.hydro.mb.ca/news/releases/news_03_01_16.shtml.

⁸² MANITOBA HYDRO (2002) "Manitoba Hydro Voluntary Challenge and Registry Program: 2002 update" Action Plan, p.12

Tableau 3.8 Programmes actuels et futurs de Manitoba Hydro *Power Smart* -- 2001

CURRENT AND PLANNED POWER SMART PROGRAMS – 2001						
Program	Goal	MW Savings at Customer Meter		GWh Savings		Status
		Actual to end of 2001/02*	Planned 2002/03-2011/12**	Actual to end of 2001/02*	Planned 2002/03-2011/12	
Residential						
Existing Homes	Through programs such as Home Comfort, encourage home owners to retrofit with the maximum cost-effective levels of insulation and other energy efficient measures in their existing homes.	0.4	6.11	0.77	19.88	Launched February 2001
New Homes	Encourage new home buyers and builders to incorporate the maximum cost-effective levels of energy efficient measures in their new homes.	0	21.99	0	61.1	Design phase
Appliance Program	Through a national information dissemination program, encourage residential customers with electric water heaters to purchase, finance, or lease the highest available energy efficient heater when replacing their electric heaters or installing new ones.	—	—	—	—	Consumer info
Water & Energy Saver Component Bonus Program	Encourage customers to install energy saving devices (faucet aerators, heat traps, energy-efficient shower heads, pipe wrap).	0.03	0.62	0.27	4.73	In re-design
Power Saver Cord	Encourage the installation of temperature control relays to control block heaters on new vehicles.	—	—	—	—	Consumer info
Geothermal Heat Pumps for Homes	Encourage customers to install geothermal heat pumps in their new and existing homes.	0	—	0	—	Design phase
Commercial						
Commercial Lighting	Encourage customers to install cost-effective energy efficient lighting systems and involve lighting distributors, installers, contractors, and manufacturers in helping their customers save electricity.	19.44	28.48	100.83	143	Launched April 1992
Commercial Custom	Encourage commercial customers who are renovating or building new facilities to incorporate custom energy efficient measures such as ground source heat pumps and direct digital controllers.	4.92	15.9	19.19	51.24	Launched December 1995
Air Barrier Systems	Encourage customers who are renovating or building new facilities to incorporate custom energy efficient measures such as ground source heat pumps and direct digital controllers.	0.18	0.28	0.47	0.76	Launched December 1995
Commercial Windows	Encourage customers who are renovating or building new facilities to incorporate energy efficient windows that are cost-effective and reduce operating costs.	0.46	1.36	1.01	3.32	Launched December 1995
Air-conditioners	Where these types of systems are used, encourage commercial and industrial customers to select energy efficient equipment for new construction or when replacing existing equipment.	0	0	0.02	0.56	Launched December 1995
Parking Lot Controllers	Encourage customers to install Parking Lot Control Systems in new and existing installations.	0	0	6.65	8.04	Launched December 1995
Internal Retrofit	Achieve energy efficiency at Manitoba Hydro through such measures as: retrofitting buildings to energy efficient Power Smart levels, converting lighting in parking lots to high pressure sodium, and cycling of power in parking lots.	1.23	3	8.92	12.92	Launched July 1995
Agricultural Heat Pads	Encourage swine farrowing operations to use energy efficient heat pads rather than heat lamps for creep heating to reduce demand and energy consumption.	0.86	0.95	7.09	9.74	Launched April 1998
Industrial						
Performance Optimization	Encourage commercial and industrial customers to achieve energy savings by optimizing fans, pumps, compressors, and other motor systems. Also encourage these customers to achieve savings by improving the efficiency of non-motor electrical equipment and systems.	53.81	18.08	198.51	118.65	Launched June 1993
High Efficiency Motors	Encourage vendors to promote and stock high-efficiency motors, and influence customers to install high-efficiency motors.	3.79	energy efficiency legislation	21.48	energy efficiency legislation	Launched September 1991
Quality Motor Repair	Encourage customers to request quality motor repairs.	0	1.03	0	7.27	Pre-design/market research
Time of Use Rates Option	Encourage general service large customers to reduce on-peak demand by permanently shifting load to off-peak periods.	0	20	0	0	Design phase
Curtailable Rates (Options C and AE)	Encourage large industrial customers to allow Manitoba Hydro to curtail electricity supplied to them for up to 4 hours on 1 hour notice (option C) or up to 10 days on 48-hours notice (option AE) by offering credits on their monthly bills.	68	56	0	0	Launched December 1998

*Actual to 2000/01 includes an estimate for 2000/01 program year.

**Source: 2001 Power Smart Resource Options

Comme nous voyons d’après le tableau 3.8, dans le secteur résidentiel le programme *Home Comfort and Energy Savings* est estimé avoir un potentiel d’économies d’énergie atteignant 19.88 GWh entre les années fiscales 2002/03 et 2011/12. Ce programme est singulier puisqu’il prévoit des économies sur l’énergie électrique et sur la demande. *Home Comfort* encourage l’installation de mesures énergétiques efficaces telles que des fenêtres et l’isolation. **Les clients de Manitoba Hydro qui n’ont pas le chauffage électrique peuvent participer également au programme afin d’obtenir des économies sur les autres formes de chauffage.** Le tableau ci-dessous représente les économies associées à ce programme pour l’année fiscale 2001/02.⁸³

Tableau 3.9 *Épargnes annuelles sur l’énergie et la demande*

Annual Energy and Demand Savings – All Fuels

Projected Annual Impacts*

	Electric		Natural Gas		Propane (Liquid)		Fuel Oil		All Fuels Equivalent	
	(kW)	(kWh)	Millions Btu	cubic metres	Millions Btu	Litres	Millions Btu	Litres	(Gj/year)	(GWh/year)
Total	400	767768	33792	945552	451	13101	180	4920	457553	127

*Values based on 4,750/5,449 (87%) applications.

Suivant ces mêmes lignes et toujours pour le secteur résidentiel, bien qu’il ne soit pas indiqué dans le tableau 3.8, Manitoba Hydro a aussi contribué 20 M\$ en prêts résidentiels (*Power Smart Residential Loans*) jusqu’à 2002.⁸⁴ **Ceux-ci servent à financer des programmes d’efficacité énergétique tels que des fournaies plus efficaces, une meilleure isolation des habitations, portes et fenêtres plus efficaces, etc.**

⁸³ MANITOBA HYDRO (2002) “Manitoba Hydro Voluntary Challenge and Registry Program: 2002 update” Action Plan, p.46

⁸⁴ MANITOBA HYDRO (2002) “Manitoba Hydro’s Position: Climate Change and the Kyoto Protocol”, presented at the National Stakeholder’s Workshop on Climate Change, Review of economic analysis and Federal Discussion Paper, June 19, 2002.

Ajoutons que Manitoba Hydro est devenue partenaire dans le *Manitoba Power Smart Eco-Efficiency Solutions Program*TM, qui vise à donner de l'assistance technique et financière aux entreprises qui désirent accroître leur efficacité énergétique et réduire les impacts environnementaux néfastes occasionnés par leurs opérations. Pour piloter ce programme, des études détaillées pour 15 à 20 industries devront être complétées en mars 2003 avec de l'information précise sur les émissions de GES.⁸⁵

Pour l'année fiscale 1999/2000, les initiatives de gestion axée sur la demande du programme *Power Smart* ont généré 352 GWh d'économies d'énergie⁸⁶ et en 2001/02 ces économies ont atteint 443 GWh (ou 496 GWh à la génération).⁸⁷ Notons qu'en seulement deux années fiscales, les programmes d'efficacité énergétique d'Hydro Manitoba ont surpassé les économies d'énergie prévues par Hydro-Québec Distribution dans son PGEÉ. Pour ce dernier :

« les impacts prévus s'élèvent à 750 GWh implantés à la fin de 2006, ce qui représente 9 % des potentiels technico-économiques évalués sur une période de 5 ans»

Conclusion : Nécessité d'un engagement au développement durable plus ferme

L'engagement au développement durable que fait le PGEÉ du Distributeur ne semble pas être de la même envergure que les programmes d'autres services publics électriques, notamment ceux de BC Hydro. Même si le plan du distributeur *implique* un souci pour le développement durable, l'ampleur des programmes et le pourcentage des fonds attribués ne semblent être à la hauteur des défis à relever.

⁸⁵ MANITOBA HYDRO (2002) "Manitoba Hydro Voluntary Challenge and Registry Program: 2002 update" Action Plan, p.59

⁸⁶ MANITOBA HYDRO (2002) "Manitoba Hydro's Position: Climate Change and the Kyoto Protocol", presented at the National Stakeholder's Workshop on Climate Change, Review of economic analysis and Federal Discussion Paper, June 19, 2002.

⁸⁷ MANITOBA HYDRO (2002) "Manitoba Hydro Voluntary Challenge and Registry Program: 2002 update" Action Plan, p.42

Le peuple québécois et le Distributeur bénéficieraient d'un plan d'efficacité énergétique plus audacieux, qui impliquerait, entre autres, qu'un pourcentage plus élevé de ses ressources devrait être attribué à cet effet, surtout si le Distributeur veut se classer parmi les distributeurs d'électricité les plus réputés en termes d'efficacité énergétique. Afin d'accroître ce potentiel HQD devra augmenter le pourcentage de la base tarifaire alloué aux Plan global d'efficacité énergétique 2003-2006. À titre d'exemple citons Réjean Carrier, directeur général de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec:

« Ainsi, par exemple, l'État de l'Oregon prélèvera, à compter de 2002, 3 % des revenus des distributeurs d'énergie pour essentiellement 3 mandats : l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et l'appui aux ménages à budget modeste. Au Montana, le taux est de 2,4 %. En Norvège, une prime équivalent à 0,8 % du prix de l'électricité sert au financement de programmes d'efficacité énergétique. »⁸⁸

Il nous semble que les niveaux d'engagement que l'on peut trouver dans ces régions ne sont pas aussi prononcés ni explicites dans le PGEÉ. Même si nous appuyons tout à fait les mesures proposées par le Distributeur, nous reconnaissons le besoin de les bonifier en termes d'ampleur et de budget dans tous les secteurs.

Nous estimons que HQD devrait investir bien plus que les 0,4% de la base tarifaire qu'elle propose. Selon nous, la mise de fonds devrait être au moins 1 % du budget à court terme, et viser au moins 2% à plus long terme.

⁸⁸ ASSOCIATION DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE DU QUÉBEC (AIEQ), (2001)
« Notes pour une allocution du directeur général de l'agence de l'efficacité énergétique monsieur Réjean Carrier», 14 novembre 2001, Montréal.

ANNEXES AU CHAPITRE 3

ANNEXE 3.1
Politiques et mesures du Gouvernement de l'Allemagne
pour réduire les GES

Annex B - Background, Facts, Glossary

Appendix 1

Policies and measures to reduce greenhouse gas emissions since autumn 1998
(excerpt from the German government's climate protection program of October 18, 2000)

Nr.	Measure	Lowering of greenhouse gas emissions from 1990 to 2005	Lowering of greenhouse gas emissions from 1990 to 2010	Time of implementation
Cross-section-oriented measures				
1	ecological tax reform	10 million t CO ₂	20 million t CO ₂	current
2	voluntary commitment of German government to reduce CO ₂			
3	100 million DM a year (2001 - 2003) for development and demonstration projects in area of climate and environment sparing energy forms, in particular of fuel cells	not now quantifiable		
4	expansion of information, consulting, training and further education in cooperation with other protagonists			current
5	Environment Ministry campaign "climate protection in households and for small consumers"			current
6	establishment of a working group entitled "Emission Inventory" of the inter-ministerial working committee on "CO ₂ Reduction"			2000
Households				
4*	Energy Conservation Ordinance	4 million t		autumn 2000
5*	better implementation of the energy conservation statutes by the individual German states	not quantifiable	not quantifiable	beginning autumn 2000
6*	aid for energy conservation in existing buildings, including implementation of energy diagnoses	5 - 7 million t		January 2001
7	further development and expansion of eco bonus in support of owner-occupied housing			
8	energy consumption specifications for buildings in connection with Energy Conservation Ordinance	not quantifiable		
9	EU-wide maximum consumption standards for electricity-intensive household appliances and stand-by mode			
10	measures for electricity consumption and in particular stand-by consumption with electrical and electronic appliances in homes and offices; voluntary commitments i.e. measures to expand and make stricter the law on compulsory Watt labeling			
11	financial assistance for "green" electricity			current
12	continuation of loan programs operated by banks of federal government for at least five years			October 2000
13	campaign "Climate Protection in Households"			July 2000
14	energetic measures to ensure market acceptance of state-of-art household technology such as condensation boiler, block-type co-generation power stations, fuel cells, installation of short/long distance heating, measurement and control technology, energy efficient household appliances, communication technology, consumer electronics			

15	intensification of research, development, and demonstration efforts			
16	assistance for use of natural gas	3.1 million t CO ₂		current
Transport				
17	aviation: emission-oriented levies; better coordination of air traffic monitoring and control	1 million t		2001
18	transformation of the tax deduction for road mileage driven by car from home to workplace into a tax deduction for mileage traveled from home to workplace regardless of transport method	not quantifiable at present	not quantifiable at present	starts in January 2001
19	ecological tax reform	6 - 8 million t (reduction sum included as overall amount in field of cross-section oriented measures)		
20	promotion of low-sulfur fuels (tax preferences under petroleum tax)	2 - 5 million t ³		
21	integrated traffic and transport planning	not quantifiable	not quantifiable	
22	energy strategy for transport sector		1 - 2 million t ⁴	
23	additional budget funds for investments in the rail infrastructure totaling 6 billion DM under Investment for the Future program	not quantifiable	not quantifiable	starts in 2001
24	greater use of consumption gauges; use of low-friction oils and tires in newly registered passenger cars	3 - 5.5 million t	11 million t	
25	program to prevent traffic jams 2003 - 2007	0.5 million t	not quantifiable	
26	promotion of fuel-saving vehicles under motor vehicle tax	1 million t		
27	mileage-based highway toll for heavy trucks	5.0 million t		2003
28	updating of the 1992 Federal Transport Route Plan	not quantifiable	not quantifiable	2001
29	CO ₂ reduction in new motor vehicles; voluntary commitments by automotive industry	4.0 - 7.0 million t	10 million t ⁵	2000
30	inclusion of climate-protection interests in urban and rural zoning plans	not quantifiable	not quantifiable	2001
31	use of alternative fuels such as natural gas, hydrogen, methanol			2000 - 2010
32	telematics and fleet management systems	3 million t		
33	elimination of turnover-tax exemption for cross-border aviation	not quantifiable		long-term objective
34	research, development, and demonstration projects	not quantifiable	not quantifiable	current
35	information measures (e.g. general training in energy-saving driving habits)	5.0 million t		2000
36	implementation of the federal government's report on promotion of bicycle transport of May 23, 2000	not quantifiable	not quantifiable	
37	improvement and creation of conditions for an energy-saving mix of transport methods			
38	creation of freight transport and distribution	not quantifiable	not quantifiable	current

³ Estimate by German automotive industry: reduction figures already largely included in voluntary commitment by automotive firms.

⁴ Estimate by German automotive industry.

⁵ Estimate by German automotive industry on basis of voluntary commitments by European carmakers (ACEA) to reduce average CO₂ emissions by new cars to 140g/km by 2008. This contribution is the minimum achievable CO₂ reduction since the federal government's target is to lower average CO₂ emissions of newly registered passenger cars to 120g CO₂/km by 2010 at the latest.

	centers / avoidance of deadheading			
Industry				
39	promotion of contracting	1 million t CO ₂		
40	energy diagnoses in particular for SMEs			
41	further development of the Declaration by German Industry and Trade on Global Warming Prevention	10	10 million t CO ₂ plus 10 million t CO ₂ equivalents	autumn 2000
42	Declaration by the Central Association of the Electrical Industry on electrical applications	1.5 - 2.0 million t		
43	long-term co-generation program / introduction of a quota arrangement by mid 2001 at latest ⁶	in the order of 10 million t CO ₂	23 million t CO ₂	by mid 2001 at latest
44	offering of "green" electricity	1 - 1.5 million t CO ₂		
45	improvement of the ERP, DTA, and KfW loan programs			by end of 2000
46	activities in field of information, consulting, training and further education			
47	ordinance on energy conservation in field of industry and small consumers	up to 6 million t CO ₂		autumn 2000
48	improvement of efficiency of so-called auxiliary motors	2 million t		
Energy industry				
49	further development of the Declaration by German Industry and Trade on Global Warming Prevention	already covered above under "Industry"	already covered above under "Industry"	mid 2000
50	urging of rapid construction of additional natural-gas-fired gas-steam power plants	5 - 10 million t CO ₂	15 - 20 million t CO ₂	2000 - 2010
51	cogeneration immediate action assistance program	no additional effects/maintenance of available structures		April 2000
52	long-term co-generation program / introduction of quota arrangement by mid-2001 at latest ⁷	in the order of 10 million t CO ₂	23 million t CO ₂	by mid 2001 at latest
53	contracting and other energy services	2 million t CO ₂	5 million t CO ₂	current
54	use of fire damp in hard-coal mining			current
55	reduction of methane losses in natural gas production and transport			current
Renewable energies				
56	Renewable Energies Act, including: biomass ordinance (additional effects owing to CH ₄ reduction through sewage gas, landfill gas, biogas, and fire damp use)	10 million t; not exactly quantifiable	15 million t; not exactly quantifiable	current project; mid 2000
57	market introduction program for renewable energies	2.5 million t	6.0 million t	current
58	100,000 Roof Photovoltaics Program	0.2 million t not exactly quantifiable	0.2 million t not exactly quantifiable	current
59	improvement of information and consulting			current
60	Solar Campaign 2000			current
Waste treatment				
61	measures for waste in populated areas	15 million t CO ₂ equivalents	20 million t CO ₂ equivalent	end in 2005
Agriculture				
62	expansion of ecological cultivation			
63	care and maintenance of existing forests/forestation measures (CO ₂ absorption)	(30 million t CO ₂ fixation)	(30 million t CO ₂ fixation)	current
64	biogas in agriculture	0.7 million t	1.4 million t	

⁶ The amounts cited in these lines relate to both sectors and should therefore not be added together.

⁷ The amounts cited in these lines relate to both sectors and should therefore not be added together.

Source : Gouvernement de l'Allemagne, Ministère fédéral de l'économie et de la technologie, rapport no.: 508, 2002

Taxe écologique nationale 1999 - 2003

National Eco Tax 1999 - 2003 (Data Sheet)

Eco tax rates - overall tax rates

<<	Lowering of social security contributions	Gasoline*		Diesel*		Fuel oil		Natural gas		Electricity**	
		eco tax	Pf/l total	eco tax	Pf/l total	eco tax	Pf/l total	eco tax	Pf/kWh total	eco tax	Pf/kWh total
1999	0.8%	6	104	6	68	4	12	0.32	0.68	2.0	2.0
2000	1.1%	12	110	12	74	4	12	0.32	0.68	2.5	2.5
2001	1.5%	18	116	18	80	4	12	0.32	0.68	3.0	3.0
2002	1.8%	24	122	24	86	4	12	0.32	0.68	3.5	3.5
2003	1.9%	30	128	30	92	4	12	0.32	0.68	4.0	4.0

Special factors eco tax 2003

Area	Gasoline		Diesel		Fuel oil		Natural gas		Electricity	
	relief in %	tax rate Pf/l	relief in %	tax rate Pf/l	relief in %	tax rate Pf/l	relief in %	tax rate Pf/kWh	relief in %	tax rate Pf/kWh
goods producing industry	-	-	-	-	80	0.8	80	0.064	80	0.8
agriculture	-	-	-	-	80	0.8	80	0.064	80	0.8
electricity producers	-	-	-	-	100	0.0	100	0.000	100	0.0
rail transport	-	-	-	-	-	-	-	-	50	2.0
public transport***	50	18	50	18	-	-	-	-	50	2.0

Tax receipts in DM (millions) (Economic Ministry calculations; without value added tax)

Year	Total	Gasoline	Diesel	Fuel Oil	Natural Gas	Electricity
1999	9,504.0	1,829.0	1,414.0	1,038.0	993.4	4,229.6
2000	18,376.8	4,877.4	3,741.6	1,384.0	1,324.5	7,049.3
2001	24,081.6	7,316.1	5,597.8	1,384.0	1,324.5	8,459.2
2002	29,786.3	9,754.8	7,454.0	1,384.0	1,324.5	9,869.0
2003	35,491.1	12,193.5	9,310.2	1,384.0	1,324.5	11,278.9

Source: Gouvernement de l'Allemagne, Ministère fédéral de l'économie et de la technologie, rapport no.: 508, 2002

ANNEXE 2

Offres à BC Hydro par des Producteurs d'électricité indépendants

2002/03 Green Power Generation Qualification Statement Submissions

Project Name	Location	Technology	Developer Name
South Cranberry Creek Power Project	Revelstoke, BC	Hydroelectric	Advanced Energy Systems 1 Limited Partnership
100 Mile House Cogeneration Project	100 Mile House, BC	Biomass	Ainsworth Lumber Co. Ltd.
Rocky Creek	Dunster, BC	Hydroelectric	Albert Lorenz
Stave Lake Area IPP	Mission, BC	Hydroelectric	Alpine Power and Transmission Inc.
Anyox Hydroelectric Project	Alice Arm, BC	Hydroelectric	Anyox Hydro Electric Corp.
Tahsish River Hydroelectric Project	Woss, BC	Hydroelectric	Axiom Power Inc.
Gardner Creek Hydro Project	Nakusp, BC	Hydroelectric	Bergevin Electrical Contracting Ltd.
Boston Bar Generating Station (Seuzzy Creek Hydro)	Boston Bar, BC	Hydroelectric	Boston Bar Limited Partnership
Brilliant Expansion Project	Castlegar, BC	Hydroelectric	Brilliant Expansion Power Corporation
Eight Mile Hydro Project	Revelstoke, BC	Hydroelectric	Bruce Granstrom and Robert Smith
Lower Lillooet Green Energy Project	Tipella, BC	Hydroelectric	Cloudworks Energy LP
Mkw'alts Creek	Mount Currie, BC	Hydroelectric	Cloudworks Energy LP
Clowhom Electric (Plant 1) Ltd.	Squamish, BC	Hydroelectric	Clowhom Electric (Plant 1) Ltd.



2002/03 Green Power Generation Qualification Statement Submissions

Project Name	Location	Technology	Developer Name
Clowhom Electric (Plant 2) Ltd.	Squamish, BC	Hydroelectric	Clowhom Electric (Plant 2) Ltd.
Gabriola Wind Generation Project	Gabriola, BC	Wind	Clyde Coats In Partnership with Off The Grid Energy Systems
Forrest Kerr Run-of-River Hydroelectric Project	Stewart, BC	Hydroelectric	Coast Mountain Hydro Corp.
Log Creek Run-of-River Hydroelectric Project	Boston Bar, BC	Hydroelectric	Cogenix Power Corporation/EPCOR Power Development Corporation
Yahoo! Creek Power	Lions Bay, BC	Hydroelectric	Dick Stainsby
Great Central Lake Pumped Storage	Port Alberni, BC	Hydroelectric	Earthgen Co., Inc.
Cayoosh Creek Hydro Project	Lillooet, BC	Hydroelectric	EnerServ Inc.
Texas Hydro	Lillooet, BC	Hydroelectric	EnerServ Inc.
Enterprise Creek Power Project	Silverton, BC	Hydroelectric	Enterprise Creek Power Partnership
Enterprise Creek Hydro Project	Silverton, BC	Hydroelectric	Enterprise Power Corporation
First American Cowichan Biomass Power Plant	Duncan, BC	Biomass	First American Power Corp.
Whitewater Power	Blue River, BC	Hydroelectric	Flett Forestry Ltd.
Small Creek Hydro Project	Valemont, BC	Hydroelectric	GENEREX Hydro Inc.



2002/03 Green Power Generation Qualification Statement Submissions

Project Name	Location	Technology	Developer Name
Kookipi Creek Run-of-River Hydroelectric Project	Boston Bar, BC	Hydroelectric	Global Cogenix Ind. Corporation/EPCOR Power Development Corporation
Nanaimo Reservoir 1	Nanaimo, BC	Hydroelectric	Greater Nanaimo Water District
Bear Lake Biomass Power Project	Bear Lake, BC	Biomass	Greenbelt Renewable Energy Inc.
China Creek Small Hydroelectric Project	Port Alberni, BC	Hydroelectric	Hupacasath First Nation
Cruikshank River Hydroelectric Project	Courtenay, BC	Hydroelectric	Innergex II Inc.
Kokish River (East Fork) Hydroelectric Project	Port McNeil, BC	Hydroelectric	Innergex II Inc.
Spuzzum Creek Power Project	Boston Bar, BC	Hydroelectric	Interpac Resources Ltd.
Kitsault Hydroelectric Project	Stewart, BC	Hydroelectric	Kitsault Hydro Electric Corp.
Pierce Creek Hydroelectric Generation Project	Chilliwack, BC	Hydroelectric	Larson Farms Inc. No. 593815
Ashlu Creek Water Power Project	Squamish, BC	Hydroelectric	Ledcor Power Inc.
Sigurd Creek Water Power Project	Squamish, BC	Hydroelectric	Ledcor Power Inc.
Lytton Cogeneration Project	Lytton, BC	Biomass	Lytton Lumber Ltd.
Maxim Landfill Gas Cogeneration Project	Delta, BC	Landfill Gas Cogeneration	Maxim Power (BC) Inc.



2002/03 Green Power Generation Qualification Statement Submissions

Project Name	Location	Technology	Developer Name
Maxim/Duke Energy Waste Heat Recovery Generating Project	Savona, BC	Waste Heat	Maxim Power (BC) Inc.
SEEGen, GVRD Waste-to-Energy Facility	Burnaby, BC	Municipal Solid Waste	Montenay Inc.
Nai Kun Wind Farm	Haida Gwaii, BC	Wind	Nai Kun Wind Development Inc.
Maple Ridge Electrical Generating Project	Maple Ridge, BC	Municipal Solid Waste/Landfill Gas	NEWCO
Kokish River Hydroelectric Project	Port McNeil, BC	Hydroelectric	Northern Utilities Inc.
Port McNeil Power Project	Port McNeil, BC	Biomass	Northland Power Inc.
Tsuius Creek Hydro Project	Kingfisher, BC	Hydroelectric	Northridge Canada Energy Management Ltd.
Zero Emission Coal Bed Methane Power Generation/Greenhouse Project	Hat Creek, BC	Coal Bed Methane	OPTIM Energy Inc.
Zeballos Lake Hydroelectric Facility	Zeballos, BC	Hydroelectric	Pacific Rim Power Corp.
Piggott Creek Power Ltd.	Campbell River, BC	Hydroelectric	PacWest Hydro Partners One Inc.
Culliton Creek	Squamish, BC	Hydroelectric	Pamawed Resources Ltd.
Moxley Creek Independent Power Plant	Prince George, BC	Hydroelectric	Plenk and Associates
Berkey Creek Hydroelectric Generation Project	Hope, BC	Hydroelectric	Princeton Energy Inc.



2002/03 Green Power Generation Qualification Statement Submissions

Project Name	Location	Technology	Developer Name
Hunter Creek Hydroelectric Generation Project	Hope, BC	Hydroelectric	Princeton Energy Inc.
Quesnel Green Power Project	Australian, BC	Waste Heat	Pristine Power Inc.
Savona Green Power Project	Savona, BC	Waste Heat	Pristine Power Inc.
Bear Hydro Project	Sechelt, BC	Hydroelectric	Regional Power Inc.
Stoyoma Creek Hydro Project	Boston Bar, BC	Hydroelectric	Renaissance Power Corp.
Raffuse Creek	Squamish, BC	Hydroelectric	Rockford Technology Corp.
Ryan River Hydro Project	Pemberton, BC	Hydroelectric	Ryan River Joint Venture
Silversmith Expansion Phase 2	Sandon, BC	Hydroelectric	Silversmith Power & Light Corporation
Box Canyon Creek Hydro Project	Gibsons, BC	Hydroelectric	Sound Energy Inc.
South East Kelowna Irrigation District/Pressure Reducing Valve 1K	Kelowna, BC	Hydroelectric	South East Kelowna Irrigation District
Palmerston/Mt. Brandes Wind Farm	Holberg, BC	Wind	Stohtert Power Corp./Global Renewable Energy Partners Inc.
Cypress Creek Hydroelectric Project	Gold River, BC	Hydroelectric	Synex Energy Resources Ltd
Ucona River Hydro Power Project	Gold River, BC	Hydroelectric	Synex Energy Resources Ltd



2002/03 Green Power Generation Qualification Statement Submissions

Project Name	Location	Technology	Developer Name
Duke Transmission Waste Heat Recovery Project	Quesnel, BC	Waste Heat	Taylor NGL Limited Partnership
Kicking Horse Run-of-River Hydro	Golden, BC	Hydroelectric	Terreton Hydro Corp.
Vancouver Island Offshore Wave Power Generation Project	Ucluelet, BC	Wave	Ucluelet Wave Energy Plant
Ucona River Hydro Project	Gold River, BC	Hydroelectric	Ucona River Joint Venture
Serpentine Creek	Blue River, BC	Hydroelectric	Valisa Energy Inc.



Chapitre IV

Adoption éventuelle du CMNÉB et du CMNÉH par le Québec

Sous les auspices de Ressources Naturelles Canada et le NRC, le gouvernement canadien a créé le Code modèle national pour l'efficacité des nouveaux bâtiments Résidentiel et Commercial (CMNÉBRC) subdivisé en deux parties : le Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments (CMNÉB) et le Code modèle national de l'énergie pour les habitations (CMNÉH). L'objectif principal du CMNÉBRC est d'accroître l'efficacité énergétique en spécifiant les normes minimales requises pour la construction de nouveaux bâtiments et habitations canadiennes.

Le Québec fut la première province à adopter, en 1983, une réglementation supervisée par la Régie du bâtiment dans les édifices publics dans la nouvelle construction résidentielle et commerciale en matière d'efficacité énergétique. Depuis l'adoption de cette loi, de nouvelles normes minimales en efficacité énergétique ont été établies selon des analyses basés sur le «coût du cycle de vie» des mesures en tenant compte des coûts divers des combustibles, de la main d'œuvre et des matériaux de construction pour chaque région.

Les nouvelles normes, publiées par le Conseil national de recherche du Canada (CNRC) en 1997, ont généré le CMNÉH et le CMNÉB. Ces normes sont proposées aux fins de leur adoption par les gouvernements provinciaux et territoriaux ainsi que par les administrations municipales.

Gains potentiels de l'adoption du CMNÉH

Dans les réponses aux questions du GRAME-UDD concernant les gains unitaires énergétiques qui découlaient de l'adoption du CMNÉH, y compris le surcoût et le PRI, HQD a indiqué que l'adoption bonifiée du modèle se retrouve à l'extérieur du potentiel technico-économique bien que son impact sur le parc résidentiel a été estimé à plus de 119 GWh sur l'horizon de cinq ans.

« L'adoption du Code modèle national de l'énergie pour les habitations (CMNÉH), bien que souhaitable, n'aurait pas d'influence sur le potentiel technico-économique d'économies d'énergie puisque cette mesure se retrouve tout juste à l'extérieur du potentiel technico-économique. Toutefois, l'impact du CMNEH* sur le parc résidentiel unifamilial a été estimé à :

Tableau 1 : Impact du CMNÉH + pour les nouvelles constructions – horizon 5 ans

	Potentiel	PRI	cuee
Segment	GWh	Ans	\$/kWh
Unifamilial TAE	73.0	14	0.065
Unifamilial			
TAE+bois	46.1	14	0.098
Total	119.1	-	-

Cuee : coût unitaire énergie économisée

*CMNEH+: dans le cadre du projet, le CMNÉH a été bonifié en y ajoutant le critère d'infiltration des maisons R-2000 et inclus également un VRC obligatoire.

Le surcoût de construction a été estimé à 3 400 \$ en moyenne par résidence pour une économie d'environ 4 000 kWh/an/résidence. Comme ce potentiel se retrouve hors du potentiel technico-économique, l'adoption d'une version bonifiée du CMNÉH permettrait de bénéficier de ce potentiel par l'intermédiaire de la réglementation. » (Réponses aux questions du GRAME-UDD, HQD-3.Doc.4 p. 22 de 53)

Toutefois, dans la version bonifiée du CMNÉH, le Distributeur a également indiqué que les gains majeurs proviendraient de la réduction du taux d'infiltration d'air et de la récupération de chaleur grâce au critère d'infiltration R-2000, mais que l'isolation des murs et des toits n'occasionnerait des gains moins importants :

« En résumé, les gains de la mesure CMNÉH+ évaluée dans le cadre du projet proviennent principalement de la réduction du taux d'infiltration et du ventilateur récupérateur de chaleur. Des gains plus mineurs proviennent d'améliorations à l'isolation des murs et du toit. » (HQD-3, Doc.4 pp.22 et 23 de 53)

Le Programme R-2000, qui a pour but d'encourager la construction de maisons éconergétiques, est une mesure de rendement technique plus exigeante en matière d'efficacité énergétique qui demande une responsabilité environnementale accrue.⁸⁹

Ce critère R-2000 est basé sur la proposition du gouvernement canadien pour toutes nouvelles constructions

« Le Plan propose que les gouvernements et le secteur de la construction se fixent comme but que toutes les maisons neuves soient construites dans le respect de la norme R-2000 d'ici 2010. On pourrait y arriver par l'entremise d'interventions visant à favoriser une plus forte pénétration des pratiques et produits de construction éconergétiques dans le milieu du bâtiment ainsi que leur adoption sur ce marché. Le but serait de permettre aux provinces d'intégrer la norme R-2000 ou un niveau équivalent aux codes du bâtiment d'ici 2010 »⁹⁰

Gains potentiels dérivés de l'adoption du CMNÉB

Le CMNÉB est complémentaire au Code national du bâtiment (CNB) de 1995, donc ces deux codes doivent être utilisés conjointement puisque le CMNÉB qui pourrait être adopté par plusieurs provinces ou territoires prochainement, renvoie à des normes et règlements du CNB et ne comprend que des exigences ayant force de loi.

Cette initiative canadienne a été entreprise pour répondre à la croissance des émissions de GES dans l'atmosphère générée par la consommation de combustibles fossiles. Elle vise à optimiser la construction de nouveaux bâtiments dans un plan de développement durable pour ainsi réduire ces émissions.

⁸⁹ RESSOURCES NATURELLES CANADA, « Chapitre 3 Secteur résidentiel Consommation d'énergie et émissions de gaz à effet de serre » disponible à http://oee.nrcan.gc.ca/neud/apd/donnees_f/Parlement/Chapitre_3.cfm?Text=Y&PrintView=N

⁹⁰ GOUVERNEMENT DU CANADA (2002) « *Plan du Canada sur les changements climatiques*, ISBN : EN 56-183/2002F, p.26.

Les principales caractéristiques des nouvelles constructions qui découleraient du CMNÉB sont :

- une exploitation plus économique
- qualité de l'air supérieure
- réduction de l'infiltration du bruit et de la poussière
- possibilité d'exploiter de nouvelles technologies dans un cadre d'E.É. et de créer ainsi de nouveaux emplois.

Le CMNEB a déjà été adopté par la ville de Vancouver ainsi que par l'Ontario en 1997, et le gouvernement canadien cherche à inciter d'autres gouvernements et administrations à suivre ces exemples.

Ressources naturelles Canada a créé le Programme d'encouragement des bâtiments commerciaux conformément aux exigences minimales du CMNEB, soit l'exigence du Code qui affirme que les plans pour les nouvelles constructions doivent démontrer une efficacité énergétique qui est au moins 25% supérieure à celle des bâtiments existants.⁹¹

L'objectif du Plan d'action canadien sur les changements climatiques est non seulement que la norme « minimale » du CMNÉB soit appliquée, mais également qu'elle soit dépassée :

« Le Plan propose que tous les nouveaux immeubles commerciaux et institutionnels dépassent de 25 p.100 les exigences du CMNEB d'ici 2010. Les gouvernements et le secteur privé se concerteraient, dans le cadre de programmes comme le PEBC, pour atteindre ce but.»⁹²

L'objectif est donc un **gain total de 50 % d'ici 2010 !**

⁹¹ OFFICE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE: « Introduction au Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments » disponible à <http://www.oee.nrcan.gc.ca/francais/programs/energycode.cfn?>

⁹² GOUVERNEMENT DU CANADA (2002) « *Plan du Canada sur les changements climatiques*, p.27.

Le Programme d'encouragement pour les bâtiments commerciaux (PEBC) offre un incitatif pouvant atteindre 60 000\$ pour l'intégration de caractéristiques «éconérgetiques» fondées sur ces exigences de CMNÉB, dans la conception de nouveaux bâtiments commerciaux, institutionnels, multi-résidentiel (appartements), appartenant à une société d'État ou à niveau provincial ou municipal.⁹³

« Le Programme d'encouragement pour les bâtiments commerciaux (PEBC) de Ressources naturelles Canada offre un incitatif financier aux propriétaires qui intègrent des mesures éconérgetiques à la conception des nouveaux immeubles, à condition que leur conception dépasse d'au moins 25 p. 100 les exigences du Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments (CMNEB). Plus de 200 immeubles couvrant une surface utile de plus de un million de mètres carrés ont été jugés admissibles au programme jusqu'à maintenant. »⁹⁴

Dans le cas où le Québec adopterait les normes du CMNÉB d'ici octobre 2004, HQD a souligné dans les réponses aux questions du GRAME-UDD que cela n'aurait aucune influence sur les programmes du PGEÉ, ni sur ses gains énergétiques.

« Dans le marché de la nouvelle construction commerciale ou institutionnelle (incluant les rénovations majeures et les agrandissements), la base de référence pour le calcul des économies d'énergie repose sur le CMNÉB. Par conséquent, l'adoption au Québec du CMNÉB n'aurait aucun impact sur les programmes proposés pour les clients des marchés CI dans le PGEÉ. Également pour les bâtiments existants, l'adoption de ce Code n'aurait pas d'impact sur le programme d'Hydro-Québec Distribution et sur ses gains, puisque le calcul des gains unitaires est effectué à partir de la consommation initiale du bâtiment, corrigée pour tenir compte d'un certain niveau d'efficacité de base. » (HQD-3, doc.4 p.23 de 53)

Toutefois l'adoption de la norme C-2000 supposerait un gain de 50% en ce qui se réfère à sa performance par rapport au CMNÉB. Puisque le potentiel sont substantiels , nous proposons que ce potentiel soit examiné plus à fond par le Distributeur, pour que le surcoût et le PRI soient déterminés, en vue du fait que cette évaluation n'a pas encore eu lieu comme l'indique le Distributeur dans une réponse à GRAME-UDD:

⁹³ RESSOURCES NATURELLES CANADA (2002) « Le Programme d'encouragement pour les bâtiments commerciaux », Document No. 2735, disponible à www.infoentrepreneurs.org/rsea/français/display.cfm?

⁹⁴ GOUVERNEMENT DU CANADA (2002) *Plan du Canada sur les changements climatiques*, p.26

« Pour les marchés commercial et institutionnel, l'adoption de la norme C-2000 permettrait d'atteindre, dans la nouvelle construction, un niveau de performance de 50% supérieur à celle du CMNÉB. Toutefois, aucune étude n'a été réalisée pour évaluer le surcoût et la période de recouvrement. » (HQD-3, doc.4 p.23 de 53)

Hydro-Québec Distribution doit contribuer à préparer le marché afin que ces normes puissent être appliquées dans les plus brefs délais.

Chapitre 5

Performance de HQD dans la gestion des bâtiments et du parc de véhicules

Gestion des bâtiments

Dans son Plan d'action 2000-2002 sur les changements climatiques, le Gouvernement du Québec a pris l'engagement :

« (...) de réduire de 20 % le niveau des émissions de gaz à effet de serre en provenance des bâtiments publics pour la fin de 2008 (l'année de référence étant 1990).⁹⁵»

Hydro-Québec présente les résultats des mesures que la Société d'État a pris afin d'accroître les rendements énergétiques de ces propres bâtiments :

« La performance énergétique de 85 bâtiments administratifs de l'entreprise s'établit à 320 kWh/m², soit une amélioration de l'ordre de 25% par rapport à 1991, l'année de référence. Cette performance se maintient depuis les quatre dernières années. En 2001, Hydro-Québec a mené des activités de sensibilisation à l'efficacité énergétique auprès de ses employés travaillant dans les bâtiments situés sur l'île de Montréal. L'entreprise a également réalisé des projets de modification ou d'installation de systèmes automatisés de contrôle énergétique dans plusieurs bâtiments, par exemple, la fermeture automatique des aérothermes pendant l'ouverture des portes de garage.⁹⁶»

Hydro-Québec a donc déjà dépassé la directive gouvernementale en ce qui a trait aux objectifs d'économies d'énergie dans ses propres bâtiments. **Cela n'implique évidemment pas d'arrêter les efforts en ce sens. Nous ne trouvons toutefois pas pertinent d'astreindre l'entreprise à un objectif trop spécifique.**

Gestion du parc de véhicules

Toujours dans son Plan d'action 2000-2002 sur les changements climatiques, le Gouvernement du Québec a adopté :

⁹⁵ GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, (2000) « Plan d'action du gouvernement du Québec 2000-2002 sur les changements climatiques », p. 29.

⁹⁶ HYDRO-QUÉBEC, (2001) « En harmonie avec les gens et la nature, » Bilan de la performance environnementale et le rôle social 2001.p.11

« (...) pour objectif d'augmenter de 20 % l'efficacité énergétique et environnementale (année de référence 2000) de l'ensemble du parc automobile gouvernemental, et ce, incluant les véhicules loués à long terme. Un gain en efficacité énergétique de 20 % entraînera une réduction équivalente en émissions de gaz à effet de serre. (...) Cet objectif devra être réalisé pour la fin de 2005. ⁹⁷»
Voici comment la Société d'État décrit ses efforts actuels en matière de réduction d'émissions pour sa flotte de véhicule :

« Hydro-Québec exploite un important parc de véhicules pour assurer l'entretien des réseaux et le service à la clientèle. En 2001, l'entreprise a adopté des mesures pour améliorer la gestion et réduire l'utilisation des véhicules employés dans le cadre de ses activités :

- réduction du nombre de déplacements et des distances parcourues en optimisant l'utilisation des véhicules servant à la gestion des magasins et des matières résiduelles;
- diffusion aux employés d'une liste de moyens pouvant être utilisés.

Par ailleurs, Hydro-Québec possède un parc pilote de onze véhicules électriques. Ces véhicules sont mis à l'essai surtout pour le service à la clientèle dans la région de Montréal. ⁹⁸»

Tout en saluant les efforts d'Hydro-Québec, nous constatons que de nombreuses options ne semblent pas avoir été appliquées ou essayées. À cet égard, nous avons évalué sommairement quelques mesures appliquées ou proposées par les organisations et programmes suivants :

- le ministère de l'Environnement et de l'Eau du Québec (pour son propre parc de véhicule);
- le ministère des Transports du Québec (pour son propre parc de véhicule);
- le programme fédéral Éco-flotte ;
- le programme GES municipalités ;
- le GRAME et le CJEM.

⁹⁷ GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, (2000) *Plan d'action du gouvernement du Québec 2000-2002 sur les changements climatiques.*

⁹⁸ HYDRO-QUÉBEC, (2001) « En harmonie avec les gens et la nature, » Bilan de la performance environnementale et le rôle social 2001.p.11

Parmi les nombreuses mesures proposées, nous avons retenus les suivantes (une liste qui ne veut nullement exhaustive) :

- promotion des véhicules électriques ou hybrides (participation au programme Montréal 2000 pour les véhicules électriques) ;
- implantation de la télémétrie ;
- adoption d'une technologie de surfactant proposée par l'Agence canadienne de commercialisation et de distribution (ACCD), et
- formation des conducteurs.

Nous présentons ci-après une analyse comparative de ces options (voir le tableau 5.1). Cette analyse, qui ne prétend aucunement être exhaustive, prouve néanmoins qu'une panoplie d'options est à la portée de tout bon gestionnaire de parc de véhicules afin d'en réduire significativement la consommation de carburant et les émissions atmosphériques.

Par le fait même, elle démontre que la Régie pourrait obliger HQD à adopter un objectif à court terme de réduction de 10 % des émissions de GES de ses parcs de véhicules, tout en laissant aux gestionnaires du Distributeur toute latitude quant aux moyens utilisés pour atteindre cette cible. Ces objectifs pourraient être ultérieurement portés à 20 % afin de suivre l'exemple gouvernemental.

Tableau 5.1 Comparaison de mesures appliquées et proposées pour la réduction des émissions de GES des parcs de véhicules

Mesure	Parcs de véhicules du ministère de l'Environnement et de l'Eau	Parcs de véhicules du ministère des Transports	Programme Éco-flotte de Ressources naturelles Canada	Combinaison de mesures proposées par le programme GES municipalités	Combinaison de mesures proposées par le GRAME-CJEM (c)
Acquisition de véhicules électriques et hybrides	Oui (Projet pilote Montréal 2000)	Oui (Projet pilote Montréal 2000)	Oui (Encouragement général aux carburants de substitution)	N/D	Oui
Télémétrie	N/D (b)	N/D	N/D	Oui	Oui
Traitement des carburants essence et diesel avec un surfactant	Oui	Oui	N/D	Oui	Oui
Formation des conducteurs (a)	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

- a) La formation des conducteurs incluant la sensibilisation visant à réduire le temps où les moteurs « tournent au ralenti ».
- b) N/D indique uniquement que nous n'avions pas la confirmation que cette mesure était appliquée ou proposée au moment de rédiger ces lignes.
- c) SAUCIER, L.-J., J.-F. LEFEBVRE et Y. PICARD (2002) « Plan d'action pour le développement durable et la protection du climat », Rapport préparé pour l'Arrondissement Lachine de la Ville de Montréal, GRAME et CJEM. (Sauf la télémétrie, qui s'est rajouté après la publication de ce rapport. J.-F. Lefebvre, Comm. Pers. 29 janvier 03).

Tableau 5.2 Impacts de quelques mesures de réduction des émissions de GES pour les parcs de véhicules

Mesure	Impact sur la consommation de carburant et sur les émissions de GES	Impacts sur les autres émissions atmosphériques	Impact économique	Effet de synergie entre mesures
Acquisition de véhicules électriques et hybrides	Réduction d'environ 50 % par véhicule pour les moteurs hybrides et d'environ 85 % pour les moteurs électriques (a). Convertir 4 % d'une flotte à l'hybride et 1 % à l'électrique réduit donc les émissions totales de près de 3 %.	L'impact devrait être similaire à celui sur les GES.	Les véhicules hybrides sont rentables à long terme. L'acquisition de véhicules électriques n'est rentable que pour certains marchés de niches ou grâce à des subventions.	Les économies dues aux autres mesures peuvent contribuer à financer celle-ci.
Télémetrie (b)	Gain anticipé de 10 à 20 %.	L'impact devrait être similaire à celui sur les GES (il y a économie de carburant sans amélioration de la combustion)..	Coût d'implantation élevé. Retour sur l'investissement de 1 à 2 années. Économies annuelles de 10 % à 25 % (incluant les économies sur l'entretien).	Mesure qui génère ses propres gains, tout en permettant de mesurer ceux dus aux autres mesures.
Traitement des carburants essence et diesel au surfactant	Réduction de 8 à 10 % de la consommation de carburant et des émissions de GES de l'ensemble du parc (c).	Les gains seraient proportionnellement plus importants pour les autres polluants en raison de l'amélioration de la combustion : baisse de 13 % des émissions de NOx dans le cas d'une économie de carburant de 8 % (d).	Économie nette des coûts en carburant de 6 à 8 %. Réduction des coûts d'entretien à long terme, mais il est conseillé d'avoir un suivi lors de l'implantation.	Mesure applicable à très court terme. Les gains sont additionnels à ceux de la télémetrie et de la formation des conducteurs.
Formation des conducteurs	Le programme ÉcoFlotte prévoit des gains de 6 %. Ceux-ci pourraient être plus élevés (e).	L'impact devrait être similaire à celui sur les GES.	Mesure rentable à court terme.	L'utilisation de la télémetrie réduit l'effet d'effritement quant à cette mesure et vient en accroître l'impact.

a) En fait 82 % selon une étude de l'OCDE publiée en 1993 et 87 % selon un estimé du GRAME, dans les deux cas en considérant que l'énergie est essentiellement d'origine hydroélectrique (dans LEFEBVRE, J.-F., Y. GUÉRARD et J.-P. DRAPEAU (1995) « L'autre écologie », Éditions MultiMondes – GRAME, p. 235.

b) Communication personnelle, M. Yves Hennekens, de YHC Environnement (3 février 2003).

c) Selon le ministère de l'Environnement du Québec (Lettre de M. Sauvageau, 1999).

d) Résultat d'un test dynamométrique réalisé au laboratoire des émissions de sources mobiles d'Environnement Canada (réf.).

e) Fédération canadienne des municipalités, Conférence Collectivités viables, février 2001.

Certaines mesures entraînent un gain financier net à court terme (l'utilisation d'un surfactant) ou à moyen terme (la télémétrie), tandis que d'autres mesures doivent être considérées comme des investissements à long terme, notamment afin de créer une demande pour de nouvelles technologies moins nuisibles à l'environnement (véhicules électriques ou hybrides). Afin d'encourager l'initiative et l'innovation, **nous recommandons que l'objectif de réduction des émissions ne soit associé à aucune réduction des budgets pour la gestion des parcs de véhicules à court terme : les mesures les plus rentables pourront ainsi contribuer à financer les mesures plus coûteuses.**