



**PROJET DE RÉHABILITATION DE L'IMMEUBLE SIS AU
201 JARRY OUEST, À MONTRÉAL**

**MÉMOIRE DU GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN
MACROÉCOLOGIE
(GRAME)**

Déposé le 9 mai 2005
À la Régie de l'énergie du Québec

PAR :

ISABELLE MIME ET JEAN-FRANÇOIS LEFEBVRE

Cause R-3562-2005

GRAME-1 document 1

REMERCIEMENTS

En préambule à ce mémoire, le GRAME tient à remercier les personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Nous souhaitons particulièrement remercier, M. Pierre Boucher, M. Gilles Latour et M. Bruno Hébert pour leurs précieux renseignements, conseils et commentaires, ainsi que leur grande disponibilité.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	4
1. RESPECTER LES NORMES, MAIS QUELLES NORMES?	6
2. LES MESURES ADDITIONNELLES D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ANALYSÉES	8
3. L'ÉVALUATION DU CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU DOMESTIQUE	9
3.1 L'analyse du Distributeur	9
3.2 Quelques erreurs fondamentales	10
3.3 Évaluation d'un système solaire pour le chauffage de l'eau par HLT Énergies.....	12
4. LE POTENTIEL GÉOTHERMIQUE	16
4.1 Une PRI sur-évaluée	16
4.2 Comment intégrer la géothermie de la manière la plus rentable?.....	19
5. TOITURE VÉGÉTALE	22
CONCLUSION.....	23

INTRODUCTION

Le 29 mars 2005, Hydro-Québec Distribution (HQD) déposait à la Régie une requête pour réaliser son projet de réhabilitation de l'immeuble situé au 201, rue Jarry Ouest, à Montréal.

Nombre de bâtiments anciens dissimulent un énorme potentiel de réduction des besoins énergétiques. Ce projet qui « est avant tout un projet de pérennité » est une occasion clé pour le Distributeur de démontrer que la rénovation de son immeuble sera un modèle en terme d'efficacité énergétique, d'amélioration du confort des occupants et de réduction des coûts de gestion de l'immeuble.

Hydro-Québec Distribution affirme avoir comme principaux objectifs¹ :

- Assurer la pérennité du bâtiment pour les vingt-cinq prochaines années;
- Améliorer le rendement énergétique actuel du bâtiment;
- Remettre le bâtiment aux normes et aux codes en vigueur;
- Améliorer la qualité globale de l'environnement de travail (sécurité, qualité de l'air, confort) des employés;
- Réduire les risques d'interruption de service;
- Maintenir l'aspect du patrimoine architectural du bâtiment; et
- Maintenir l'intégrité physique actuelle des aménagements intérieurs.

Le GRAME tient à mentionner qu'il ne remet pas en question la pertinence de ces objectifs, au contraire, il soutient cette démarche.

Les travaux majeurs proposés par Hydro-Québec Distribution engendreront inévitablement des impacts sur l'environnement, mais les objectifs visés permettront d'accroître les gains au niveau de la performance environnementale et d'améliorer la productivité de l'entreprise.

¹ HQD-1, Document 1, p. 12 de 39.

Aussi, la contribution du GRAME à ce dossier va s'appuyer sur des considérations environnementales, sociales et économiques, et elle vise à bonifier le projet.

Dans un but de « maximiser » les retombées de celui-ci, le présent mémoire du GRAME porte sur des mesures possibles pour une utilisation plus efficace de l'énergie et une diminution de la consommation énergétique, laquelle s'avère un élément incontournable d'une stratégie cohérente de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

Le secteur *énergie dans les bâtiments commerciaux et institutionnels* doit contribuer de manière substantielle à la réduction des émissions de GES de 6 % en dessous des niveaux de 1990, d'ici 2008-2012. Même si les émissions de GES d'un bâtiment TAE sont quasi nulles au Québec, l'importance de l'efficacité énergétique demeure, que ce soit pour éviter l'ajout de production thermique au Québec (i.e. Bécancour) ou pour permettre la substitution de combustibles fossiles. Le GRAME a ainsi calculé qu'il faudrait 18 TWh d'hydroélectricité du Québec, de Terre-Neuve et du Manitoba pour pouvoir fermer la moitié des centrales au charbon de l'Ontario, engendrant ainsi une baisse des émissions de GES de 17 Mt.²

² Lefebvre Jean-François et Thomas Dandres (2005). « La distribution d'électricité aux grands consommateurs industriels : enjeux de développement durable. » Mémoire déposé par le GRAME à la Régie de l'énergie, dossier R-3563-2005.

1. RESPECTER LES NORMES, MAIS QUELLES NORMES?

Bien que le Code modèle national de l'énergie dans les bâtiments (CMNEB) ne soit pas officiellement adopté au Québec, il est généralement reconnu qu'un objectif visant un gain supérieur de 25 % au CMNEB est une cible normale en matière d'efficacité énergétique.

Nous sommes d'accord avec le Distributeur lorsqu'il affirme que : « Le 201 Jarry étant un bâtiment existant, certaines composantes ne peuvent être modifiées (isolation des murs par exemple) pour des raisons de rentabilité ou de faisabilité. » (HQD-3, Document 2, p. 5 de 26).

Sans être une cible obligatoire, il demeure pertinent de s'inspirer de ce code, même dans le cas d'une rénovation.

De plus, en réponse à une question du GRAME, le Distributeur souligne que : « les composantes architecturales et électromécaniques remplacées seront plus performantes que les recommandations du CMNÉB. » (HQD-3, Document 2, p. 5 de 26). Nous appuyons les efforts du Distributeur en ce sens.

Par contre, nous tenons à mentionner à la Régie que la norme ISO 14 001 à laquelle le Distributeur a adhéré « ne garantit pas une bonne performance environnementale, ni n'entend pas remplacer les exigences législatives et commerciales, mais elle vise à :

- offrir une procédure normalisée pour assurer la conformité aux exigences,
- éviter, autant que possible, que des exigences environnementales ne constituent des obstacles au commerce,
- constituer, en partie, un moyen de démonstration de diligence raisonnable en ce qui concerne les responsabilités envers l'environnement,

- encourager les employés à améliorer leur performance environnementale individuelle. »³

Tandis que le système d'évaluation globale LEED vise à améliorer la performance environnementale, énergétique et économique des bâtiments. C'est un cadre de référence en matière de développement durable. **Le GRAME recommande que le Distributeur s'inspire de ce système, au moins pour des évaluations futures.**

Finalement, et le plus important, nous allons démontrer que sur plusieurs aspects, le Distributeur manque l'occasion de se démarquer en assumant un véritable leadership en matière d'efficacité énergétique. Pire, en prenant délibérément les hypothèses les plus défavorables et les options les plus désavantageuses possibles, il discrédite plusieurs mesures qu'il est sensé promouvoir notamment dans son Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ).

³ Gouvernement du Canada (2005). « ISO 14 001 (environnemental) », Office des normes générales du Canada. Disponible à : <http://www.pwgsc.gc.ca/cgsb/prgsrv/regprg/iso/emsweb/index-f.html>

2. LES MESURES ADDITIONNELLES D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ANALYSÉES

Le Distributeur présente, dans le tableau 4.2 de sa preuve, l'évaluation réalisée pour quatre « mesures d'économies d'énergie additionnelles étudiées » :

Mesures	Coût total k\$	Gain annuel MWh/an	Économies annuelles k\$	PRI ans
Géothermie	11 707	2 523	169,0	69,3
Récupération de chaleur	429	575	38,5	11,1
Énergie solaire pour le chauffage de l'eau domestique	166	29	1,9	86,4
Isolation thermique des murs extérieurs et de la toiture	21 579	850	57,0	378,9

Note : Les économies monétaires ont été évaluées sur la base de 0,067 \$/kWh (tarif M).

HQD-1, Document 1, p. 23 de 39.

De plus, en réponse à la demande de renseignement du GRAME, le Distributeur affirme avoir étudié l'option « toit végétal » pour être arrivé à la conclusion que celle-ci aurait une période de retour sur l'investissement (PRI) de 25 875 ans! (HQD-3, Document 2, p. 24 de 26).

Les consultants engagés par le Distributeur ont clairement fait preuve de nombreux biais défavorables à plusieurs mesures étudiées. Les conséquences sont de deux ordres :

- Le rejet de certaines mesures qui devraient - si elles étaient bien configurées – avoir une PRI suffisamment raisonnable pour justifier leur implantation,
- Et – conséquence plus dramatique – en entérinant les hypothèses retenues, le Distributeur va jusqu'à discréditer des options qu'il est sensé appuyer notamment dans son PGEÉ.

Nous analyserons dans les prochaines sections quelques-unes des mesures en soulignant certains des biais contenus dans l'analyse du Distributeur, tout en tentant d'y remédier, dans la mesure de nos moyens.

3. L'ÉVALUATION DU CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU DOMESTIQUE

3.1 L'analyse du Distributeur

Hydro-Québec Distribution a évalué la possibilité d'utiliser l'énergie solaire thermique pour le chauffage de l'eau domestique du bâtiment situé au 201, Jarry Ouest, à Montréal.

Les différentes données obtenues du Distributeur sont⁴ :

- HQD compte centraliser la chauffe d'eau à quatre endroits distincts dans le bâtiment. Le coût de ces installations est de 206 180 \$.
- HQD estime que l'occupation moyenne du bâtiment est de 300 personnes avec une consommation quotidienne moyenne en eau chaude de 2 000 litres ou 6,67 litres par personne.
- HQD a évalué la ressource solaire thermique en utilisant le programme informatisé RETScreen. Les points saillants sont les suivants :
 1. Inclinaison des capteurs : **25 degrés**
 2. Volume d'eau soutiré : 2 000 litres
 3. Type de capteur : **tubes sous vide**
 4. Volume de stockage : 2 100 litres
 - 5. Nombre de capteurs suggérés : 10**
 - 6. Nombre de capteurs HQD : 20**
 7. Énergie solaire thermique généré par le système solaire : 35,26 MWh.
- HQD évalue le coût du système solaire thermique à 166 000 \$. Le prix des capteurs solaires - de type « tube sous vide » - est le suivant :

⁴ HQD-3, Document 2, pp. 11, 12, 13 et 15 de 26.

	Coût HQD	Coût moyen par capteur pour 20 capteurs
Capteurs solaires	117 910 \$	5 896 \$

3.2 Quelques erreurs fondamentales

La centralisation des systèmes de chauffage et de stockage de l'eau chaude domestique représente le point de départ d'une installation solaire thermique. La centralisation des chauffe-eau est l'approche la plus efficace pour la production d'eau chaude.

Les équipements de chauffage de l'eau chaude domestique du propriétaire du bâtiment sont habituellement centralisés aux endroits suivants :

- Dans une salle mécanique située sur le toit du bâtiment où loge normalement les treuils de levage des ascenseurs et d'autres équipements. La salle mécanique est isolée et chauffée selon les règles de l'art; ou,
- Une salle mécanique située au sous-sol ou à une étage à mi-hauteur du bâtiment.

Les capteurs solaires thermiques sont installés sur le toit du bâtiment. Les réservoirs d'eau chaude solaire et les équipements solaires connexes sont placés dans la salle mécanique du bâtiment. La salle mécanique est nécessairement conçue et assez spacieuse pour recevoir les réservoirs d'eau chaude solaire.

À Montréal, les capteurs solaires thermiques font face au sud et sont placés à un angle d'inclinaison variant entre 40 et 45 degrés et **non pas à 25 degrés** (comme mentionné dans le tableau à HQD-3, Document 2, p. 11 de 26).

Les capteurs solaires thermiques à utiliser pour le chauffage de l'eau domestique doivent être de « type plan » et **non pas** des capteurs de type « tube sous vide ». En effet, la technologie du tube sous vide est utilisée pour la production d'eau chaude de haute température.

HQD calcule au moyen du modèle énergétique RETscreen que le système de production d'énergie solaire thermique doit comprendre **10 capteurs solaires thermiques de type tube sous vide. HQD augmente certainement par soucis de « conservatisme et de prudence » non motivé le nombre de capteur requis à 20 capteurs** (HQD-3, Document 2, p. 12 de 26).

Il va sans dire que le coût du système de production solaire thermique tel qu'établi par HQD vient donc de doubler ! Le tout est une illustration de la méconnaissance de HQD :

- De la technologie solaire thermique ;
- Des paramètres de conception des systèmes solaires thermique ;
- Des logiciels de conception des systèmes ;
- Des coûts de la technologie et de l'installation.

Un exemple concret démontre une réalité tout autre que ce que ne dépeint le Distributeur. En 2002, pour le chauffage de son eau sanitaire, l'hôtel *Penticton Hostel* (en Colombie-Britannique) a fait installer un système solaire comprenant : 5 panneaux solaires vitrés sur le toit, un réservoir en acier inoxydable de 450 litres et des tuyaux de raccordement du système. Le coût total de ce système était de 10 000 \$, mais l'hôtel a bénéficié d'une subvention de 25 % du coût du système avec le Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables (PENSER), ainsi que d'un rabais de 1 000 \$ de Aquilla Networks Canada. Le système de chauffage préexistant sert d'appoint au système solaire. Dès l'utilisation du système l'hôtel a enregistré des économies de 60 % sur sa facture énergétique. La période de récupération de l'investissement a été évaluée à moins de 5 ans.⁵

⁵ Association des industries solaires du Canada (2003). « Chauffage solaire de l'eau sanitaire pour l'industrie de l'hospitalité. » Disponible à : www.cansia.ca/downloads/bulletins/NB021s.pdf

3.3 Évaluation d'un système solaire pour le chauffage de l'eau par HLT Énergies

La conception d'un système de production d'énergie solaire thermique prend en compte l'ensemble des paramètres du système, notamment :

- la courbe d'efficacité du capteur solaire thermique;
- la radiation solaire disponible pour une région donnée; et,
- le profil de consommation en eau chaude de l'utilisateur.

Le GRAME s'est appuyé sur les données de HLT Énergies, lequel a déterminé à partir du logiciel de simulation énergétique Watsun (version 13.3) et en utilisant la courbe de performance du capteur solaire thermique de type plan de HLT Énergies que le système de production d'énergie solaire thermique, relié à un système central de chauffage d'eau chaude, serait composé de **10 capteurs solaires thermiques**, afin de répondre aux besoins prévus.

Selon HQD, la consommation quotidienne d'eau chaude est de 2 000 litres, 7 jours par semaine (HQD-3, Document 2, pp. 11 et 13 de 26).

Sur une base annuelle, 42 938 kWh ou 154,62 Giga joules sont nécessaire afin de préchauffer une quantité quotidienne d'eau chaude domestique de 2 000 litres à une température de 60° C.

Le système de production d'énergie solaire thermique comblerait sur une base annuelle 59,62 % de cette charge, soit 25 598 kWh ou 92,18 Giga joules. Le réservoir solaire aurait une capacité de 1,10 m³.

Les économies d'énergie serait donc de 1 715 \$ sur une base annuelle, soit de 25 598 kWh à 6,7 ¢/kWh.

Le coût du système de production d'énergie solaire thermique tel que déterminé par HQD est de 166 000 \$ pour un système solaire comprenant 20 capteurs solaires alors qu'il n'en requiert que 10 capteurs.

Or à Montréal, les prix vérifiés des capteurs Viessman **sans accessoires** et **non installés** sont les suivants :

Type	Superficie pieds ²	Prix	Prix HQD
Vitosol 100 capteur plan	27	1 125 \$	-
Vitosol H-20 tube sous vide	21,50	2 800 \$	-
Vitosol H-30 tube sous vide	32,25	4 200 \$	5 896 \$

En conséquence, sur la **base des coûts présentés par HQD** et en remplaçant les 20 capteurs de type tube sous vide par 10 capteurs de type plan il en découle que le **coût du système solaire réellement requis serait d'au plus 59 250 \$ et cela, sans subventions**, avant réévaluation des autres coûts anticipés.

En réalité, le coût d'un tel système serait d'au plus 20 000 \$ sans subventions. La période de retour sur l'investissement serait donc de 11,8 années plutôt que 86,4 années, tel que prétexté par HQD (voir tableau 1, ci-dessous).

Tableau 1 : Coûts et PRI avec des économies d'énergie de l'ordre de 29 MWh

		Coûts (k\$)	Économies annuelles (en k\$)	PRI (années)
Estimation du Distributeur	Avant subventions	166	1,9	86,4
	Après subventions	160	1,9	84,2
Estimation du GRAME	Avant subventions	20	1,7	11,8
	Après subventions	14,6	1,7	8,6

Notes :

1. Les subventions sont obtenues à partir du programme *Appui aux initiatives – optimisation énergétique des bâtiments* du PGEÉ, du Distributeur.⁶
2. Les économies d'énergie sont de 1 715 \$ sur une base annuelle, soit de 25 598 kWh à 6,7 ¢/kWh.
3. Étant donné que Distributeur avec son PGEÉ alloue comme subvention, 21 ¢/kWh économisé (HQD-3, Document 1, p. 4 de 15), avec 25 598 kWh économisés, le montant de la subvention dans l'estimation du GRAME est de 5 375 \$.
4. Le profil de consommation en eau chaude des occupants d'un bâtiment à vocation d'affaires est faible comparativement à un immeuble multi-résidentiel. Le tout pourrait justifier une génération d'énergie de seulement 29 MWh.

Dans le système solaire évalué par Hydro-Québec, rien que les coûts correspondants aux contingences (7 900 \$) (HQD-3, Document 2, p. 15 de 26) représentent, à eux seuls, plus de la moitié du coût du système complet de HLT Énergies, avec subventions.

Avec l'estimation du GRAME, que ce soit avec ou sans subventions, le coût et la PRI du système solaire deviennent significativement abordables. Même s'il y avait quelques bouts de tuyaux à ajouter, les coûts demeureraient nettement inférieurs à l'évaluation du consultant engagé par HQD, et la PRI du projet respecterait clairement le critère d'acceptation des mesures défini par le Distributeur.

⁶ « Le programme a pour but de stimuler au moyen d'une aide financière en ¢/kWh économisé, la réalisation de travaux permettant de réduire la consommation d'électricité dans les bâtiments commerciaux et institutionnels. La performance énergétique globale du bâtiment, qui est déterminée à l'aide d'un outil de simulation, est visée par ce programme. Cette approche du bâtiment comme système intégré permet donc l'inclusion d'une multitude de mesures d'économies d'énergie adaptées à la situation propre de chaque bâtiment. Le Distributeur ne prescrit ainsi aucune mesure spécifique à ses clientèles CI dans le cadre de cette initiative.

Le programme s'adresse à tous les bâtiments commerciaux et institutionnels présentant un potentiel minimal d'économies d'électricité de 10 000 kWh/an et touche tous les usages de l'électricité. » (Hydro-Québec Distribution. Dossier R-3252-2004, pièce HQD-1, Document 1, pp. 53 et 54).

Le GRAME recommande au Distributeur de centraliser les chauffe-eau et d'appliquer une technologie solaire appropriée qui serait plus rentable à long-terme, en terme d'économies de coûts et d'énergie.

4. LE POTENTIEL GÉOTHERMIQUE

4.1 Une PRI sur-évaluée

Il se vend plus de 40 000 pompes à chaleur tous les ans en Amérique du Nord.⁷ Et d'ici 2008, le ministère des Ressources naturelles du Canada veut installer 25 000 pompes géothermiques dans les entreprises et établissements canadiens.⁸

Au vu de l'évaluation de l'installation d'un système géothermique faite par le Distributeur,⁹ tout porte à croire qu'il serait insensé d'appliquer une telle technologie aujourd'hui. Bien que l'interprétation des chiffres découlant de cette évaluation semble très logique, l'investissement de 11,7 M\$ (avec une PRI de 69,3 ans) nous paraît très élevé pour un système géothermique.

Plusieurs options auraient pu et du être envisagées, afin de trouver celles qui optimiseraient la rentabilité du système, quitte à ce qu'elles n'assument qu'une partie de la charge de chauffage et de climatisation. Notons qu'avec les résultats escomptés, mentionnés par le Distributeur, les économies d'énergie permises par ce système demeurent significatives.

⁷ Ressources naturelles Canada (2002). « Les systèmes géothermiques commerciaux : Guide de l'acheteur. »

⁸ Ressources naturelles Canada (2004). « Stratégie de développement durable, Aller de l'avant. » Disponible à : www.nrcan-rncan.gc.ca/sd-dd/pubs/strat2004/PDFs/sdd2004.pdf

⁹ Les forages verticaux (système à boucle verticale avec trous verticaux de forage) représentent l'option la moins coûteuse pour les grands bâtiments. Ils ont peu d'impacts sur l'environnement.

Tandis que les systèmes à boucle fermée horizontale sont plus économiques à installer à cause de leur coût initial bas. Mais les rendements saisonniers sont inférieurs à cause des températures souterraines plus basses et ils nécessitent une plus grande surface de terrain. Ces systèmes conviennent mieux à des petites applications (habitation, petits bâtiments commerciaux). Ressources naturelles Canada (2002). « Les systèmes géothermiques commerciaux : guide de l'acheteur »

Tableau 2 - Consommation énergétique annuelle du bâtiment

	Consommation actuelle		Consommation projetée		Consommation projetée avec un système géothermique	
	kWh	Dollars	kWh	Dollars	kWh	Dollars
Chauffage des locaux	17 344 488	1 162 081	5 109 744	342 353	1 831 856	122 734
Climatisation	399 090	26 739	277 937	18 622	166 555	11 159

Source : Tableau reconstitué à partir des données de HQD-3, Document 2, aux pages 6, 7, 19 et 20 de 26

Le tableau suivant indique des fourchettes de PRI à l'intérieur desquelles devrait se situer la rentabilité de plusieurs systèmes de géothermie. Tandis que les tableaux 4 et 5 montrent des PRI assez cohérentes (en référence aux systèmes de gaz et de mazout), pour des systèmes géothermiques appliqués à des bâtiments relativement grands. Bien que ces données concernent seulement le secteur résidentiel, elles illustrent bien la possibilité d'implanter un système géothermique à un coût raisonnable et par la même occasion des PRI très réalistes.

Tableau 3 - Comparaison des PRI de thermopompes

	Pompe géothermique à circuit ouvert		Pompe géothermique à circuit fermé		Thermopompes à air avec système d'appoint à résistances électriques	
	Rendement ordinaire	Rendement élevé	Rendement ordinaire	Rendement élevé	Rendement ordinaire	Rendement élevé
Période de retour sur l'investissement	6,9 à 7,4 ans	6,8 à 7,6 ans	13,5 à 14,1 ans	12,3 à 13,5 ans	2,9 à 4,3 ans	3,2 à 4,9 ans

Source : Tableau reproduit à partir de : Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada, 2004, EnerGuide « Le chauffage et le refroidissement à l'aide d'une thermopompe. »

Exemples appliqués relativement à un système de chauffage avec climatiseur (électrique AFUE à 100 %).

Remarques :

1- Les prix de l'électricité reposent sur les prix en vigueur en novembre 2003 dans le secteur résidentiel, tels qu'ils ont été fournis par les services publics locaux.

2- AFUE : Annual Fuel Utilization Efficiency (efficacité d'utilisation annuelle du combustible – Rendement saisonnier).

3- La période de récupération repose sur les économies sur les coûts de chauffage et le coût initial. Le coût initial des pompes géothermiques comprend le coût d'installation de l'appareil.

4- Pour déterminer tous les coûts, on a eu recours au logiciel Conseiller en CVC version 2.0, qui a été mis au point par RNCan.

5- Les coûts indiqués s'appliquent uniquement au chauffage des locaux. Les pompes géothermiques sont souvent équipées d'un désurchauffeur qui facilite le chauffage de l'eau. Un désurchauffeur peut réduire les factures annuelles de chauffage de l'eau à l'électricité de 100 \$ à 200 \$. L'ajout de ces économies à celles réalisées sur le chauffage des locaux a pour effet de raccourcir la période de récupération des frais d'installation d'une pompe géothermique.

6- Le coût de l'équipement pour l'analyse de la période de récupération repose sur des données provenant de RSMMeans et d'autres sources. Ces coûts ont été ajustés afin de refléter les coûts locaux selon les facteurs d'emplacement fournis par RSMMeans.

Tableau 4 : Période de récupération pour un système géothermique (en années) relativement à un système de référence au gaz*

	Montréal	Toronto	Vancouver
Nouvelle école primaire (3 000 m ²)	13,6	18,3	1,3
Complexe pour aînés (7 800 m ²)	7,6	10,8	1,8
Installation de haute technologie (7 000 m ²)	-	Immédiat	-
Aréna – curling-hockey (1 100 m ²)	4,8	Immédiat	-
Hôtel de taille moyenne (10 500 m ²)	5,9	9,5	6,1
Motel (2 050 m ²)	5,4	8,3	5,7
Immeuble de bureaux de banlieue (5 200 m ²)	Immédiat	Immédiat	Immédiat
Centre commercial linéaire	4,9	5,4	-

Source : Ressources naturelles Canada, 2002. « Les systèmes géothermiques commerciaux : Guide de l'acheteur, p. 11. »

* Les résultats du coût sur le cycle de vie sont basés sur les prix de 1999. À mesure que le prix des combustibles monte, les périodes de récupération raccourcissent.

Tableau 5 : Période de récupération pour un système géothermique (en années) relativement à un système de référence au mazout*

	Montréal	Toronto	Vancouver
Nouvelle école primaire (3 000 m ²)	6,6	8,5	0,8
Complexe pour aînés (7 800 m ²)	3,5	4,7	1,1
Installation de haute technologie (7 000 m ²)	-	Immédiat	-
Aréna – curling-hockey (1 100 m ²)	4,0	Immédiat	-
Hôtel de taille moyenne (10 500 m ²)	2,8	4,2	3,6
Motel (2 050 m ²)	2,7	4,0	3,5
Immeuble de bureaux de banlieue (5 200 m ²)	Immédiat	Immédiat	Immédiat
Centre commercial linéaire	2,9	3,1	-

Source : Ressources naturelles Canada, 2002. « Les systèmes géothermiques commerciaux : Guide de l'acheteur, p. 12. »

* Les résultats du coût sur le cycle de vie sont basés sur les prix de 1999. À mesure que le prix des combustibles monte, les périodes de récupération raccourcissent.

4.2 Comment intégrer la géothermie de la manière la plus rentable?

Dans une réponse à une question du GRAME, le Distributeur mentionne que l'option d'un système géothermique décentralisé, et qui ne prendrait qu'une partie de la charge, n'a pas été évaluée, et que l'étude de faisabilité nécessaire n'a pas été réalisée.¹⁰ Appliquer un système géothermique partiel est une alternative qui aurait du être considérée par le Distributeur. D'ailleurs, comme le souligne l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada, « il n'est habituellement pas conseillé de dimensionner le système géothermique de façon à répondre à tous les besoins de chaleur. L'installation géothermique est la plus rentable lorsqu'elle satisfait 60 à 70 % de la demande maximale globale.»¹¹

Aussi, il est certain que plusieurs variables vont déterminer le type de système géothermique, son installation, et ainsi les coûts s'y référant. Dans un cas de figure qui comporte plusieurs similitudes au projet actuel d'Hydro-Québec, le Distributeur a fait

¹⁰ HQD-3, Document 2, p. 20 de 26.

¹¹ Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada (2004). EnerGuide, « Le chauffage et le refroidissement à l'aide d'une thermopompe. »

installer un système de pompes géothermiques à son centre administratif, à Laval. Ce centre a trois différents usages, dont un secteur à bureaux, un atelier, un entrepôt et une zone non chauffée, pour une surface de 12 750 m². **Deux (2) pompes géothermiques y ont été placées. Le coût du système s'est élevé à 50 000 \$ et la période de retour sur l'investissement a été de 2 ans.** La demande de puissance maximale a été réduite de 1 300 kW à moins de 700 kW (pratiquement la moitié de puissance requise par un système conventionnel). Et le système géothermique a permis de ramener la consommation électrique à 1 230 000 kWh par an (en comparaison aux mêmes types de bâtiments de la région).¹² Le Distributeur aurait pu s'inspirer de ce projet pour établir une évaluation plus rentable de la géothermie, dans son projet actuel.

Comme autre exemple plus récent, le laboratoire pharmaceutique Axcan Pharma Inc. à St-Hilaire a fait installer, en 2004, un système géothermique pour son chauffage et sa climatisation, avec un système de puits et d'échangeurs de chaleur. L'ensemble du système a coûté 450 000\$, et Hydro-Québec a octroyé une subvention de 500 000 \$ à ce projet. La PRI du projet a été de moins de 60 jours!¹³

Enfin, en nous référant au projet de Gaz Métro qui visait l'acquisition du terrain et la construction de l'édifice du bureau régional et d'affaires de Québec (cause R-3534-2004), dans une réponse à une question du GRAME concernant la géothermie, le Distributeur a affirmé que : « Notre perception ainsi que nos consultations avec des firmes d'ingénieurs, nous indiquent un retour sur l'investissement pour un tel système de l'ordre de 7 à 8 ans. »¹⁴

À travers ces exemples, le Distributeur, lui-même, prouve que la géothermie est réalisable avec des coûts et des PRI beaucoup moins exagérés qu'il ne le démontre, dans son évaluation actuelle. Ce qui est également clairement confirmé, c'est la rentabilité de l'installation d'un système géothermique partiel.

¹² Centre for the Analysis and Dissemination of Demonstrated Energy Technologies (CADDET) (2001). "Geothermal heat pump system for the Hydro-Quebec Administrative Center."

¹³ Hébert Bruno, Géothermix Inc. Communication téléphonique personnelle, le 2 mai 2005.

¹⁴ Mémoire du GRAME déposé à la Régie de l'énergie. Cause R-3534-2004 (projet d'acquisition du terrain et de l'édifice du bureau régional et d'affaires de Québec de SCGM). GRAME-1, document 1, p. 5 de 6.

La Régie devrait exiger du Distributeur qu'il évalue l'option d'un ou de plusieurs petits systèmes géothermiques conçus pour obtenir la PRI la plus basse tout en ne couvrant que partiellement la charge de chauffage et de climatisation.

5. TOITURE VÉGÉTALE

De la même manière que pour la géothermie, l'évaluation d'un toit vert faite par la firme de consultants mandatées par le Distributeur discrédite cette mesure.

L'utilisation d'une toiture végétale a de nombreux avantages : réduction des frais énergétiques (réduction de la température l'été...), isolation, terrasse, amélioration de la qualité de l'air. Par exemple, une étude réalisée à Ottawa (Ontario) a montré que la présence d'un toit vert isole davantage contre la perte de chaleur que le toit conventionnel, réduisant ainsi la consommation d'énergie.¹⁵

En réponse à la question du GRAME sur la toiture végétale, le Distributeur mentionne que le coût d'investissement de l'installation serait de l'ordre de 10 350 000 \$, montant qui inclut en grande partie les coûts du renforcement de la structure du bâtiment, les économies escomptées de 5 885 kWh, avec 400 \$ par année et une PRI de 25 875 ans. (HQD-3, Doc. 2, p. 24 de 26).

Nous n'avons pas approfondi l'analyse de cette section, du fait que nous manquons d'informations sur l'étude de la toiture végétale faite par le Distributeur, de temps et de ressources.

Néanmoins, nous soulignons que : **une toiture végétale plus légère, un aménagement sur une superficie moins grande pour respecter la capacité de support de la structure du bâtiment, ou encore une toiture réfléchissante¹⁶ sont des options que le Distributeur aurait pu considérer.**

¹⁵ Gouvernement du Canada. Conseil national de recherches Canada (2002). « Un projet pour quantifier les avantages des terrasses-jardins. » Disponible à : http://irc.nrc-cnrc.gc.ca/newsletter/v7no1/rooftop_f.html

¹⁶ Francoeur Louis-Gilles (2003). « Comme rafraîchissement, un toit réfléchissant? » Le Devoir. Article disponible à : www.ledevoir.com/2003/07/04/31141.html

CONCLUSION

Au vu des différentes informations, concernant le chauffage de l'eau par l'énergie solaire et la géothermie, que nous avons collectées et mentionnées dans ce rapport, tout porte à croire que le Distributeur a procédé à des évaluations de ces mesures simplement dans le but *d'avoir fait sa part*, à savoir celle de montrer qu'il est prêt à s'engager dans l'utilisation de technologies basées sur des énergies renouvelables, mais que ces technologies sont inappropriées, à ce projet. Pourtant, les exemples cités dans ce rapport montrent que le Distributeur peut appuyer ces technologies et les intégrer à ses projets. Le GRAME souhaiterait que le Distributeur conserve cette même volonté et choisisse les options qui respectent l'excellent critère décisionnel qu'il a adopté : « Ainsi, la décision d'intégrer une mesure d'économies d'énergie au Plan directeur est basée essentiellement sur le critère d'une période de retour sur l'investissement ne dépassant pas sa durée de vie ou celle du bâtiment. » (HQD-3, Document 2, p. 3 de 26).

Nous avons démontré, dans le cas du système solaire pour le chauffage de l'eau domestique, que les consultants engagés par le Distributeur avaient sur-estimé les coûts du système et sa PRI. Le système devrait coûter environ 20 000 \$, c'est à dire 14 600 \$ avec la subvention de 5 400 \$ du PGEE. Sa PRI serait non pas de 86,4 ans, mais plutôt de 8,6 ans! Avec cette démonstration sur la rentabilité du système, le Distributeur se doit d'appliquer la mesure de chauffage de l'eau à l'énergie solaire.

La géothermie et le projet de toit végétal n'ont clairement pas été étudiés avec sérieux, en recherchant les options qui en augmentent la rentabilité.

De plus, le Distributeur a souligné que : « Les mesures de récupération de chaleur et de centralisation de l'éclairage passent le principal critère de décision d'intégrer une mesure au Plan directeur. » (HQD-3, Document 1, p. 5 de 15)

Malgré ses hypothèses de calcul largement défavorable au chauffage solaire de l'eau, le Distributeur considère néanmoins que « cette mesure représente un faible coût additionnel par rapport à l'ensemble du projet. » (HQD-3, Document 1, p. 5 de 15). Ce qui l'amène à conclure que : « Pour ces raisons, le Distributeur serait prêt à inclure ces

trois mesures à son plan directeur, si la Régie le souhaitait. » (HQD-3, Document 1, p. 5 de 15).

En résumé, les principales recommandations du GRAME sont les suivantes :

- **Que le Distributeur s’inspire du système LEED, au moins pour des évaluations futures.**
- **Que le Distributeur centralise les chauffe-eau et applique une technologie solaire appropriée qui serait plus rentable à long-terme, en terme d’économies de coûts et d’énergie.**
- **Que la Régie devrait exiger du Distributeur qu’il évalue l’option d’un ou de plusieurs petits systèmes géothermiques conçus pour obtenir la PRI la plus basse tout en ne couvrant que partiellement la charge de chauffage et de climatisation. Qu’il soit possible d’intégrer cette option si la mesure passe le critère de décision.**
- **Que la Régie demande au Distributeur d’intégrer immédiatement le système de récupération de chaleur (pour le garage), l’énergie solaire pour le chauffage de l’eau domestique et le système de centralisation de l’éclairage à son Plan directeur tout en réévaluant les coûts du système solaire.**

Déjà, avec les trois mesures exigées, la Régie aura donné son aval à un projet permettant des économies totales de 14 619,5 kWh, annuellement, lesquelles représenteront une baisse de 59,1 % de la consommation de l’édifice.

Tous pourront être fiers d’avoir contribué à ce succès.