

ÉTUDE THERMOÉCONOMIQUE D'UNE IMPLANTATION GÉOTHERMIQUE RÉSIDEN- TIELLE POUR QUATRE VILLES CANADIENNES

Mathieu **LE DÛ***^a, Yvan **DUTIL**^a, Daniel R. **ROUSSE**^a, Dominic **GROULX**^b

^a *Chaire de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e),
École de technologie supérieure, Montréal, Canada*

^b *Laboratoire d'Ingénierie Thermique Multiphasique Appliquée (LAMTE), Dalhousie University, Halifax, Canada*

RÉSUMÉ

Cette étude propose une analyse thermoéconomique de l'implantation d'un système géothermique pour combler les besoins de confort thermique dans une habitation individuelle canadienne standard d'une superficie de plancher chauffée de 130 m². Le système géothermique est utilisé pour le chauffage et la climatisation et assure le chauffage d'une portion de l'eau chaude sanitaire. Les simulations sont effectuées avec le logiciel RETScreen pour quatre grandes villes canadiennes : Halifax, Montréal, Toronto et Vancouver.

Les configurations étudiées montrent que le coût des énergies conventionnelles, variables selon les provinces canadiennes, influe fortement sur la rentabilité économique d'un projet d'installation géothermique. Le ratio entre le prix de l'énergie utilisée pour le chauffage au départ et le prix de l'électricité apparaît comme le facteur déterminant pour la rentabilité économique des systèmes. Quant à l'impact sur les émissions de gaz à effet de serre, il dépend de l'impact environnemental de la source d'énergie utilisée au départ et de l'impact environnemental du mode de production de l'électricité utilisé par le système géothermique.

Mots Clés : géothermie, pompe à chaleur, retour sur l'investissement, gaz à effet de serre

1. INTRODUCTION

Les besoins énergétiques des ménages canadiens coûtaient en 2009 environ 26,8 G\$/an. Sachant que 80 % de l'énergie est utilisée pour le chauffage de l'espace et de l'eau, l'accès à une source économique de chaleur est essentiel [1]. Ces données démontrent l'intérêt de se tourner vers des énergies plus propres et moins coûteuses. Parmi celles-ci, le potentiel géothermique canadien, au sens d'un échange avec une boucle fermée enfouie dans le sol parfois appelée géothermie basse-température (BT), est important [2].

La prise de conscience de ces avantages augmente la popularité de la géothermie BT utilisant la chaleur du sol de façon directe, c'est-à-dire autrement que pour la production d'électricité. Dans le monde, entre 2005 et

2010, la capacité totale des pompes géothermiques installées pour l'utilisation directe a augmenté de 129 %, grim pant d'un taux annuel de 18 % et portant à 35 236 MWt la capacité totale [3]. Au Canada en 2010, il est estimé qu'environ 100 000 systèmes résidentiels étaient installés [4]. La capacité moyenne des installations en opération dans le monde est comprise entre 5,5 kW pour le résidentiel à 150 kW pour les installations commerciales et institutionnelles. Au Canada, la puissance moyenne des installations résidentielles est estimée à 12 kW [3]. À partir de cette valeur, on peut évaluer que la capacité installée en 2010 était de 1200 MWt, pour une utilisation de 13 PJ/an (soit 3600 GWh/an) [3].

La diffusion de cette technologie de chauffage et de climatisation dépend cependant de sa rentabilité financière, qui est tributaire du coût des énergies

* auteur correspondant
Adresse électronique : yvan@t3e.info

conventionnelles et des incitations financières gouvernementales [5]. Il est certain que ces aspects varient selon l'implantation géographique des installations. Le coût des installations est souvent trop élevé pour le consommateur moyen, d'où la nécessité de créer des incitatifs financiers gouvernementaux [3].

Des outils tels RETScreen, un logiciel de simulation de projets en énergie propre d'Environnement Canada [6], sont conçus pour aider au travail des concepteurs et des décideurs. RETScreen permet de simuler les principales caractéristiques énergétiques et financières d'un projet. Pour le secteur résidentiel, une étude de 2010 [5], réalisée avec ce logiciel, présente une analyse comparative de différentes technologies propres qui peuvent équiper une ou plusieurs habitations pour la ville d'Halifax. Il apparaît clairement dans cette étude que la rentabilité financière d'un tel projet dépend fortement du type de technologie, de son application à grande ou petite échelle et des incitatifs financiers gouvernementaux.

L'étude présentée dans cet article propose de comparer la rentabilité financière selon la localisation géographique d'une habitation standard équipée du même système géothermique individuel [5]. Les simulations sont effectuées à l'aide de RETScreen pour quatre grandes villes du Canada : Halifax, Montréal, Vancouver et Toronto. L'article présente dans un premier temps l'habitation étudiée, le cadre géographique et les paramètres financiers nécessaires à la simulation. Ensuite, les résultats économiques et énergétiques sont présentés pour chaque cas ainsi qu'une analyse du potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

2. MÉTHODOLOGIE

2.1. Cadre de l'étude

La méthodologie utilisée se base sur une maison standard équipée d'un système géothermique individuel de production de chaleur et de froid. Les systèmes géothermiques sont constitués de pompes à chaleur alimentées à l'électricité et couplées à des échangeurs de chaleur dans le sol ainsi que dans l'habitation. La pompe à chaleur tire de la chaleur à basse température du sol durant les mois d'hiver et l'utilise pour chauffer l'habitation. Le système est réversible et permet de refroidir ce même espace durant les mois d'été. Du fait de sa popularité et de son efficacité, le système choisi dans cette étude est un système à boucle fermée verticale, qui s'adapte mieux en zone urbaine dense telle que les villes choisies, car il nécessite moins d'espace pour l'installation [7].

De plus, le modèle présenté dans cette étude est doté d'un préchauffeur d'eau domestique. Le préchauffeur s'apparente à un échangeur thermique qui utilise la boucle géothermique pour chauffer l'eau qui circule

dans une boucle reliée au réservoir d'eau chaude sanitaire. Généralement, le préchauffeur ne peut pas remplacer un réservoir d'eau chaude classique, mais s'utilise pour chauffer une portion de l'eau chaude sanitaire [7]. L'habitation considérée pour l'analyse des villes d'Halifax, Montréal, Toronto et Vancouver a une superficie de plancher chauffée de 130 m². Cette valeur est la moyenne des standards de ces quatre villes selon l'enquête sur l'utilisation de l'énergie par les ménages de 2007 [4].

2.2 Paramètres environnementaux

Les climats sont différents selon l'implantation géographique et les charges de chauffage et de refroidissement calculées par le logiciel dépendent des principales caractéristiques environnementales de chaque ville (tableau 1).

Selon les charges de chauffage et de climatisation exprimées en degrés-jours de chauffage (°C-j) et degrés-jour de refroidissement (°C-j), le logiciel détermine la capacité requise de l'installation géothermique. Étant donné le climat canadien, la capacité en chauffage est le critère de sélection dominant de la thermopompe. La base de données de RETScreen propose plusieurs modèles de pompes géothermiques. Pour ce projet la pompe VLV/VXV042*0 de Waterfurnace d'une capacité de 8 kW a été retenue comme la pompe équipant les habitations [6]. Ce modèle a volontairement été choisi identique à l'étude d'Halifax [5] pour permettre de comparer les résultats. Les caractéristiques de base du système sont les suivantes : un coefficient de performance (COP) égal à 3,1 [6], un rendement saisonnier égal à 300 % [6] et une portion d'eau domestique chauffée par le préchauffeur de 25 %.

Tableau 1 : Données environnementales [6]

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Température de l'air [°C]	6,1	6,2	9,9	8,3
Température du sol [°C]	5,2	8	6,3	7,5
Rayonnement solaire quotidien (horizontal) [kWh/m ² /j]	3,52	3,4	3,34	3,67
Degrés-jours de chauffage [°C-j]	4457	4334	2955	3738
Degrés-jours de climatisation [°C-j]	1091	763	803	1234

2.2. Paramètres financiers

Chaque ville canadienne privilégie un type de combustible pour le chauffage et le refroidissement.

Pour le chauffage, Montréal privilégie l'électricité (rendement saisonnier de 100 %), Halifax le mazout (rendement saisonnier de 85 %) alors que le gaz naturel est privilégié pour Vancouver et Toronto (rendement saisonnier de 80 %) [4]. Les rendements des systèmes à combustion correspondent approximativement à un modèle à efficacité intermédiaire [8]. En refroidissement, ces quatre villes utilisent principalement l'électricité [4].

Tableau 2 : Paramètres financiers variables

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Cas de référence en chauffage [4]	Élec.	Mazout	Gaz naturel	
Rendement saisonnier de référence [%] [4,8]	100	85	80	80
Coût de l'énergie de référence [9]	7,77 ¢/kWh	1,126 \$/L [10]	16,62 \$/GJ [11]	0,358 \$/m ³ [12]
	21,58	26,97	16,62	9,55
Cas de référence en climatisation [4]	Électricité			
Coût de l'énergie alternative [9]	7,77	15,76	9,20	15,33
	21,58	43,77	25,56	42,58

Les coûts en combustible diffèrent fortement entre les quatre villes (pour 2012-2013 incluant les taxes). En rapportant les valeurs en \$/GJ pour le chauffage, les prix sont les plus importants pour Halifax avec 27,0 \$/GJ [10], suivi de Montréal avec 21,6 \$/GJ [9], Vancouver avec 16,6 \$/GJ [11] puis enfin Toronto avec 9,55 \$/GJ [12]. En refroidissement, les coûts en électricité incluant les taxes sont les plus importants pour Halifax et Toronto (43,8 \$/GJ et 42,6 \$/GJ) et les coûts sont près deux fois moins importants pour Montréal et Vancouver (près de 21,6 \$/GJ et 25,6 \$/GJ) [9–12]. Ces valeurs amènent à penser qu'en termes de rentabilité économique, des différences sont à prévoir entre les quatre villes.

Les coûts de l'énergie sont soumis aux aléas du marché et la rentabilité d'un projet en dépend. Différents taux économiques aident à évaluer cette rentabilité, comme ceux présentés dans le tableau 3. Pour réaliser la simulation, il importe de considérer un taux d'indexation des combustibles. Il s'agit d'une prévision du taux annuel moyen d'augmentation du coût évité en énergie entre le cas de référence et le cas

proposé pendant la durée de vie du projet. Il peut ainsi s'appliquer aux coûts des combustibles un taux d'indexation différent du taux moyen général d'inflation. Selon le logiciel RETScreen [6], les compagnies d'électricité nord-américaines utilisent actuellement des taux d'indexation des combustibles à long terme variant entre 0 et 5 %, la plage de 2 à 3 % étant la plus fréquemment retenue [6]. Le taux d'indexation a donc été choisi à 2,5 % pour l'étude. L'inflation prévue en Amérique du Nord pour les 25 prochaines années est de l'ordre de 2 à 3 %. [6]. Un taux d'inflation a donc été choisi à 2,5 % et correspond au taux d'inflation moyen annuel prévu pour la durée de vie du projet.

Le taux d'actualisation (en %) est le taux utilisé pour actualiser les flux monétaires annuels futurs, afin d'obtenir leur valeur actualisée en dollars d'aujourd'hui. Le taux d'actualisation, utilisé pour atteindre la viabilité financière, est aussi appelé « Taux de Rendement Acceptable Minimum (TRAM) », « Taux Limite de Rentabilité » ou « Taux de Rendement Requis ». Le modèle utilise le taux d'actualisation pour calculer les économies annuelles sur la durée de vie du projet. Les compagnies d'électricité nord-américaines utilisent généralement des taux d'actualisation variant de 3 à 18 %, la plage de 6 à 11 % étant la plus fréquemment retenue [6]. Ce taux a été établi à 9 % dans cette étude, soit une valeur intermédiaire comprise dans les plages habituelles.

Les coûts principaux liés à l'installation du système de géothermie sont présentés dans le tableau 3 : le forage coûte 13 082 \$ et la thermopompe 3390 \$ [5,6]. À ces frais, il faut ajouter des coûts d'entretien annuel établis à 200 \$/an [13], des frais imprévus à hauteur de 10 % du montant total [6] et le remplacement de la pompe (3390 \$) au bout de la quinzième année du projet [14]. La durée de vie du projet est établie à 22 ans [15], soit la même durée que celle de l'étude pour Halifax [5].

Tableau 3: Paramètres financiers communs

Taux d'indexation des combustibles [6]	2,5
Taux d'inflation [%] [6]	2,5
Taux d'actualisation [%] [6]	9
Durée de vie du projet [an] [5, 15]	22
Coût du forage [\$] [5]	13 082
Coût de la thermopompe [\$] [5]	3 390
Frais imprévus [%] [5]	10
Coût d'entretien annuel [\$/an] [13]	200
Remplacement de la thermopompe [an] [14]	15

Pour plus de visibilité par rapport aux résultats, les coûts incitatifs des gouvernements ont été volontairement omis dans l'analyse pour extraire uniquement les coûts des énergies renouvelables et insister sur l'influence des coûts des énergies conventionnelles.

3. RÉSULTATS

3.1. Rentabilité financière

Pour les quatre villes considérées dans l'étude, les frais d'investissement d'un système géothermique sont sensiblement les mêmes. En effet, les coûts de forage, de la pompe et des imprévus sont similaires dans chaque cas. Ainsi, cette étude suppose que dès la première année, le résident devra déboursier 18 119 \$ incluant les taxes pour l'implantation du système [5, 6]. Il s'agit d'une limite inférieure pour ce type d'installation au Canada.

Le premier paramètre économique à examiner est la réduction des coûts d'énergie annuels aux prix de 2012 (tableau 4). Il est évident que c'est à Halifax que les résultats économiques seront les plus intéressants, alors qu'à Toronto, il n'y a pas d'intérêt financier.

Tableau 4 : Coûts des combustibles

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Cas de référence (chauffage) [4]	Élect	Mazout	Gaz naturel	
Coût annuel total du cas de référence [\$]	2146	3279	1889	1382
Coût annuel total de l'alternative [\$]	837	1611	855	1517
Économie annuelle [\$]	1309	1668	1034	-135

Avec RETScreen, il est possible de simuler l'évolution du flux monétaire au cours des 22 années du cycle de vie du produit. Le tableau 5 présente la synthèse de ces résultats.

Au regard des résultats exposés précédemment, il apparaît que les systèmes géothermiques résidentiels ne présentent aucun intérêt économique à Toronto et Vancouver. En effet, Toronto présente un retour sur les capitaux propres supérieurs à 22 ans et un flux monétaire à la fin du cycle de vie qui indique une perte financière considérable de -32 946 \$. À Vancouver, l'intérêt de la géothermie est très minime, car elle entraîne un gain de seulement 1964 \$ en 22 ans.

Le cas de Toronto s'explique par le rapport très défavorable entre le prix de l'électricité et celui du gaz naturel, qui absorbe quasiment tout le gain en efficacité énergétique apporté par la thermopompe. Dans le cas de Vancouver, le même phénomène se produit dans une moindre mesure, mais, en plus, le climat plus doux

diminue l'impact du gain d'efficacité sur la facture globale.

Au contraire, Halifax présente des résultats inverses. Les frais d'investissements sont remboursés en moins de 10,7 ans et les gains après 22 ans de fonctionnement s'élèvent à 20 402\$. Ce résultat confirme ceux de l'étude d'Olivier et Groulx [5]. Ce résultat s'explique par le rapport avantageux de prix du mazout par rapport à l'électricité qui est amplifiée par les gains en efficacité énergétique apportés par la thermopompe. Dans le cas de Montréal, le retour sur les capitaux propres est relativement long (13,6 ans) et les gains financiers sont de 9 773 \$. Dans ce cas, les gains en efficacité sont directs, mais le faible coût de l'électricité limite les gains financiers. Dans les deux cas, les gains finaux sont acceptables, mais ne permettent pas une marge d'erreur considérable en cas d'imprévu.

Tableau 5 : Résultats financiers

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Retour sur les capitaux propres [an]	13,6	10,7	21,4	>22
Flux monétaire après 22 ans [\$]	9 773	20 402	1 964	-32 946
Retour sur investissement pour un TRAM=9 %				
VAN [\$]	-6 503	-2 303	-9590	-23 386
TRI [%]	3,9	7,3	0,9	<0
[\$/an]	-689	-244	-1016	-2477

3.2. Critères décisionnels

Investir dans un projet comprend toujours une certaine part de risque. Il est bien souvent difficile de prévoir avec exactitude l'évolution des paramètres financiers (inflation, taux de placement...) influençant directement le flux monétaire d'un projet au cours du temps et donc sa rentabilité. Il existe des outils tenant compte des fluctuations financières, permettant d'évaluer au mieux quel est le meilleur choix possible. Tout d'abord le taux d'actualisation (TRAM) exprime en pourcentage la rentabilité minimale que les décideurs désirent. Évidemment, en fixant une rentabilité élevée les investisseurs sont moins vulnérables en cas d'imprévu. Finalement, ce pourcentage représente la valeur décisionnelle pour déterminer si le projet sera acceptable ou non sur le plan financier. Typiquement, pour un investissement dans le milieu résidentiel, le taux d'actualisation est de l'ordre 10 % [6]. C'est

pourquoi dans la simulation RETScreen un taux d'actualisation de 9 % a été choisi.

Une valeur charnière du taux d'actualisation est communément appelée le taux de rendement interne (TRI). Cette valeur est calculée à partir du coût d'investissement, des économies que celui-ci génère ainsi que des taux d'inflation et d'indexation des combustibles. Le pourcentage obtenu désigne donc le potentiel de rentabilité du projet. Tous les projets pour lesquels le TRI est supérieur ou égal au TRAM seront donc recommandables financièrement.

De plus, la valeur actualisée nette (VAN) s'exprime en dollars et permet de prévoir les surplus réalisés par rapport aux taux d'actualisation. Notons que la VAN est positive lorsque le TRI est supérieur au TRAM, et inversement. Enfin, une donnée supplémentaire a été ajoutée : les économies annuelles sur la durée de vie du projet.

Le tableau 5 ci-dessus rend compte des résultats de retour sur investissement obtenus sous RETScreen pour les quatre villes considérées. Les données présentées ci-dessus sont explicites, dans aucun cas il est économiquement viable pour l'installation d'un système géothermique. Cette situation s'explique par le niveau de rendement seuil établi plus tôt à 9 % afin de minimiser les risques. Or, dans le contexte financier actuel, il est probable qu'un propriétaire de maison individuelle puisse accepter un risque plus élevé en raison de la volatilité des marchés financiers. Dans ces conditions, le projet à Halifax présentant un TRI de 7,3 % pourrait tout à fait être acceptable du point de vue de rendement financier.

Placer cet argent ailleurs pourrait avoir permis de faire plus de bénéfices. Il s'agit pour le consommateur de déterminer si ses convictions écologiques sont suffisamment grandes vis-à-vis de l'aspect lucratif pour investir dans l'implantation d'un tel système

3.2. Impacts environnementaux

Le logiciel RETScreen permet de déterminer l'impact du projet sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) en tonnes équivalentes de CO₂ (tCO₂). Dans chaque cas, on a tenu compte de la source d'énergie utilisée dans le cas de référence et du panier énergétique servant à la production d'électricité. À Montréal, les gains sont minimes (0,2 tCO₂/an), car presque toute l'électricité est produite à partir de sources renouvelables. C'est à Toronto et Vancouver, les gains sont les plus importants (4,9 tCO₂/an et 3,3 tCO₂/an respectivement). Cela s'explique par un panier énergétique pour la production d'électricité dominé par l'hydroélectricité dans un cas et le nucléaire dans l'autre. Le cas qui peut sembler le plus étonnant est celui d'Halifax où la réduction de gaz à effet de serre n'est que de 1,4 tCO₂/an. Dans ce cas, l'électricité provient essentiellement de carburant fossile de sorte que les gains sur le système de chauffage sont

compensés par la pollution supplémentaire due à la production d'électricité.

On peut aussi se demander si une subvention visant à réduire la production de gaz à effet de serre pourrait favoriser l'adoption de la géothermie. En considérant, les résultats précédents, ce n'est qu'à Vancouver qu'une telle subvention aurait possiblement un effet.

En supposant qu'une subvention de 30 \$/tCO₂, qui est l'équivalent de la taxe carbone en vigueur en Colombie-Britannique [16], soit octroyée à l'an 1 du projet (3210 \$/an sans indexation), le flux monétaire après 22 ans s'améliore nettement (pour atteindre 5 174 \$) ainsi que le TRI (2,7 %). On observe la même situation pour la VAN et les économies annuelles (-6 380 \$ et -676 \$/an). Bien qu'il s'agisse d'une amélioration notable du point de vue économique, l'intérêt demeure tout de même faible.

Il est aussi intéressant d'examiner un scénario alternatif de l'absence de taxe sur le carbone, mais avec la présence d'une subvention à la conversion. En 2012, la taxe sur le carbone correspondait 5,70 ¢/m³ ou 1,50 \$/GJ (30 \$/tCO₂), ce qui donne un prix de gaz naturel sans taxes carbone de 15,05 \$/GJ (incluant la taxe de vente). Dans ces conditions et avec la subvention, le flux monétaire après 22 ans serait de 495 \$, le TRI de 0,3 %, la VAN de -8 229 \$ et les économies annuelles de -871 \$/an. En comparant avec les valeurs du tableau 5, on note que, globalement, les deux stratégies incitatives présentent un intérêt économique similaire. Cependant, la taxe sur le carbone est probablement plus simple à administrer et s'applique *de facto* à toutes les solutions technologiques visant à améliorer l'efficacité énergétique.

4. CONCLUSION

Dans cette étude, l'implantation d'un système géothermique pour combler les besoins de confort thermique a été analysée thermoéconomiquement en fonction de l'emplacement géographique pour quatre villes canadiennes.

L'analyse économique montre que l'implantation d'un système géothermique dans la région de Toronto et de Vancouver n'est pas recommandée puisque le retour sur l'investissement est fortement négatif ou très faible. Le cas de Montréal est sensiblement le même avec un TRI respectable de 3,9 %. Il permettrait néanmoins un retour sur l'investissement à l'intérieur de la durée de vie du projet sans toutefois offrir un rendement financier intéressant. C'est seulement dans la région d'Halifax que les résultats montrent une rentabilité intéressante avec un TRI égal à 7,3 %, quoiqu'inférieur aux objectifs typiques dans le domaine du bâtiment, demeure probablement intéressant pour un particulier. L'explication réside tout simplement dans le coût élevé

du combustible de référence, soit le mazout. Même si l'électricité est pratiquement le double du prix qu'à Montréal, le fait d'avoir un système avec un COP aux alentours de 3 permet de diminuer considérablement la facture énergétique et de récupérer les capitaux investis en 11 ans.

Le facteur déterminant pour la rentabilité des systèmes est le ratio entre le prix de l'énergie utilisée pour le chauffage au départ et l'électricité. Plus il est élevé, plus le retour sur l'investissement est important. Il faut donc garder une certaine prudence face aux résultats de cette étude, car le prix du gaz naturel est particulièrement bas en Amérique du Nord présentement. Cela rend les sources d'énergie alternatives beaucoup moins intéressantes.

Si l'objectif est de réduction des gaz à effet des serres, il n'y a qu'à Vancouver que l'intérêt environnemental pourrait faire pencher la balance face aux considérations économiques. En effet, à Toronto, le bilan économique est si mauvais qu'il existe de bien meilleures façons d'investir dans la réduction de son empreinte carbone. À Halifax, le projet est déjà suffisamment rentable pour que les considérations environnementales ne soient pas un facteur. Alors, qu'à Montréal, le combustible de référence, l'électricité, ne présente qu'une trace carbone minime. Par conséquent, les gains environnementaux sont faibles.

Dans le cas de Vancouver, une aide financière basée sur le prix du carbone pourrait amener le projet à être légèrement rentable à long terme, ce qui pourrait aider à son adoption par des propriétaires aux sensibilités écologiques. Cependant, une telle aide financière s'ajouterait à la taxe carbone actuelle. On utiliserait alors simultanément la carotte et le bâton pour convaincre le consommateur.

Si l'objectif est de guider le consommateur vers l'utilisation de systèmes géothermiques afin de minimiser son empreinte carbone, l'analyse économique montre que l'impact financier d'une taxe sur le carbone ou d'une subvention conséquente sont très similaires. En pratique, toutefois, l'utilisation d'une taxe serait plus facile à mettre en place et aurait un impact positif sur l'ensemble des solutions technologiques alternatives.

REMERCIEMENTS

Les auteurs souhaitent remercier Roxanne Marquis et Jérémy Brossard pour avoir effectué les premières études sur ce sujet dans le cadre du cours d'énergies renouvelables de l'ÉTS. Ils désirent aussi remercier les partenaires de la Chaire de recherche t3e : Ville de Lévis, Ecosystem, Ultramar, CRE-CA, SDE-Lévis et Roche ainsi que le CRSNG pour leur support financier.

RÉFÉRENCES

- [1] **RESSOURCES NATURELLES CANADA**. «Évolution de l'efficacité énergétique au Canada, de 1990 à 2009». *En ligne* : <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/statistiques/evolution11/pdf/evolution.pdf> (2012), Consulté le 18 janvier 2012.
- [2] **BIAOU, A. L. et BERNIER, M. A.** « Achieving total domestic hot water production with renewable energy ». *Building and Environment* 43(4), pp. 651–660, (2008).
- [3] **LUND, J. W., FREESTON, D. H. et al.** « Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review », *Geothermics* 40(3), pp. 159–180, (2011).
- [4] **RESSOURCES NATURELLES CANADA, écoÉNERGIE.** « Enquête sur l'utilisation de l'énergie par les ménages 2007 ». *En ligne* : <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/statistiques/euem07/pdf/euem07.pdf>, 60p., (2010), Consulté le 18 janvier 2013.
- [5] **OLIVIER, D. et GROULX, D.** « Thermo-economic assessment of end user value in home and community scale renewable energy systems ». *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 4, 023117, 18 p. (2012)
- [6] **RESSOURCES NATURELLES CANADA.** RETScreen, version 4.0. Logiciel, (2009).
- [7] **MANDS, Erich et BURKHARD, Sanner.**, « Shallow Geothermal Energy ». *Wetzlar : UBeG*, (2005).
- [8] **RESSOURCES NATURELLES CANADA**, « Résidentiel – Personnel : Comparer les coûts de chauffage annuels aux économies d'énergie des systèmes de chauffage ». *En ligne* : <http://oee.nrcan.gc.ca/residentiel/personnel/comparer-les-couts.cfm?attr=4>. (2009), Consulté le 18 janvier 2013.
- [9] **HYDRO-QUEBEC**, « Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes Nord-Américaines : Tarifs en vigueur le 1^{er} avril 2012 ». *En ligne* : http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison_prix/pdf/comp_2012_fr.pdf, 60p, (2012), Consulté le 18 janvier 2013.
- [10] **STATISTIQUES CANADA.** « Essence et mazout, prix de détail moyens selon le centre urbain (mensuel) ». *En ligne* : <http://www.statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/102/cst01/econ154c-fra.htm> (2012), Consulté le 18 janvier 2013.
- [11] **FORTIS BC**, « Natural gas : For Homes : Vancouver Island ». *En ligne* : <http://www.fortisbc.com/NaturalGas/Homes/Rates/Pages/Vancouver-Island.aspx>, (2011), Consulté le 18 janvier 2013.
- [12] **RESSOURCES NATURELLES ET FAUNE DU QUÉBEC. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO**. « Mon service public de gaz naturel : Consommateurs résidentiels ». *En ligne* : http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/Consumers/Natural%20Gas/Your%20Natural%20Gas%20Utility/Your%20Natural%20Gas%20Utility_fr (2013), Consulté le 8 janvier 2013.
- [13] Réfrigération **MORIN et CLIMCO** Réfrigération et Chauffage. Compagnies spécialisées en thermopompe.
- [14] **RESSOURCES NATURELLES ET FAUNE DU QUÉBEC.** «Thermopompe». *En ligne* : *Site de Ressources Naturelles Canada : Efficacité énergétique : Mon habitation.* <http://www.efficaciteenergetique.mrnf.gouv.qc.ca/mon-habitation/conseils-pratiques/thermopompe/>, (2008), Consulté le 18 janvier 2013.
- [15] **RESSOURCES NATURELLES CANADA.** « Ground-Source Heat Pumps (Earth-Energy Systems) ». *En ligne* : <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/residential/heating-heat-pump/7158> (2009), Consulté le 18 janvier 2013.
- [16] **PROVINCE DE LA COMLOMBIE BRITANNIQUE** « How the Carbon Tax Works » *En ligne* : <http://www.fin.gov.bc.ca/tbs/tp/climate/A4.htm> Consulté le 18 janvier 2013.