

Rapport final – Rapport de recherche R2179

# POTENTIEL GÉOTHERMIQUE DU SITE D'ACTI-CITÉ À LA PRAIRIE (RIVE-SUD DE MONTRÉAL)

ÉVALUATION TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE DES SYSTÈMES GÉOTHERMIQUES PROFONDS

Mafalda M. Miranda, [mafalda\\_alexandra.miranda@inrs.ca](mailto:mafalda_alexandra.miranda@inrs.ca)

Félix-Antoine Comeau, [felix-antoine.comeau@ete.inrs.ca](mailto:felix-antoine.comeau@ete.inrs.ca)

Jasmin Raymond, [jasmin.raymond@inrs.ca](mailto:jasmin.raymond@inrs.ca)

Christian Dupuis, [christian.dupuis@ggl.ulaval.ca](mailto:christian.dupuis@ggl.ulaval.ca)



Institut national  
de la recherche  
scientifique

© INRS, Centre - Eau Terre Environnement, 2023  
Tous droits réservés

ISBN : 978-2-89146-981-4 (version électronique)

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2023  
Dépôt légal - Bibliothèque et Archives Canada, 2023

# Sommaire exécutif

## Analyse de risques pour un réseau de chaleur géothermique au site d'Acti-Cité

	Échangeurs de chaleur profonds		Doublet géothermique		
<b>Profondeur (m)</b>	1 500	3 000	600	950	1 500
<b>Roche réservoir</b>	Covey Hill (grès)	Précambrien (gneiss)	Tr-BR-Ch (calcaires argileux)	Beekmantown (dolomies)	Covey Hill (grès)
<b>Température du réservoir géothermique (°C)</b>	37	70	22	28,5	37
<b>Énergie (GWh/an)</b>	1,47	3,88	27 (débit: 59 L/s)	27 (débit: 38 L/s)	27 (débit: 25 L/s)
<b>Nombre de puits</b>	16 - 20	6 - 8	1 puits d'injection 3 puits de production (perméabilité > 10 <sup>-13</sup> m <sup>2</sup> ; stimulation du réservoir)	1 puits d'injection 2 puits de production (perméabilité > 10 <sup>-13</sup> m <sup>2</sup> ; stimulation du réservoir)	1 puits d'injection 1 puits de production (perméabilité > à 10 <sup>-13</sup> m <sup>2</sup> ; stimulation du réservoir)
<b>Dépenses en capital (M\$)</b>	18 – 70	14 – 57	4 – 9 (stimulation du réservoir)	4 – 9 (stimulation du réservoir)	4 – 9 (stimulation du réservoir)
<b>Coût actualisé de l'énergie (\$/MWh)</b>	45 – 242	36 – 180	20 – 51	19 – 51	18 – 49 (sans programme de financement) 8 – 27 (avec programmes de financement)
<b>Probabilités que le coût actualisé de l'énergie inférieur à celui d'Hydro-Québec</b>	1,5 %	13,1%		100 % (perméabilité > 10 <sup>-13</sup> m <sup>2</sup> ; stimulation du réservoir)	
<b>Niveau de risque</b>	Faible		Élevé		
<b>Applications</b>	Chauffage et climatisation		Chauffage		

# Table des matières

Page 4 – Mise en contexte

Page 8 – Description du projet

Page 16 – Évaluation technico-économique des échangeurs de chaleur profonds

Page 22 – Évaluation technico-économique des doublets géothermiques (avec et sans stimulation du réservoir)

Page 29 – Considérations relatives à la mise en œuvre (Analyse FFOM)

Page 39 – Recommandations

Page 43 – Références

# Mise en contexte

## Mise en contexte

Des recherches récentes conduites dans le bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent ont identifié la possibilité d'une anomalie géothermique située dans le sud de la Communauté métropolitaine de Montréal, plus précisément dans les municipalités de Brossard et de La Prairie (Figure 1), et appelée anomalie de la Rive-Sud de Montréal. Dans cette zone, les données disponibles suggéraient un gradient géothermique plus élevé par rapport au reste du bassin sédimentaire.

En effet, une température de 57 °C aurait été enregistrée à 1445,7 m dans un ancien puits d'exploration pétrolière (A157) situé à Brossard. Chapelet (2022) a utilisé des corrections pour l'effet de circulation de la boue de forage et les variations de température paléoclimatique et obtient une température de fonds de puits de 64 °C.

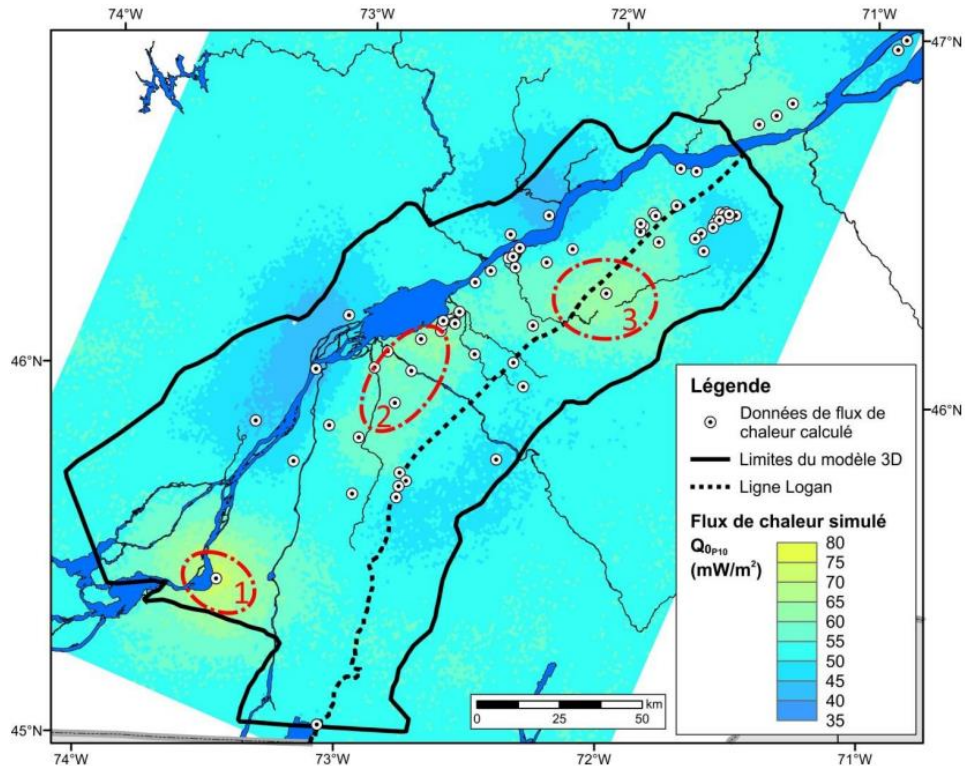


Figure 1: Distribution du flux de chaleur en surface du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent (Bédard et al., 2016, 2020). Les ellipses rouges indiquent les anomalies positives du flux de chaleur en surface. 1 – anomalie de la Rive-Sud de Montréal.

## Mise en contexte

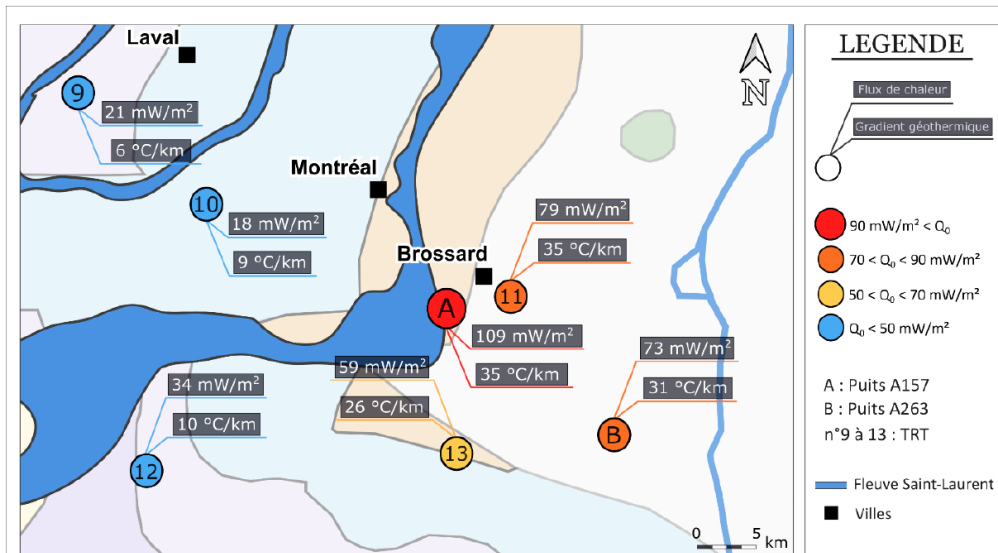


Figure 2: Flux de chaleur en surface et gradient géothermique dans le sud-ouest du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent à partir des données des tests de réponse thermique et des forages profonds (Chapelet, 2022).

Également, Chapelet (2022) a analysé les données de tests de réponse thermique effectués dans la région (Figure 2). Ces tests ont une profondeur d'environ 150 m.

Le test de réponse thermique n° 11 situé à Brossard a révélé un gradient géothermique de 35°C/km et un flux de chaleur en surface de 79 mW/m<sup>2</sup>. Le test de réponse thermique n° 13 a aussi révélé un gradient géothermique élevé, soit de 26 °C/km. Chapelet (2002) en a conclu que cela renforçait l'hypothèse de l'existence de l'anomalie de la Rive-Sud de Montréal. En effet, un autre puits situé à St-Jean-sur-Richelieu (A263; B en Figure 2), présente également un intervalle de valeurs de gradient géothermique similaire à celui du puits A157 (A en Figure 2).

## Mise en contexte

Comme la Rive-Sud de Montréal semble bénéficier d'un gradient géothermique supérieur à la moyenne régionale, les technologies de géothermie profonde pourraient être une option, dont notamment en ce qui a trait aux nouveaux développements immobiliers dans la région.

Acti-Cité à La Prairie est l'un de ces projets pouvant tirer avantage des ressources géothermiques profondes pour le chauffage.

C'est ainsi qu'un puits de 400 m de profondeur (LP#1) a été foré en octobre 2022 sur le site d'Acti-Cité afin de valider l'anomalie de la Rive-Sud de Montréal et de mieux estimer le potentiel des technologies disponibles pour l'utilisation des ressources géothermiques profondes en place (Figure 3).

Le but de ce rapport est de présenter une évaluation technico-économique de ces systèmes géothermiques dans l'optique de fournir les besoins en chauffage des futures unités résidentielles du site Acti-Cité à La Prairie. Deux technologies sont considérées pour le site Acti-Cité : 1) les échangeurs de chaleur profonds ; et 2) le doublet géothermique avec et sans stimulation du réservoir.



Figure 3: Localisation du puits LP#1.

# Description du projet

# Réservoirs géothermiques potentiels

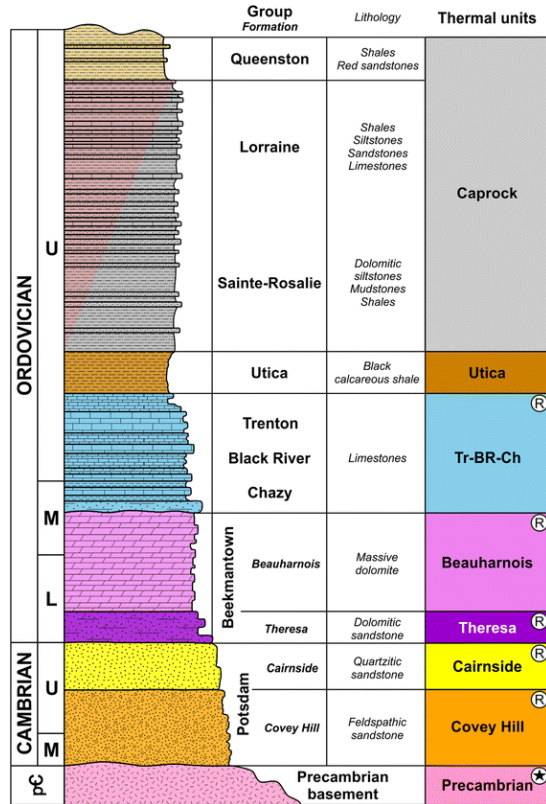


Figure 4: Colonne stratigraphique du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent (Comeau et al., 2013). R – potentiel de réservoir hydrothermal pour doublets géothermiques; étoilé – potentiel de réservoir système géothermique stimulé.

La séquence sédimentaire cambro-ordoviciennes du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent repose en discordance sur le socle précambrien de la province de Grenville, composé principalement de gneiss et de roches intrusives. Les unités sédimentaires situées au-dessus de cette discordance sont divisées en neuf unités géologiques (Figure 4; Comeau et al., 2013).

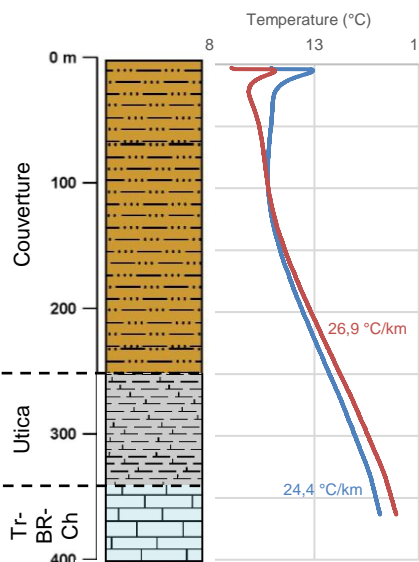
Le Groupe de Potsdam, à la base de la séquence, est composé de grès et de conglomérats et se divise en deux formations : 1) Covey Hill et 2) Cairnside. La Formation de Covey Hill est principalement composée de grès arkosique, avec localement une forte cimentation et des lits de conglomérat. La Formation de Cairnside sus-jacente est composée de grès homogène bien trié.

Le Groupe de Beekmantown, qui recouvre le Groupe de Potsdam, est constitué de grès dolomitique évoluant progressivement vers la dolomie, et se divise en deux formations : 1) Theresa, et 2) Beauharnois. La Formation de Theresa est une succession de grès dolomitique et de dolomie gréseuse. La Formation de Beauharnois est constituée de dolomie massive, de grès dolomitique et de schiste dolomitique.

Trois groupes carbonatés, Chazy, Black River et Trenton, recouvrent en discordance le Groupe de Beekmantown. Les groupes de Chazy et de Black River sont principalement composés de calcaire siliceux, tandis que le groupe de Trenton est surtout composé de calcaire argileux. Les séquences carbonatées évoluent progressivement vers les shales bitumineux et calcareux du Shale d'Utica.

Le Shale d'Utica est successivement recouvert par les groupes de Sainte-Rosalie ou Lorraine selon la localisation, et se compose de shale arénacé interlités de grès fins. Le Groupe de Queenston termine la séquence et se compose principalement de roches siliciclastiques, de schiste (gris ou rouge), de grès, de siltstone et de calcaire mineur.

# Résultats de forage et température en profondeur



Des profils de température ont été mesurés dans le puits et la température à 363,55 m est de 16 °C (Figure 5). Cela indique un gradient géothermique de 24,4 °C/km. Toutefois, les événements paléoclimatiques, dont la dernière glaciation du Quaternaire ayant pris fin il y a 10 000 ans, perturbent toujours la température en profondeur à une certaine mesure. Donc, il est important de considérer l'effet du paléoclimat et de corriger les profils de température afin de pouvoir extrapoler la température en profondeur avec une meilleure précision (Figure 5). Le gradient géothermique corrigé est ainsi de 26,9 °C/km, 10 % plus élevé que celui mesuré.

L'extrapolation de la température en profondeur est calculée à partir de la conductivité thermique des matériaux géologiques (qui varie selon la lithologie), du gradient géothermique et de l'épaisseur des matériaux géologiques.

Ce calcul suggère que la température de 40 °C peut être atteinte à une profondeur de 1,6 à 1,7 km. Cela suggère qu'un potentiel réservoir géothermique se trouverait dans la Formation Covey Hill (grès), au contact avec le socle Précambrien (Figure 6).

Toutefois, deux autres réservoirs potentiels ont été évalués en complément : un à la base des groupes de Trenton-Black River-Chazy (Tr-BR-Ch) à une profondeur d'environ 600 m et avec une température d'environ 22 °C et autre dans la Formation Beekmantown (dolomies) à une profondeur d'environ 950 m et avec une température d'environ 28,5 °C (Figure 6).

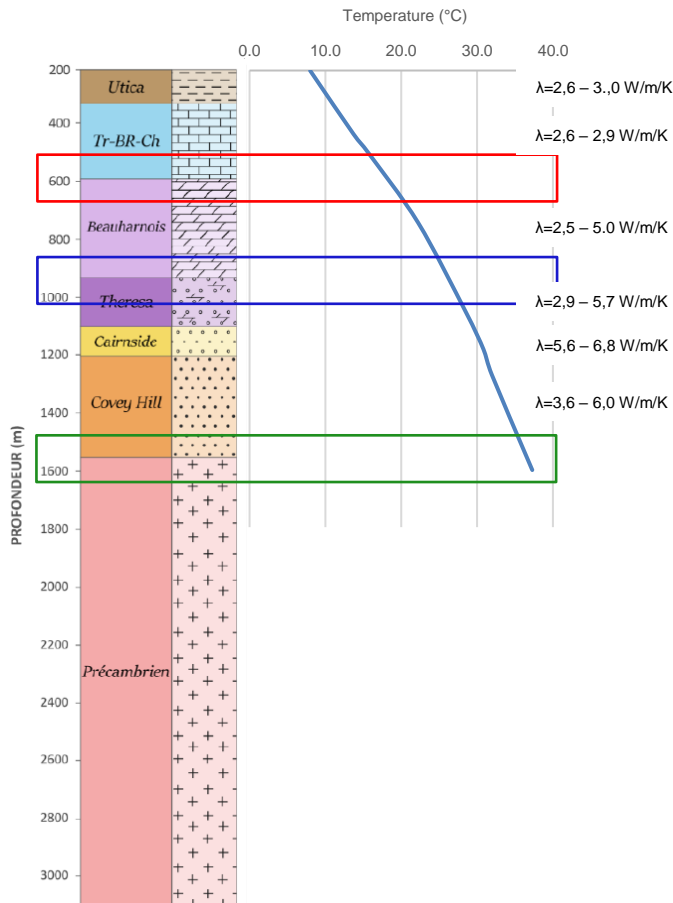


Figure 6: Colonne stratigraphique construite à partir des informations d'un puits à Brossard (Chapelet, 2022) et extrapolation de la température à partir du gradient géothermique corrigé.

# Description des systèmes géothermiques profonds

## Échangeurs de chaleur profonds

Les échangeurs de chaleur profonds (en anglais, *Deep Borehole Heat Exchanger* ou DBHE) sont généralement aménagés avec des tuyaux coaxiaux installés dans des puits profonds. Un avantage des échangeurs de chaleur profonds est la possibilité de les utiliser à la fois pour le chauffage et pour la climatisation.

Le principe des échangeurs de chaleur profonds consiste à installer un tube coaxial, généralement en polyéthylène haute densité, dans un trou de forage pour y faire circuler un fluide caloporteur plus froid que le sous-sol, soit de le faire descendre d'abord par l'espace externe du tube, puis de faire remonter le fluide caloporteur plus chaud par l'espace central du tube, formant ainsi un système en boucle fermée.

L'énergie thermique est transportée au cours de ce processus par le transfert de chaleur entre le fluide en circulation et la roche environnante. Il n'y a pas d'interaction entre le fluide en circulation et les eaux souterraines naturelles.

Un système de pompe à chaleur est généralement utilisé pour bonifier la quantité d'énergie produite par ce système géothermique.

Les échangeurs de chaleur profonds commencent à être utilisés comme une approche alternative pour utiliser l'énergie géothermique. Par exemple, ce type de système est en utilisation dans la ville de Penzlau et Aachen (Allemagne), Sucha Beskidzka (Pologne), Weissbad et Weggis (Suisse) et Hawaii (États-Unis d'Amérique).

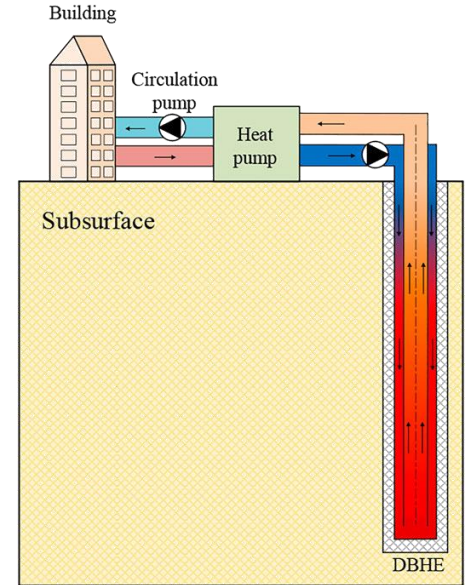


Figure 7: Diagramme schématisé d'un système de échangeurs de chaleur profonds (Cai et al., 2022).

# Description des systèmes géothermiques profonds

## Doublet géothermique

Le doublet géothermique consiste en deux puits, l'un est dédié au pompage de l'eau souterraine chaude (puits de production), l'autre à la réinjection de l'eau dans le réservoir géothermique (puits d'injection). Ces puits peuvent être verticaux, déviés ou subhorizontaux.

Un point important lors de la conception des puits est de les espacer dans le réservoir géothermique de sorte que l'eau plus froide réinjectée ne vienne pas perturber le puits de pompage. Cela permet la recharge thermique du réservoir et assure ainsi une gestion durable de la ressource.

Les avantages de doublets géothermiques sont :

1. Couvrir des besoins de chauffage, et d'eau chaude sanitaire, à l'échelle d'un quartier (réseau de chaleur) ;
2. Faible emprise au sol des forages, après travaux. Installations adaptées aux milieux urbains.

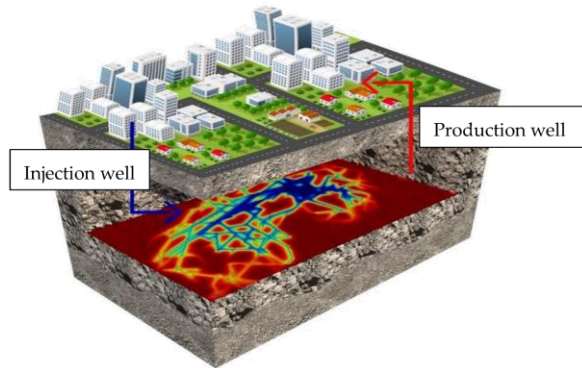


Figure 8: Diagramme schématique de doublet géothermique (Mahmoodpour et al., 2022).

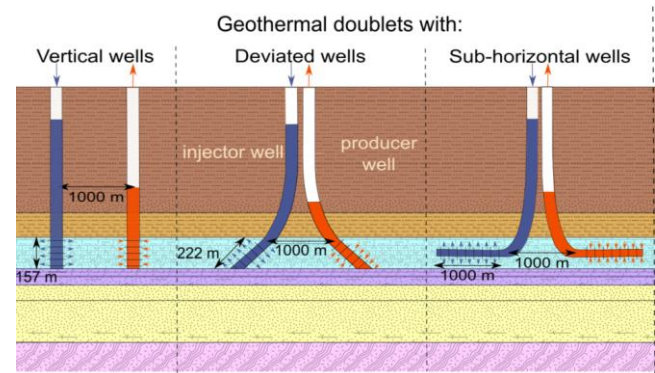


Figure 9: Diagramme schématique de doublet géothermique (non publié).

# Description des systèmes géothermiques profonds

## Doublet géothermique avec stimulation du réservoir (Systèmes géothermiques stimulés/ouvragés)

Dans le cas qui précède, la perméabilité du réservoir géothermique est suffisante pour extraire la ressource. Toutefois, si le réservoir a une faible perméabilité, des techniques de stimulation hydraulique sont alors nécessaires pour augmenter sa perméabilité et extraire la ressource géothermique selon les besoins énergétiques.

L'idée est d'injecter de l'eau froide sous pression par le puits d'injection à la profondeur ciblée pour ouvrir les fractures déjà existantes. Cela permet donc d'augmenter la perméabilité des fractures et leur connectivité. Ensuite, le puits de pompage est installé de façon à intercepter le réseau des fractures créé. Ainsi, il est possible d'injecter de l'eau froide dans le puits d'injection pour la faire circuler dans le réseau de fractures pour se réchauffer au contact de la roche. Cette eau réchauffée peut ensuite être pompée vers la surface par le puits de pompage.

Toutefois, la stimulation hydraulique du réservoir peut engendrer des événements de micro-sismicité. Bien qu'elle soit un outil important de gestion des réservoirs, la sismicité induite peut être perçue comme un problème dans les communautés aux environs. Ces événements de micro-sismicité ont une magnitude très faible et ne sont généralement pas perceptibles par l'humain. Cependant, dans les zones densément habitées, comme la Rive-Sud de Montréal, il est important de bien comprendre le risque de sismicité induite pour bien aborder les enjeux d'acceptabilité sociale.

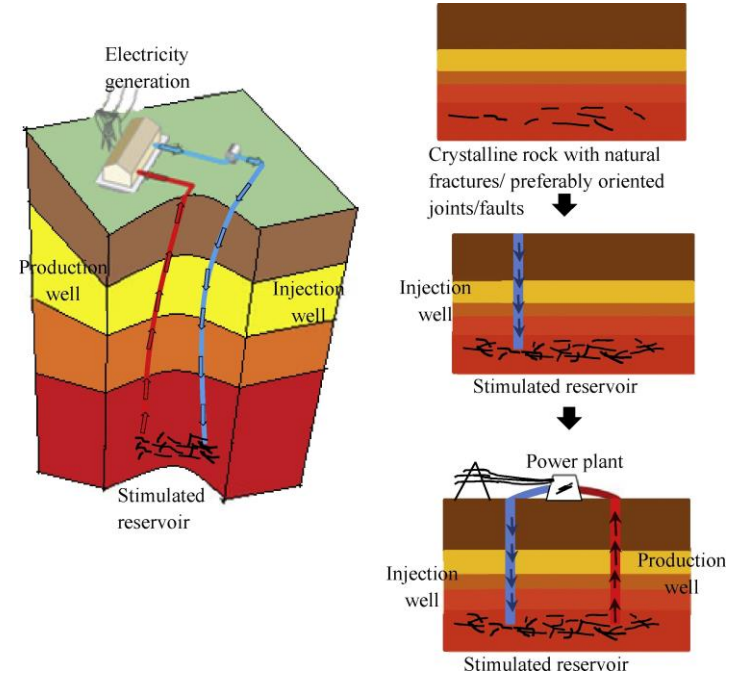


Figure 10: Diagramme schématique d'un système géothermique stimulé (Kumari et Ranjith, 2019).

## Consommation moyenne annuelle en chauffage d'habitations types

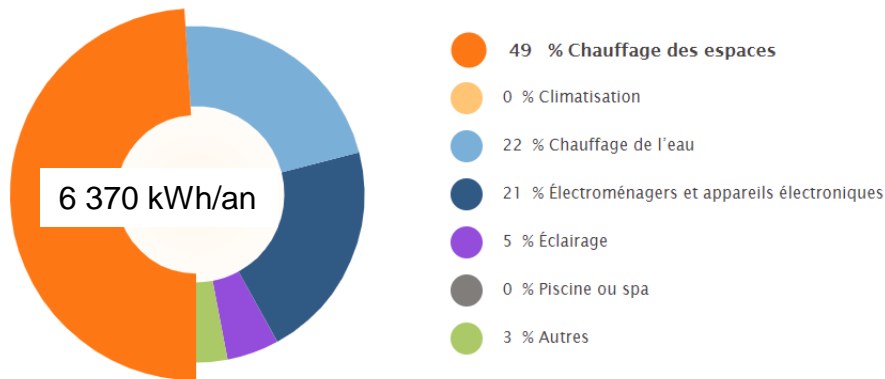


Figure 11: Répartition de la consommation moyenne d'électricité par usage d'une habitation dans un plex ou un immeuble à logements multiples sans climatisation (Hydro-Québec, 2023).

En revanche, une maison unifamiliale a une consommation moyenne d'électricité de 22 000 kWh (sans piscine/spa et sans climatisation), dont 57 % sont utilisés pour le chauffage des espaces (Figure 12). Cela indique que le besoin annuel moyen est d'environ 12 540 kWh par ménage.

Selon les données d'Hydro-Québec (Hydro-Québec, 2023), une habitation dans un immeuble à logements multiples a une consommation moyenne d'électricité d'environ 13 000 kWh (sans climatisation), dont 49 % est utilisé pour le chauffage des espaces (Figure 11). Cela indique que les besoins annuels moyens en chauffage seraient d'environ 6 370 kWh par ménage.

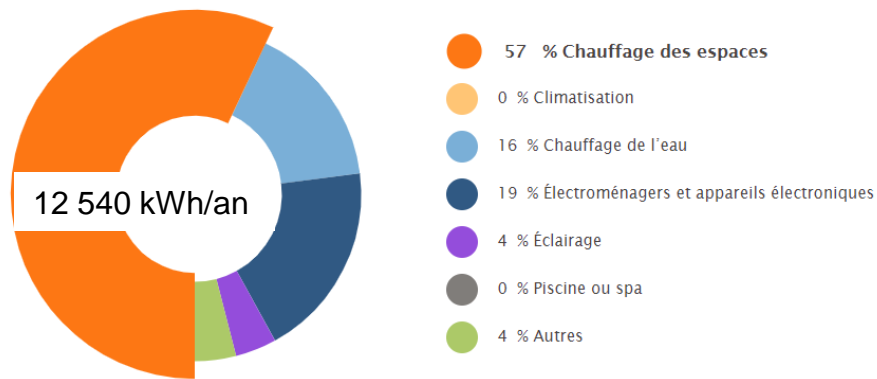


Figure 12: Répartition de la consommation moyenne d'électricité par usage d'une maison individuelle sans piscine ou spa et sans système de climatisation (Hydro-Québec, 2023).

# Besoins annuels en chauffage

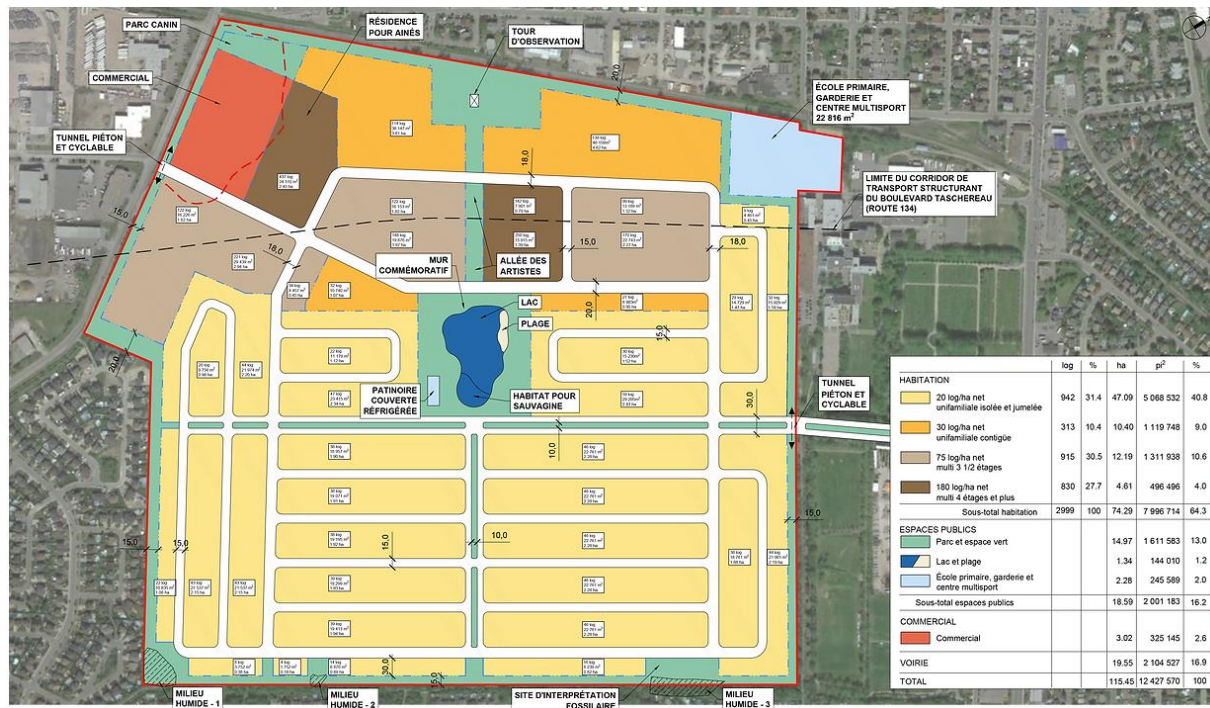


Figure 14: Représentation schématique du site d'Acti-Cité (Acti-Cité, 2021).

Estimation des besoins en chauffage pour le site Acti-Cité (Acti-Cité, 2021) :

- 1 255 logements seraient de type unifamilial. Selon les données d'Hydro-Québec (Hydro-Québec, 2023), leur consommation de chauffage peut être environ 12,5 MWh/an chacun.
- 1 745 logements seraient des immeubles à étages. Selon les données d'Hydro-Québec (Hydro-Québec, 2023), leur consommation de chauffage est d'environ de 6,4 MWh/an chacun.

Cela indique que le site Acti-Cité pourrait avoir un besoin annuel moyen de chauffage de 27 GWh.

# Évaluation technico-économique des échangeurs de chaleur profonds

# Potentiel technique

## Configuration

La configuration suivante est proposée pour les échangeurs de chaleur profonds pour le site d'Acti-Cité à La Prairie (Tableau 1).

Tableau 1: Dimensions proposées pour le trou de forage, le tube extérieur et le tuyau intérieur (Gascuel et al., 2022).

Diamètre du puits (mm)	Tube extérieur				Tuyau intérieur			
	Matériel	Conductivité thermique (W/m/K)	Diamètre extérieur (mm)	Diamètre intérieur (mm)	Matériel	Conductivité thermique (W/m/K)	Diamètre extérieur (mm)	Diamètre intérieur (mm)
223	Acier	54	219	203	PEHD	0.4	114	96

## Énergie nette

Selon les modèles numériques développés par Gascuel et al. (2022) pour la région de Bécancour, un contexte géologique similaire à celui du site d'Acti-Cité, un échangeur de chaleur de 1 500 m de profondeur avec un tube coaxial en polyéthylène haute densité couplé à une pompe à chaleur pourrait fournir 1 470 MWh d'énergie thermique par an, nécessitant un débit optimal de 7 L/s. En revanche, un échangeur de chaleur de 3 000 m de profondeur pourrait fournir 3 880 MWh d'énergie thermique par an, avec un débit optimal de 8 L/s.

Cela suggère qu'un seul échangeur de chaleur de 1 500 m de profondeur pourrait fournir les besoins en chauffage de 230 logements multiétage, ou bien 118 logements unifamiliaux. Cependant, un échangeur de chaleur de 3 000 m de profondeur peut fournir les besoins en chauffage de 606 logements multiétage, ou 310 logements unifamiliaux.

Cela signifie que pour répondre aux besoins de chauffage du site Acti-Cité, un total de 18 échangeurs de chaleur de 1 500 m, ou un total de 7 échangeurs de chaleur de 3 000 m, seraient nécessaires.

# Potentiel économique

## Dépenses en capital et frais de fonctionnement

Les dépenses en capital des échangeurs de chaleur profonds ont été calculé à partir de l'équation suivante :

$$CAPEX = (C_t \times n \times L) + C_{pc} + F + C_{PAC} \quad (2)$$

ou  $C_t$  (\$/m) est coût total d'un forage équipé par mètre foré,  $n$  (-) est le nombre des forages,  $L$  (m) est la profondeur du forage,  $C_{pc}$  (\$) est le coût de la pompe de circulation,  $F$  (\$) est le coût du fluide caloporteur et  $C_{PAC}$  (\$) est le coût de la de la pompe a chaleur.

Le coût total d'un forage équipé par mètre foré ( $C_t$ ) comprend le coût de forage par mètre ( $C_f$ ; \$/m), le coût du tuyau extérieur ( $C_{te}$ ; \$/m) et le coût du tuyau intérieur ( $C_{ti}$ ; \$/m):

$$C_t = C_f + C_{te} + C_{ti} \quad (3)$$

Les frais de fonctionnement ont été calculé comme (Badenes et al., 2020) :

$$OPEX = c_{PAC} \times h \times c_e + c_{pc} \times h \times c_e \quad (4)$$

ou  $c_{PAC}$  (kW) est la consommation électrique horaire de la pompe a chaleur,  $h$  (heures) est le nombre d'heures de fonctionnement par an,  $c_e$  (\$/kWh) est le coût d'électricité et  $c_{pc}$  (kW) est la consommation électrique horaire de la pompe de circulation.

Les coûts de chaque paramètre dans ces équations sont incertains, et donc une analyse de sensibilité basée sur la méthode de Monte Carlo a été effectuée (Tableau 2 et 3).

# Potentiel économique

## Dépenses en capital

Tableau 2: Estimation des coûts pour les différents composants (Gascuel et al., 2022).

Article	Description	Valeurs attribués		
		Min	Moy	Max
Forage	Forage de 219 mm avec cimentation partielle	585 \$/m	950 \$/m	2 200 \$/m
Tube extérieur en acier	219 mm	108 \$/m	142 \$/m	225 \$/m
Tube intérieur	PEHD	9,20 \$/m	14,45 \$/m	26,25 \$/m
Pompe de circulation	Puissance de 5 – 15 kW	10 000 \$	15 000 \$	20 000 \$
	Puissance 15 – 30 kW	15 000 \$	35 000 \$	55 000 \$
Fluide caloporteur	Propylène glycol 20 %	18 640 \$	79 220 \$	139 800 \$
Système de pompe à chaleur	Appliqué à la puissance thermique produite par échangeur de chaleur profond	90 142 \$	106 050 \$	480 067 \$
		162 928 \$	191 680 \$	1 190 086 \$

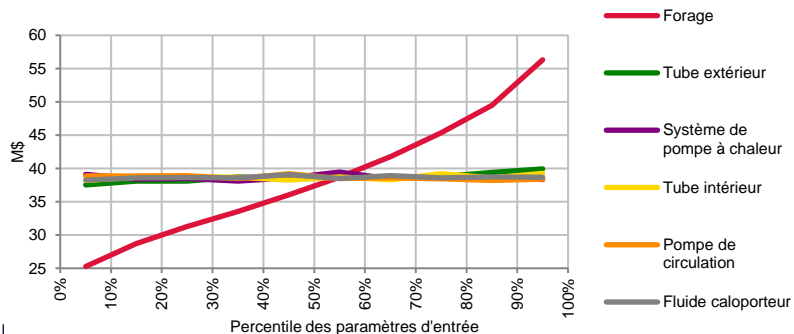


Figure 17: L'analyse de sensibilité suggère que le coût du forage est le paramètre les plus influent sur les dépenses en capital des échangeurs de chaleur profonds. Les autres paramètres ont un impact négligeable sur les dépenses en capital. Si le coût du forage est proche de sa valeur minimale supposée, c'est-à-dire 585 \$/m, les dépenses en capital sont réduites à leur valeur minimale.

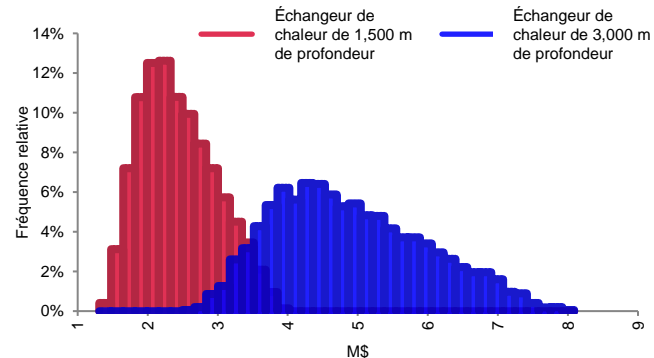


Figure 15: Dépenses en capital d'un échangeur de chaleur profond.

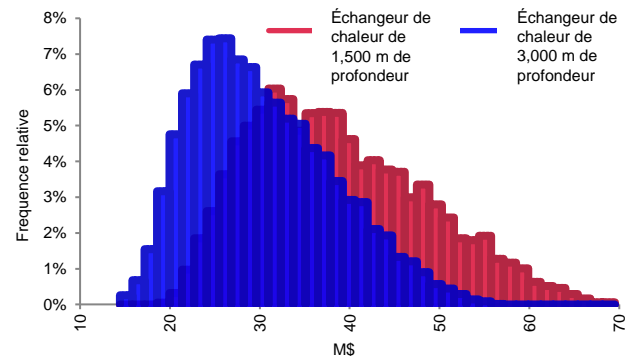


Figure 16: Dépenses en capital de la totalité des échangeurs de chaleur profonds pour répondre aux besoins du site d'Acti-Cité.

# Potentiel économique

## Frais de fonctionnement

Tableau 3: Estimation des coûts pour les différents composants (Gascuel et al., 2022).

Article	Description	Valeurs attribués
Pompe à chaleur	Consommation électrique horaire	460 kW 1 141 kW
Pompe de circulation	Consommation électrique horaire	104 kW 311 kW
	Frais d'accès au réseau	42,238 \$/jour
Coût d'électricité Tarif D Hydro-Quebec	1re tranche	6,319 ¢/kWh
	2e tranche	9,749 ¢/kWh

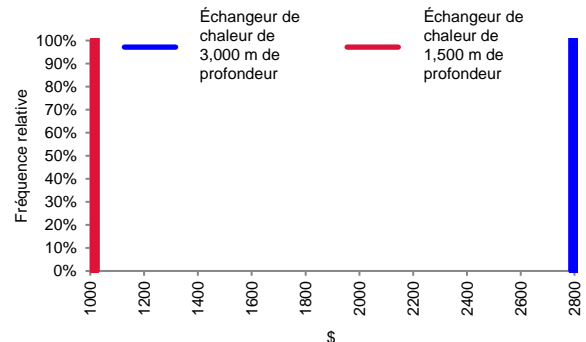


Figure 18: Frais de fonctionnement d'un échangeur de chaleur profond.

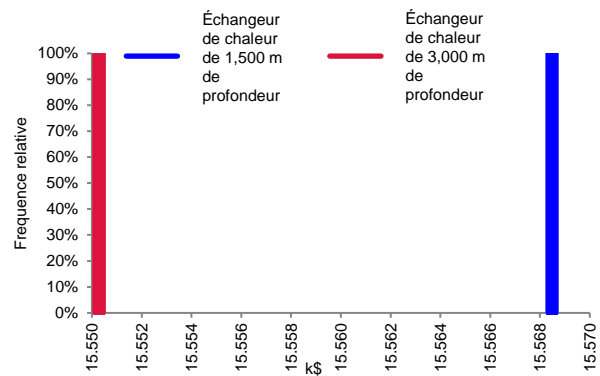


Figure 19: Frais de fonctionnement de la totalité des échangeurs de chaleur profonds pour répondre aux besoins du site d'Acti-Cité.

# Potentiel économique

## Coût actualisé de l'énergie

Le coût actualisé de l'énergie des échangeurs de chaleur profonds a été calculé à partir de l'équation suivante :

$$LCOE = \frac{OPEX + \frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} CAPEX}{E}$$

ou  $i$  (%) est le taux d'intérêt imputé,  $t$  (années) est la durée de vie du projet et  $E$  (MWh) est l'énergie produite annuellement.

Ces paramètres sont aussi incertains, et donc une analyse de sensibilité basée sur la méthode de Monte Carlo a été effectuée (Tableau 4).

Le coût actualisé de l'énergie est d'environ 40 \$/MWh à 246 \$/MWh. La probabilité que ce coût soit inférieur à celui du prix de vente minimal de l'électricité par d'Hydro-Québec, soit 63 \$/MWh, est de 1,3 % pour les échangeurs de 1 500 m de profondeur et de 13,1 % pour les échangeurs de 3 000 m de profondeur.

Tableau 4: Estimation des coûts pour les différents composants (Gascuel et al., 2022).

Article	Valeurs attribués		
	Min	Moy	Max
Frais de fonctionnement		15,6 k\$	
(5) Dépenses en capital	20 M\$ 16 M\$	39 M\$ 30 M\$	65 M\$ 51 M\$
Taux d'intérêt imputé	5 %		9 %
Durée de vie du projet	20 ans	30 ans	50 ans
Énergie produite annuellement		1 470 MWh/échangeur de chaleur 1,500 m profondeur 3 880 MWh/échangeur de chaleur 3,000 m profondeur	

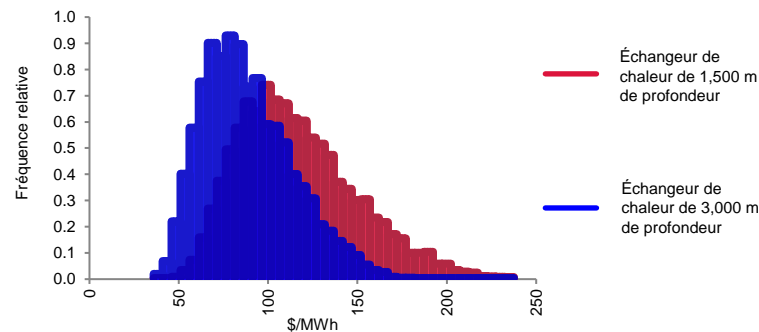
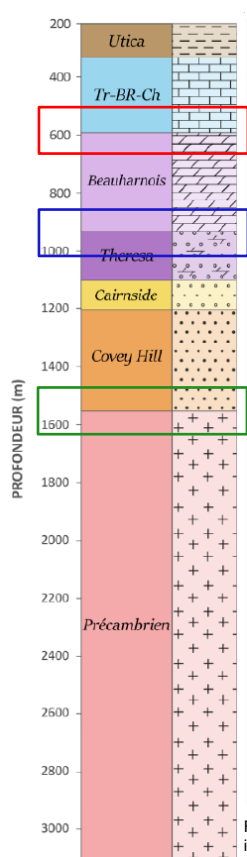


Figure 20: Coût actualisé de l'énergie des échangeurs de chaleur profonds.

# Évaluation technico-économique des doublets géothermiques (avec et sans stimulation du réservoir)

# Potentiel technique

## Débit et énergie nette



Comme mentionné précédemment, trois réservoirs potentiels à différentes profondeurs et températures ont été étudiés (Figure 21). Le débit permettant d'extraire une énergie suffisante pour répondre aux besoins de chauffage du site Acti-Cité, soit 26 GWh/an, a été estimé comme suit :

$$Q = \frac{E}{\rho c_{\text{eau}} \times (T_{\text{réservoir}} - T_{\text{re-injection}})} \quad (6)$$

où  $Q$  ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) est le débit,  $E$  (W) est l'énergie,  $\rho c_{\text{eau}}$  ( $\text{J}/\text{m}^3/\text{K}$ ) est la capacité thermique volumétrique de l'eau et  $T$  ( $^{\circ}\text{C}$ ) est la température. La capacité thermique volumétrique de l'eau a été supposée comme  $4,2 \times 10^6 \text{ J}/\text{m}^3/\text{K}$ .

Tableau 5: Estimation du débit.

Parametre	Valeurs attribués
Energie	26 GWh
Capacité volumétrique de l'eau	$4,2 \times 10^6 \text{ J}/\text{m}^3/\text{K}$ .
Température de réinjection	10 °C
Température du réservoir	21 - 23 °C (Tr-BR-Ch) 27 - 30 °C (Beekhantown) 36 - 41 °C (Covey Hill)

En raison de la faible différence de température entre la température du réservoir dans le Trenton et la température de réinjection, la production d'énergie à partir de ce réservoir nécessite des débits plus élevés que, par exemple, la production d'énergie à partir du réservoir de Covey Hill, 54 à 64 L/s contre 23 à 27 L/s, respectivement (Figure 22).

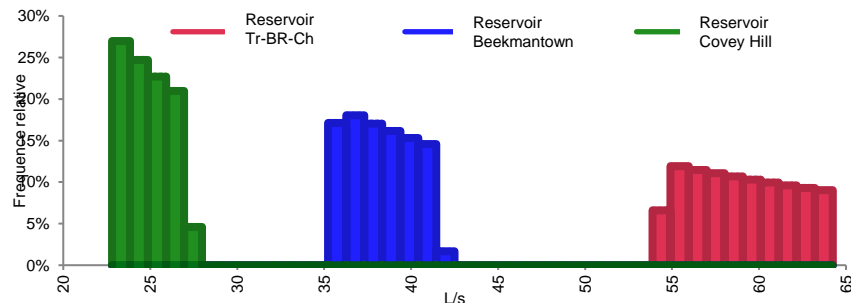


Figure 22: Débits nécessaires pour extraire la ressource géothermique pour répondre aux besoins du site d'Acti-Cité.

Figure 21: Colonne stratigraphique construite à partir des informations d'un puits à Brossard (Chapelet, 2022).

# Potentiel technique

## Débit et énergie nette

Selon les modèles numériques développés par Gascuel (communication personnelle), le débit du doublet géothermique à puits verticaux peut varier de 0,5 L/s à 22 L/s. Par contre, les puits déviés peuvent produire des débits de 0,7 L/s à 28 L/s. Les puits subhorizontaux présentent les meilleurs débits d'opération, avec des valeurs allant de 3 L/s à 80 L/s. Cette gamme de valeurs dépend de la perméabilité du sous-sol, qui n'est pas encore connue (Tableau 6).

Tableau 6: Estimation du débit en fonction de la perméabilité et configuration du puits (Gascuel, communication personnelle).

Configuration du puits	Débit	Perméabilité de la sous-surface (m <sup>2</sup> )		
		10 <sup>-15</sup>	10 <sup>-14</sup>	10 <sup>-13</sup>
Verticaux		0,5 L/s	3,1 L/s	21,8 L/s
Déviés		0,7 L/s	4,3 L/s	27,7 L/s
Subhorizontaux		2,6 L/s	13,5 L/s	80,2 L/s

Les doublets géothermiques ne sont techniquement viables que si la perméabilité du réservoir est supérieure à 10<sup>-13</sup> m<sup>2</sup>. Si la perméabilité est inférieure à cette valeur, des techniques de stimulation hydraulique devraient être nécessaires pour atteindre une perméabilité suffisante du réservoir.

Cela permet de calculer le nombre de puits de production nécessaires pour extraire la ressource géothermique en fonction de la perméabilité de la subsurface, du réservoir et de la configuration des puits (Tableau 7).

Tableau 7: Estimation du nombre des puits de production nécessaires.

Configuration du puits	Réservoir	Nombre des puits de production	Perméabilité de la sous-surface (m <sup>2</sup> )		
			10 <sup>-15</sup>	10 <sup>-14</sup>	10 <sup>-13</sup>
Verticaux	Tr-BR-Ch		118	19	3
	Beekmantown		76	12	2
	Covey Hill		50	8	1
Déviés	Tr-BR-Ch		84	14	2
	Beekmantown		54	9	1
	Covey Hill		36	6	1
Subhorizontaux	Tr-BR-Ch		23	4	1
	Beekmantown		15	3	1
	Covey Hill		10	2	1

# Potentiel économique

## Dépenses en capital et frais de fonctionnement

Les dépenses en capital des doublets géothermiques a été calculé a partir de l'équation suivante :

$$CAPEX = (C_t \times n \times L) \quad (7)$$

ou  $C_t$  (\$/m) est coût total d'un forage équipé par mètre foré,  $n$  (-) est le nombre des forages et  $L$  (m) est la profondeur du forage.

Si la stimulation hydraulique est nécessaire, les dépenses en capital des doublets géothermiques sont calculés avec :

$$CAPEX = (C_t \times n \times L) + (C_{stimulation} \times n) \quad (8)$$

ou  $C_{stimulation}$  (\$) est le coût de la stimulation par puits.

Le coût total d'un forage équipé par mètre foré ( $C_t$ ) comprend le coût de forage par mètre ( $C_f$ ; \$/m) et le coût du tuyau extérieur ( $C_{te}$ ; \$/m) :

$$C_t = C_f + C_{te} \quad (9)$$

Les coûts de chaque paramètre dans ces équations sont incertains, et donc une analyse de sensibilité basée sur la méthode de Monte Carlo a été effectuée (Tableau 8).

Tableau 8: Estimation des coûts pour les différents composants (Sanyal et al., 2007; Gascuel et al., 2022).

Article	Description	Valeurs attribuées		
		Min	Moy	Max
Forage	Forage de 219 mm avec cimentation partielle	585 \$/m	950 \$/m	2 200 \$/m
Tube extérieur en acier	219 mm	108 \$/m	142 \$/m	225 \$/m
Stimulation		0.5 M\$	0.75 M\$	1.0 M\$
Frais de fonctionnement		1.0 ¢/kWh		1.75 ¢/kWh

# Potentiel économique

## Dépenses en capital

Les dépenses en capital sont similaires pour les trois réservoirs potentiels. Si la stimulation du réservoir n'est pas nécessaire, les dépenses en capital varient entre 1,6 M\$ et 7,1 M\$ (Figure 23). Cette variabilité est due à l'incertitude du coût de forage, qui est le paramètre le plus important. Toutefois, les dépenses en capital augmentent à 3,4 M\$ et 9,4 M\$ si la stimulation du réservoir est nécessaire (Figure 24).

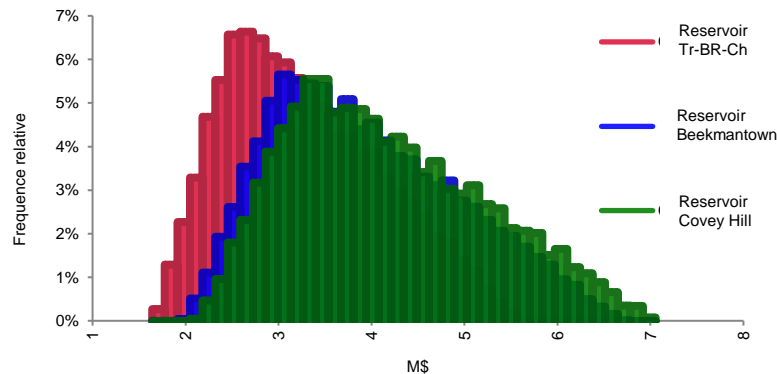


Figure 23: Dépenses en capital d'un doublet géothermique sans stimulation du réservoir en fonction du réservoir géothermique.

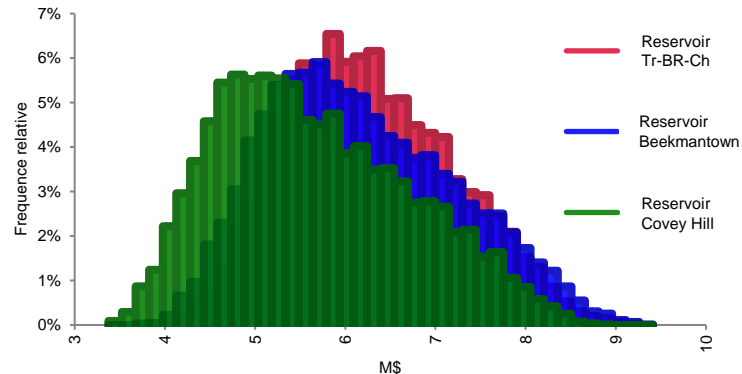


Figure 24: Dépenses en capital d'un doublet géothermique avec stimulation du réservoir en fonction du réservoir géothermique.

# Potentiel économique

## Coût actualisé de l'énergie

Le coût actualisé de l'énergie des doublets géothermiques a été calculé à partir de l'équation suivante :

$$LCOE = \frac{OPEX + \frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} CAPEX}{E} \quad (9)$$

ou  $i$  (%) est le taux d'intérêt imputé,  $t$  (années) est la durée de vie du projet et  $E$  (MWh) est l'énergie produite annuellement.

Ces paramètres sont aussi incertains, et donc une analyse de sensibilité basée sur la méthode de Monte Carlo a été effectuée (Tableau 9).

Tableau 9: Estimation des coûts pour les différents composants.

Article	Valeurs attribuées		
	Min	Moy	Max
Frais de fonctionnement	0,2 M\$		0,5 M\$
Dépenses en capital (doublet sans stimulation)	0,6 M\$	1,0 M\$	1,7 M\$
	2,0 M\$	3,9 M\$	6,7 M\$
	2,1 M\$	4,2 M\$	7,1 M\$
Dépenses en capital (doublet avec stimulation)	2,7 M\$	4,0 M\$	5,4 M\$
	3,8 M\$	6,2 M\$	9,4 M\$
	3,4 M\$	5,7 M\$	8,9 M\$
Taux d'intérêt imputé	5 %		9 %
Durée de vie du projet	20 ans	30 ans	50 ans
Énergie produite annuellement	23,4 GWh		29,1 GWh

# Potentiel économique

## Coût actualisé de l'énergie

Le coût actualisé de l'énergie est similaire pour les trois réservoirs potentiels. Si la stimulation du réservoir n'est pas nécessaire, les coûts actualisés de l'énergie vont de 14,1 \$/MWh à 42,5 \$/MWh (Figure 25). Cependant, le coût actualisé de l'énergie augmente à 18,1 \$/MWh à 51,3 \$/MWh si la stimulation du réservoir est nécessaire (Figure 26). Ces valeurs sont toutefois inférieures à celles du prix de vente minimal de l'électricité par Hydro-Québec (environ 63 \$/MWh). Cela place les doublets géothermiques comme une solution viable pour le site d'Acti-Cité.

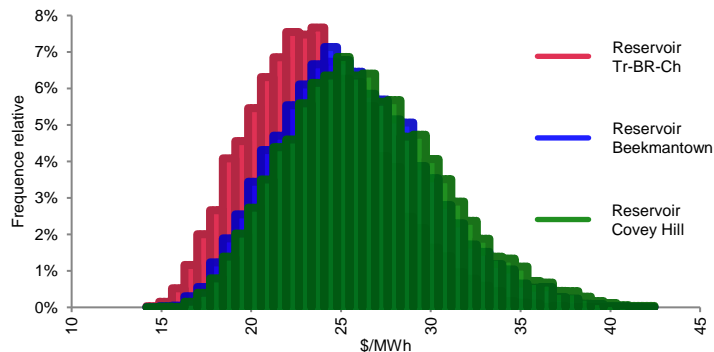


Figure 25: Coût actualisé de l'énergie des doublets géothermiques sans stimulation du réservoir.

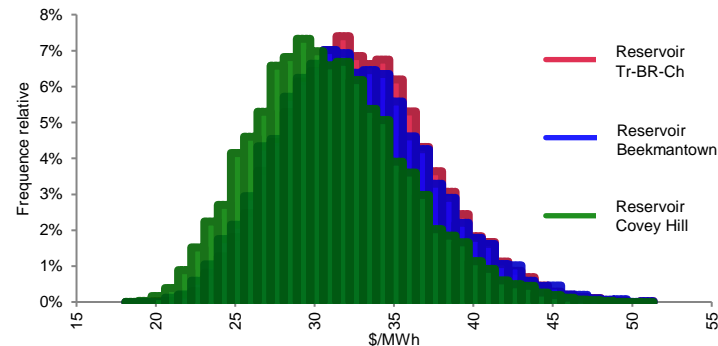


Figure 26: Coût actualisé de l'énergie des doublets géothermiques avec stimulation du réservoir.

# Considérations relatives à la mise en œuvre (Analyse FFOM)

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Forces

- Le gradient géothermique de 27 °C/km évalué sur le site d'Acti-Cité est plus élevé que le gradient géothermique moyen du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent.
- Comme le site d'Acti-Cité présente des gradients géothermiques supérieurs à la moyenne, les technologies de géothermie profonde pourraient être une option pour diversifier le portefeuille énergétique de ce développement immobilier.
- Des échangeurs de chaleur de 1 500 m et 3 000 m de profondeur peuvent être une option. Cependant, leur coût actualisé de l'énergie est plus élevé que celui des tarifs d'Hydro-Québec :
  - 48 – 246 \$/MWh vs 63 \$/MWh (échangeurs de chaleur de 1 500 m de profondeur)
  - 40 – 191 \$/MWh vs 63 \$/MWh (échangeurs de chaleur de 3 000 m de profondeur)
- Les doublets géothermiques sans stimulation du réservoir peuvent être une option si la perméabilité naturelle de la subsurface est supérieure à  $10^{-13}$  m<sup>2</sup>. Dans le cas contraire, des techniques de stimulation du réservoir seraient nécessaires pour augmenter la perméabilité. Leur coût actualisé de l'énergie est inférieur à celui des tarifs d'Hydro-Québec :
  - 14 – 43 \$/MWh vs 63 \$/MWh (sans stimulation du réservoir)
  - 18 – 51 \$/MWh vs 63 \$/MWh (avec stimulation du réservoir)
- Même si leurs coûts d'investissement et leurs coûts actualisés de l'énergie sont similaires, l'exploitation des ressources géothermiques avec des doublets peut être plus intéressante dans le réservoir de Covey Hill que dans ceux de Tr-BR-Ch ou de Beekmantown :
  - Covey Hill - 1 puits de production et 1 puits d'injection verticale requis (2 puits)
  - Beekmantown - 2 puits de production et 1 puits d'injection verticale requis (3 puits)
  - Tr-BR-Ch - 3 puits de production et 1 puits d'injection verticale requis (4 puits)

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Faiblesses

- Il y a encore beaucoup d'incertitudes liées à :
  - La perméabilité de la sous-surface, et donc au débit et à l'énergie nette
  - Au coût de chaque item, et par conséquent, au coût d'investissement, au coût d'exploitation et au coût actualisé de l'énergie.
- La probabilité que la perméabilité naturelle du sous-sol soit supérieure à  $10^{-13} \text{ m}^2$  est très faible. Par conséquent, des techniques de stimulation des réservoirs seront nécessaires pour extraire la ressource géothermique avec des doublets géothermiques.
- Les techniques de stimulation des réservoirs ne sont pas bien acceptées par les communautés, et des campagnes de sensibilisation peuvent être nécessaires pour faire accepter le projet par la société.

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Opportunités

- Programmes de financement fédéraux et provinciaux :
  - Technoclimat** (<https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/innovation/programme/technoclimat>)
    - Le programme Technoclimat offre une aide financière pour soutenir des projets de démonstration technologique au Québec en matière d'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), soit pour le développement d'une innovation précommerciale ou pour la mise à l'essai d'une technologie qui n'est pas encore disponible sur le marché québécois.

Type de projet	Statut	Projet recevable
Projet d'innovation (programme régulier)	Disponible	<ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Innovation précommerciale NMT 4-7</li><li>&gt; Mise à l'essai d'une technologie qui n'est pas sur le marché québécois</li></ul>
Projet d'innovation pour les industries assujetties au SPEDE	Disponible	<ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Innovation précommerciale NMT 4-7</li><li>&gt; Mise à l'essai d'une technologie qui n'est pas sur le marché québécois</li></ul>
Projet d'innovation pour la production de bioénergies	Disponible	<ul style="list-style-type: none"><li>&gt; Innovation précommerciale NMT 4-7</li><li>&gt; Première unité commerciale NMT 8-9</li></ul>

- Grâce au programme Technoclimat, les dépenses d'investissement et le coût actualisé de l'énergie peuvent être réduits, ce qui rend les doubles géothermiques avec stimulation du réservoir dans le réservoir Covey Hill encore plus intéressants sur le plan économique (Figure 27) :
  - 18 – 49 \$/MWh sans Technoclimat
  - 12 – 38 \$/MWh avec Technoclimat (3M\$)

Aide maximale :  
50 % des dépenses admissibles ou 3 M\$

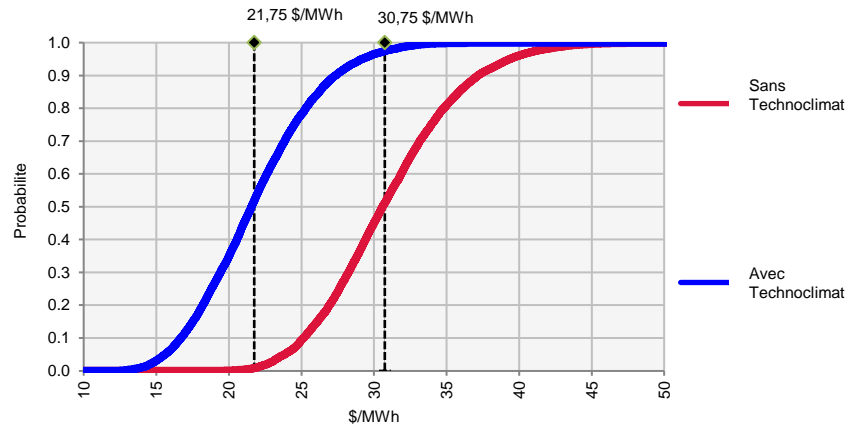


Figure 27: Coût actualisé de l'énergie des doubles géothermiques avec stimulation du réservoir dans le réservoir Covey Hill. 21,75 \$/MWh - coût actualisé de l'énergie plus probable avec aide du programme Technoclimat; 30,75 \$/MWh - coût actualisé de l'énergie plus probable sans aide du programme Technoclimat.

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Opportunités

- Programmes de financement fédéraux et provinciaux :
  - **Technologies du développement durable Canada** (<https://www.sdtc.ca/en/about/>)
    - TDDC finance de petites et moyennes entreprises canadiennes qui font la promotion de technologies innovatrices parvenues au stade précommercial et susceptibles de présenter des avantages environnementaux et économiques importants et quantifiables.
    - Considérations :
      - TDDC financera en moyenne 33 % (jusqu'à 40 %) des coûts admissibles des projets
      - Un minimum de 25 % des coûts admissibles doit être financé par des contributions du secteur privé
      - Au moins 50 % des coûts admissibles des projets doivent être engagés au Canada
      - Le financement de tous les niveaux de gouvernement ne doit pas dépasser 75 % des coûts admissibles.
- Avec le financement de TDDC, les dépenses d'investissement et le coût actualisé de l'énergie peuvent être réduits, ce qui rend les doublets géothermiques avec stimulation du réservoir dans le réservoir Covey Hill encore plus intéressants sur le plan économique (Figure 28) :
  - 18 – 49 \$/MWh sans TDDC
  - 16 – 38 \$/MWh avec TDDC (33 %)

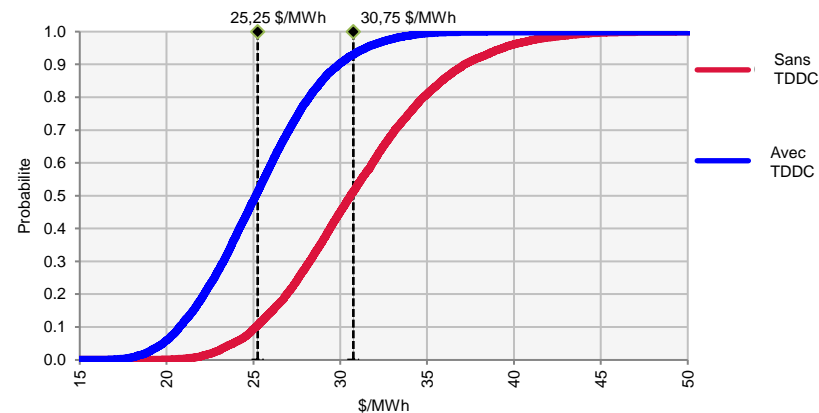


Figure 28: Coût actualisé de l'énergie des doublets géothermiques avec stimulation du réservoir dans le réservoir Covey Hill. 25,25 \$/MWh - coût actualisé de l'énergie plus probable avec aide de TDDC; 30,75 \$/MWh - coût actualisé de l'énergie plus probable sans aide de TDDC.

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Opportunités

- Programmes de financement fédéraux et provinciaux :
  - **Technoclimat + Technologies du développement durable Canada**
- Si Technoclimat et TDDC peuvent être obtenus conjointement, les dépenses d'investissement et le coût actualisé de l'énergie seront alors réduits, ce qui rendra les doublets géothermiques avec stimulation du réservoir dans le réservoir Covey Hill encore plus intéressants sur le plan économique (Figure 29) :
  - 18 – 49 \$/MWh sans programme de financement
  - 8 – 27 \$/MWh avec Technoclimat et TDDC

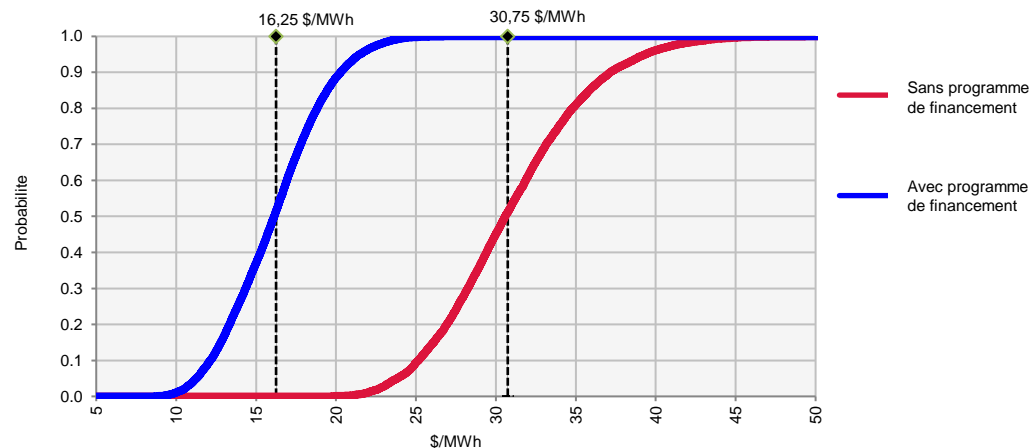


Figure 29: Coût actualisé de l'énergie des doublets géothermiques avec stimulation du réservoir dans le réservoir Covey Hill. 16,25 \$/MWh - coût actualisé de l'énergie plus probable avec des programmes de financement ensemble; 30,75 \$/MWh - coût actualisé de l'énergie plus probable sans aide des programmes de financement.

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Opportunités

- Économies de CO<sub>2</sub>
  - Les ménages canadiens consomment en moyenne 88,4 gigajoules (GJ) de gaz naturel par an par ménage (CER, 2022).
  - Cela suggère que, si le gaz naturel était utilisé pour le chauffage des espaces au site d'Acti-Cité, la consommation moyenne de gaz naturel serait d'environ 265 200 GJ par an.
  - La teneur en carbone par défaut du gaz naturel est de 15,3 kg/GJ (Dincer et al., 2018). Cela suggère que le chauffage du site d'Acti-Cité à partir de ressources géothermiques peut sauver environ 4 473 US tons de carbone par an.
- Économies d'électricité
  - Par ailleurs, le chauffage du site d'Acti-Cité à partir de ressources géothermiques peut remplacer environ 27 GWh/an d'électricité.
  - L'électricité ainsi remplacée peut, par exemple, être utilisée pour électrifier les transports et contribuer indirectement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.
  - Imaginons une personne qui habite à La Prairie et qui travaille au centre-ville de Montréal. Cette personne parcourt environ 35 km par jour. Une voiture électrique a une consommation moyenne de 0,20 kWh/km (Virta Global, 2023). Cela signifie 7 kWh/jour, ce qui correspond à environ 1,82 MWh par année. Cela signifie que les 27 GWh/an d'électricité déplacés pourraient être utilisés pour presque 15 000 voitures allant de La Prairie au centre-ville de Montréal (aller-retour).

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Menaces

- Considérant que des techniques de stimulation du réservoir seront fort probablement nécessaires, cela peut causer de la sismicité induite, et ce, dans une zone avec une forte densité de population comme la Rive-Sud de Montréal (Figure 30).
- Les valeurs de contraintes dans le réservoir de Covey Hill, selon les gradients de contraintes/pressions estimés par Konstantinovska et al. (2012) pour les Basses-Terres du Saint-Laurent sont:
  - $\sigma_3 = 31 \text{ MPa/km}$
  - $\sigma_2 = 38 \text{ MPa/km}$
  - $\sigma_1 = 60 \text{ MPa/km}$
  - $P_p = 15 \text{ MPa/km}$

- À partir de ces gradients, il est possible d'estimer la pression critique du fluide ( $P_{p,\text{critique}}$ ;  $P_a$ ) nécessaire pour induire le glissement dans les fractures orientées de manière optimale pour le glissement :

$$P_{p,\text{critique}} = \frac{3 \times (\sigma_3 - P_p) - (\sigma_1 - P_p)}{2} \quad (11)$$

- Cette équation suggère qu'une fracture orientée de manière optimale commence à glisser à une surpression d'environ 1,4 MPa.

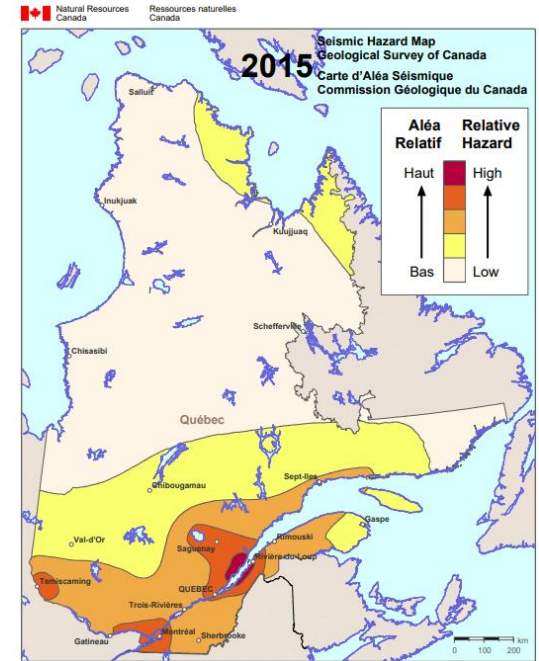


Figure 30: Carte des risques sismiques de la province de Québec (NRCan 2018) .

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Menaces

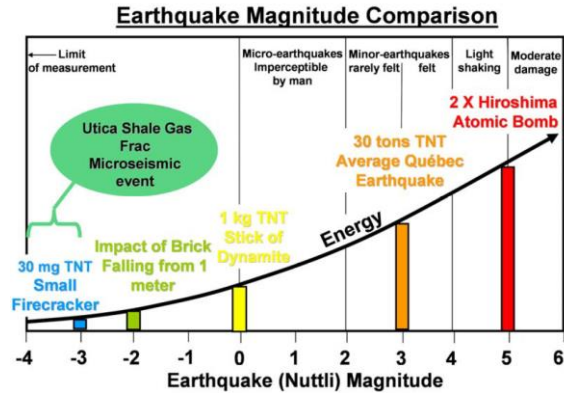


Figure 31: Comparaison des magnitudes des tremblements de terre avec l'énergie équivalente libérée par diverses quantités d'explosifs pour illustrer un cadre de référence pour tout dommage potentiel (Brodylo et al., 2011).

- La réactivation des fractures induit des événements microsismiques de magnitude -3 à 2. Ces événements sont trop faibles pour être ressentis par un être humain (Figure 31). Par exemple, de tels événements microsismiques libèrent moins d'énergie que celle d'une brique frappant le sol à partir d'une hauteur d'un mètre. Cependant, il est toujours possible que des séismes de plus grande magnitude ( $M \sim 4$ ) se produisent occasionnellement.
- Les événements microsismiques de magnitude inférieure à 0 ont un moment sismique inférieur à  $10^{10}$  N.m selon Pearson et inférieur à  $10^9$  N.m selon Hanks et Kanamori (Figure 32). Le moment sismique est une mesure du glissement de la faille et de la zone impliquée dans le séisme.

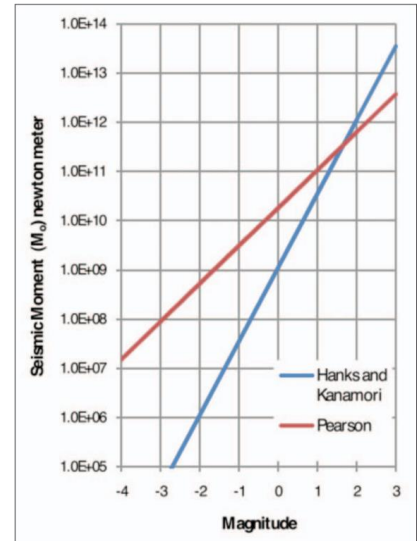


Figure 32: Relations moment-magnitude exprimées en tant que magnitude de moment par Hanks et Kanamori et magnitude locale par Pearson (Shemeta et Anderson, 2010).

- McGarr (2014) a proposé une équation pour évaluer le moment sismique maximale ( $M_{0,max}$ ; N.m) associé à un certain volume d'injection d'eau ( $\Delta V$ ;  $m^3$ ), en considérant le module de cisaillement ( $G$ ; Pa) :

$$M_{0,max} = G \times \Delta V$$

(12)

- Sachant que l'objectif d'avoir des événements microsismiques de magnitudes inférieures à 0, le volume maximal d'injection d'eau est de 0.09 à  $0.9 m^3$ , selon le moment sismique de Hanks et Kanamori et Pearson, respectivement.

# Considérations relatives à la mise en œuvre

## Menaces

- Malgré le risque de microsismicité induite, la stimulation hydraulique a déjà été réalisée dans les Basses Terres du Saint-Laurent dans le cadre de l'exploration pétrolière, et la corrélation des données a montré que la stimulation hydraulique est très peu susceptible de réactiver les failles près de la surface (Brodylo et al., 2011; Lamontagne, 2017).
- De plus, il n'y a qu'une seule faille majeure et celle-ci est située à plus de 1 km du site d'Acti-Cité (Figure 33), ce qui renforce la faible probabilité d'induire des événements sismiques majeurs. Toutefois, cette faille est orientée de manière optimale pour le glissement.

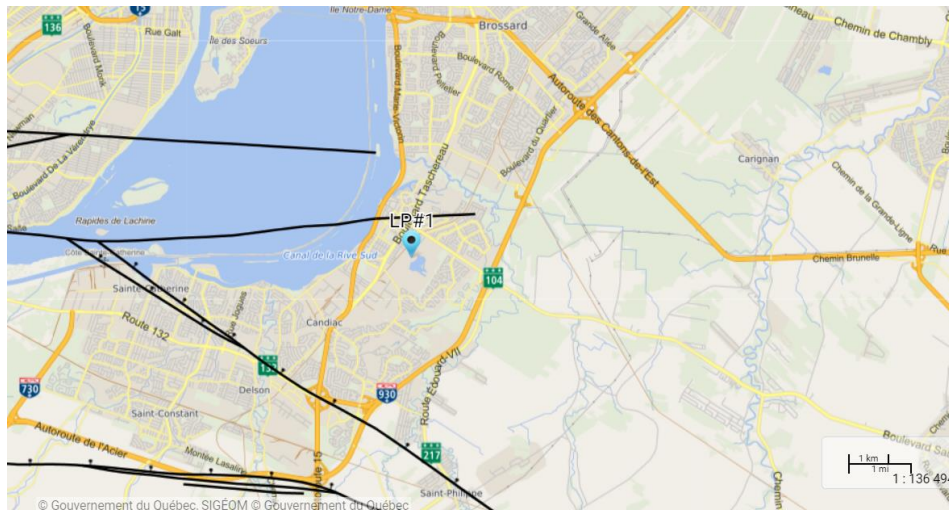


Figure 33: Carte interactive SIGEOM illustrant les failles existantes à proximité du site d'Acti-Cité.

# Recommandations

# Recommandations

## Recommandations pour le court terme

- **Réduire l'incertitude de l'énergie nette**
  - Forer un puits de exploration géothermique jusqu'au socle (environ 1,5 – 1,6 km) et réaliser des tests de pompage pour bien caractériser le réservoir géothermique et évaluer le débit et la production d'énergie
    - Coût approximatif : 1 – 4 M\$

# Recommandations

## Recommandations pour le long terme

- **Réduire l'incertitude de l'énergie nette**
  - Si la perméabilité naturelle du réservoir géothermique est faible:
    - Réalisation des tests de stimulation hydraulique pour bien caractériser le réservoir géothermique et évaluer le débit et la production d'énergie
- **Réduire l'incertitude de la sismicité induite (Zang et al., 2014)**
  - Avant le forage :
    - Obtenir un modèle de vitesse des ondes P et S en 3D jusqu'à la profondeur du réservoir
  - Dans la phase de stimulation :
    - Surveiller et localiser la sismicité avec une grande précision (décamètre) en temps réel et réaliser une tomographie locale 4D pour le rapport des vitesses ( $V_p/V_s$ )
  - Pendant l'exploitation :
    - Utiliser la sismicité induite observée et modélisée pour estimer à l'avance le risque sismique, afin que les exploitants soient en mesure d'ajuster l'hydraulique des puits (taux et volume du fluide injecté) lorsque des événements induits commencent à se produire loin de la limite du nuage sismique

# Recommandations

## Protocole pour aborder la sismicité induite

([https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal\\_seismicity\\_protocol\\_012012.pdf](https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal_seismicity_protocol_012012.pdf))

- Étape 1 : Effectuer une évaluation préliminaire
- Étape 2 : Mettre en œuvre un programme de sensibilisation et de communication
- Étape 3 : Examen et sélection des critères relatifs aux vibrations et au bruit au sol
- Étape 4 : Établir une surveillance sismique locale
- Étape 5 : Quantifier le risque lié aux événements sismiques naturels et induits
- Étape 6 : Caractériser le risque d'événements sismiques induits
- Étape 7 : Développer un plan d'atténuation basé sur les risques

# Recommandations

## Compte rendu des discussions suivant la présentation du projet

- Thermalia est un projet dont le but est d'utiliser les ressources géothermiques profondes (> 1 km) pour fournir l'énergie nécessaire au chauffage des bâtiments du site d'écoquartier Acti-Cité à La Prairie.
- L'utilisation des ressources géothermiques pour le chauffage est une option captivante, parce qu'il vient de moins en moins intéressant d'utiliser l'électricité pour le chauffage des bâtiments.
- Le débit nécessaire pour extraire la ressource géothermique pourrait devenir un problème si le projet utilise de l'eau de la municipalité. Toutefois, l'eau utilisée par un système géothermique est déjà présente naturellement dans les aquifères profonds. Ainsi, les apports en eau supplémentaires devraient être limités à la phase de développement du système, et ne causeraient donc pas un problème durant son opération.
- Attention pour ne pas affecter l'eau des milieux humides. Cela ne devrait pas être un problème, parce que le site est une carrière abandonnée localisée dans un secteur industriel. Le projet n'apporterait également pas de changement dans les aquifères superficielles, car, il utiliserait plutôt de l'eau d'aquifères profonds (> 1 km) qui n'est pas vraiment en contact avec la surface et est salée (saumure) et ne consiste donc pas en une eau potable. Toutefois, le monitoring des aquifères devrait être fait.
- La gestion de l'eau est un aspect très important.
- Peut-être que plusieurs traitements de stimulation de réservoir pourraient être nécessaires tout au long de la vie du projet.
- La ressource géothermique est une ressource renouvelable, mais son exploitation devrait être fait d'une façon durable.
- L'opinion du publique est que la stimulation hydraulique est bruyante et risqué pour l'environnement. Aussi, l'utilisation des produits chimiques devrait être bien expliquée. L'idéal est de bien communiquer avec le public ce à quoi la stimulation hydraulique apporte pour la géothermie, quelles techniques sont utilisés, etc., et surtout le faire avec une totale transparence.
- Le projet Thermalia est vraiment intéressant, mais la population doit être bien informée. L'utilisation de la stimulation hydraulique peut devenir un problème d'acceptabilité sociale au projet, et donc des campagnes d'information et de sensibilisation devront être faites sérieusement pour éviter que le public perde confiance en ce projet.
- L'utilisation de la ressource géothermique pour le chauffage devient de plus en plus intéressante comparativement à la construction de nouveaux barrages qui vient détruire les rivières et le paysage. L'énergie géothermique vient aussi diversifier les sources d'énergie pour le chauffage des bâtiments.
- La ressource géothermique va bien avec le concept, « Penser global, agir local », mais comme c'est une énergie moins bien connue, la transparence est la clef pour faire approuver les projets.

# Références

# Références

- Acti-Cité (2021) <https://www.acti-cite.com/>
- Badenes B, Pia MAM, Magraner T, Soriano J, Urchueguia JF (2020) Theoretical and Experimental Cost-Benefit Assessment of Borehole Heat Exchangers (BHEs) According to Working Fluid Flow Rate. *Energies* 13, #4925. <https://doi.org/10.3390/en13184925>
- Bedard K, Comeau F-A, Millet E, Raymond J, Malo M, Gloaguen E (2016) Évaluation des ressources géothermiques du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Rapport de recherche (R1659). INRS, Centre Eau Terre Environnement, Québec. <https://espace.inrs.ca/id/eprint/4845>
- Bedard K, Comeau F-A, Raymond J, Malo M, Nasr M (2018) Geothermal Characterization of the St. Lawrence Lowlands Sedimentary Basin, Québec, Canada. *Natural Resources Research* 27, 479-502. <https://doi.org/10.1007/s11053-017-9363-2>
- Bedard K, Comeau F-A, Raymond J, Gloaguen E, Malo M, Richard M-A (2020) Deep geothermal resource assessment of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin (Québec) based on 3D regional geological modelling. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources* 6, #46. <https://doi.org/10.1007/s40948-020-00170-0>
- Brodylo J, Chatellier J-Y, Matton G, Rheault M (2011) The Stability of Fault Systems in the South Shore of the St. Lawrence Lowlands of Québec - Implications for Shale Gas Development. *Canadian Unconventional Resources Conference* (Calgary, AB, Canada, November 15-17, 2011). <https://doi.org/10.2118/149307-MS>
- Cai W, Wang F, Jiang J, Wang Z, Liu J, Chen C (2022) Long-term Performance Evaluation and Economic Analysis for Deep Borehole Heat Exchanger Heating System in Weihe Basin. *Frontiers Earth Science* 10, #806416. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.806416>
- CER – Canada Energy Regulator (2022) <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-commodities/natural-gas/report/canadian-residential-natural-gasbill/index.html>
- Chapelet M (2022) Évaluation du potentiel des anomalies géothermiques du bassin sédimentaire des basses-terres du Saint-Laurent (Québec, Canada). Mémoire, Maîtrise en sciences de la terre / Maîtrise en Sciences de l'eau, Université du Québec, Institut national de la recherche scientifique / Université de Rennes 1, 142 p. <https://espace.inrs.ca/id/eprint/12595/>
- Comeau, F.-A., Bédard, K., & Malo, M. (2013). Lithostratigraphie standardisée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent basée sur l'étude des diagraphies. In Institut national de la recherche scientifique. Québec: Rapport de recherche R-1442 (INRSCO2-2013-V1.4). <http://espace.inrs.ca/1645/>
- Dincer I, Rosen MA, Khalid F (2018). Energy Conversion, In: Islan S, Dincer I (eds.) *Comprehensive Energy Systems* 3, 673-706.
- Gascuel V, Raymond J, Rivard C, Marciel J-S, Comeau F-A (2022) Design and optimization of deep coaxial borehole heat exchangers for cold sedimentary basins. *Geothermics* 105, #102504. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2022.102504>
- Hydro-Quebec (2023) <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/consommation/>
- Konstantinivskaya E, Malo M, Castillo DA (2012) Present-day stress analysis of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin (Canada) and implications for caprock integrity during CO<sub>2</sub> injection operations. *Tectonophysics* 518-521, 119-137. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2011.11.022>
- Kumari WGP, Ranjith PG (2019) Sustainable development of enhanced geothermal systems based on geotechnical research – A review. *Earth-Science Reviews* 199, #102955. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.102955>
- Lamontagne M (2017) Caractéristiques des tremblements de terre de la Vallée du Saint-Laurent entre Montréal et Québec et examen de liens possibles avec les travaux de fracturation hydraulique pour les gaz de shale effectués entre 2006 et 2010. Commission Géologique du Canada, Dossier Public 8130, 45 pp.
- Mahmoodpour S, Singh M, Bar K, Sass I (2022) Impact of Well Placement in the Fractured Geothermal Reservoirs Based on Available Discrete Fractured System. *Geosciences* 12, #19. <https://doi.org/10.3390/geosciences12010019>
- McGarr A (2014) Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection. *JGR Solid Earth* 119, 1008-1019. <https://doi.org/10.1002/2013JB010597>
- Sanyal SK, Morrow JW, Butler SJ, Robertson-Tait A (2007) Cost of electricity from enhanced geothermal systems. *Proceedings, 32<sup>nd</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering* (Stanford, CA, US, January 22-24, 2007)
- Shemeta J, Anderson P (2010) It's a matter of size : Magnitude and moment estimates for microseismic data. *The Leading Edge* 29, 296-302. <https://doi.org/10.1190/1.3353726>
- Virta Global (2023) <https://www.virta.global/blog/ev-charging-101-how-much-electricity-does-an-electric-car-use>
- Zang A, Oye V, Jousset P, Deichmann N, Gritto R, McGarr A, Majer E, Bruhn D (2014) Analysis of induced seismicity in geothermal reservoirs – An overview. *Geothermics* 52, 6-21. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2014.06.005>