



STOCKAGE THERMIQUE RESIDENTIEL PAR Puits GEOTHERMIQUES

Pauline Brischoux, Michel Bernier
Polytechnique Montréal, Québec, Canada
pauline.brischoux@polymtl.ca, michel.bernier@polymtl.ca

ABSTRACT

Cet article analyse l'effet de l'injection de chaleur dans des puits géothermiques depuis des panneaux photovoltaïques-thermiques (PV/T) pour une maison unifamiliale située à Montréal. Les performances du système proposé sont évaluées à l'aide de simulations pluriannuelles sur le logiciel TRNSYS.

Lorsque le système ne comporte qu'un seul puits de 140 m, le facteur de performance saisonnier (SPF) obtenu par optimisation avec le logiciel GenOpt vaut 3.98 contre 3.85 pour un puits sans injection de chaleur. Les bénéfices de cette injection sont limités par la faible quantité d'énergie collectée par les capteurs PV/T durant la saison de chauffage. De plus, une partie de la chaleur injectée durant la période estivale est perdue vers le milieu environnant.

Le système est alors analysé en substituant le puits de 140 m par 15 puits de faible profondeur de sorte à créer un stockage de type BTES (Borehole Thermal Energy Storage). Le meilleur SPF obtenu avec une telle configuration vaut 4.75 pour la troisième année d'opération et 6.8 GJ d'énergie sont emmagasinés dans le champ de puits après un an de fonctionnement. En remplaçant les panneaux PV/T par des capteurs thermiques plans vitrés, le BTES stocke 55.7 GJ d'énergie au bout d'un an d'opération. Ceci permet alors d'obtenir une température minimale en entrée de la pompe à chaleur durant la troisième année de 13.2°C au lieu de -6.7°C pour un système à un seul puits sans injection de chaleur.

INTRODUCTION

Cet article se situe dans la continuité d'un travail précédent ayant pour objet le couplage de panneaux PV/T avec une pompe à chaleur par l'intermédiaire d'un puits géothermique à doubles tubes en U (Brischoux et Bernier, 2016). Ce puits comporte deux tubes en U : l'un connecté à 10 m² de panneaux photovoltaïques-thermiques (PV/T) non vitrés et l'autre à une pompe à chaleur eau-eau. Le système ainsi constitué fournit de l'énergie au réservoir d'eau chaude domestique (ECS) ainsi qu'à un réservoir tampon, intermédiaire entre la pompe à chaleur et le système de distribution de l'habitation. Celle-ci est une maison unifamiliale typique située dans le climat nordique de Montréal.

Cette configuration permet d'une part d'injecter de la chaleur dans les puits depuis les PV/T et d'en extraire à l'aide de la pompe à chaleur de manière simultanée et d'autre part de refroidir les cellules photovoltaïques des panneaux PV/T, ce qui augmente leur efficacité. L'injection de chaleur dans le puits géothermique a pour but de recharger le sol suite à l'extraction d'énergie nécessaire au chauffage du bâtiment. Éventuellement, cela pourrait également permettre d'atteindre des températures du fluide caloporteur plus élevées pour améliorer le coefficient de performance de la pompe à chaleur.

Les résultats de cette première étude (Brischoux et Bernier, 2016) montrent que, pour la configuration choisie, l'injection de chaleur dans le puits géothermique ne permet pas d'augmenter de manière significative l'efficacité du système de chauffage du bâtiment, en particulier durant la période hivernale. En effet, durant cette période, le rendement thermique des panneaux solaires est limité par les très faibles températures extérieures et les vents de forte intensité. Peu d'énergie est donc injectée dans le puits durant la saison de chauffage, d'où des performances similaires à celles du système conventionnel. De plus, un seul puits géothermique pourrait éventuellement permettre de réaliser du stockage à court terme mais la diffusion rapide de la chaleur vers le milieu environnant rend difficile le stockage saisonnier. L'énergie injectée durant l'été qui n'est pas rapidement utilisée est alors perdue et n'influence que très peu les performances du système durant l'hiver.

En effet, Lanini et al. (2014) ont étudié expérimentalement l'injection de chaleur dans un puits géothermique. Une surface de 42 m² de collecteurs thermiques fournissent de l'énergie à un puits de 180 m de profondeur. La température du puits atteint des températures jusqu'à 13°C plus élevées que la température du sol non perturbé. En revanche, environ 95% de l'énergie injectée au cours d'une journée est perdue durant la nuit. Un seul puits géothermique n'est donc pas adapté pour le stockage saisonnier. L'énergie doit donc être utilisée rapidement ou alors elle sera dissipée vers le milieu environnant.

Kjellsson et al. (2010) ont également observé que l'injection de chaleur dans un puits géothermique durant

l'été est généralement peu bénéfique pour le système si l'énergie n'est pas rapidement utilisée par la pompe à chaleur. Başer et al. (2015) ont réalisé une étude expérimentale pour laquelle de l'énergie est injectée à un taux constant de 20 W/m dans un champ de 5 puits de 9 m de profondeur. Les résultats montrent qu'un plus grand nombre de puits serait nécessaire pour permettre de réaliser un stockage plus efficace.

Wang et al. (2010) ont analysé un système de stockage par puits géothermiques pour une habitation située à Harbin, Chine. Ce système comporte deux champs de 12 puits de 50 m de profondeur et 50 m² de collecteurs solaires. Ces deux éléments, connectés à une pompe à chaleur, assurent les besoins énergétiques du bâtiment. L'énergie solaire collectée par les capteurs solaires thermiques est injectée dans le sol de mi-avril à mi-octobre. Après un an d'opération du système, la

température du champ de puits est environ 2°C plus élevée qu'à l'année précédente.

Le présent article va un peu plus loin en étudiant la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier de type BTES (Borehole Thermal Energy Storage) à l'échelle résidentielle. Dans un premier temps, une optimisation du système proposé dans la première partie de l'étude est présentée dans le but de confirmer les tendances obtenues. Ensuite, le même système est étudié en remplaçant le puits géothermique par un champ de puits de faible profondeur (≈ 10-20 m) tel que montré sur la Figure 1. L'objectif est alors d'examiner la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier de type BTES à l'échelle résidentielle afin d'augmenter la température à l'entrée de la pompe à chaleur durant la saison de chauffage et donc d'augmenter le rendement du système.

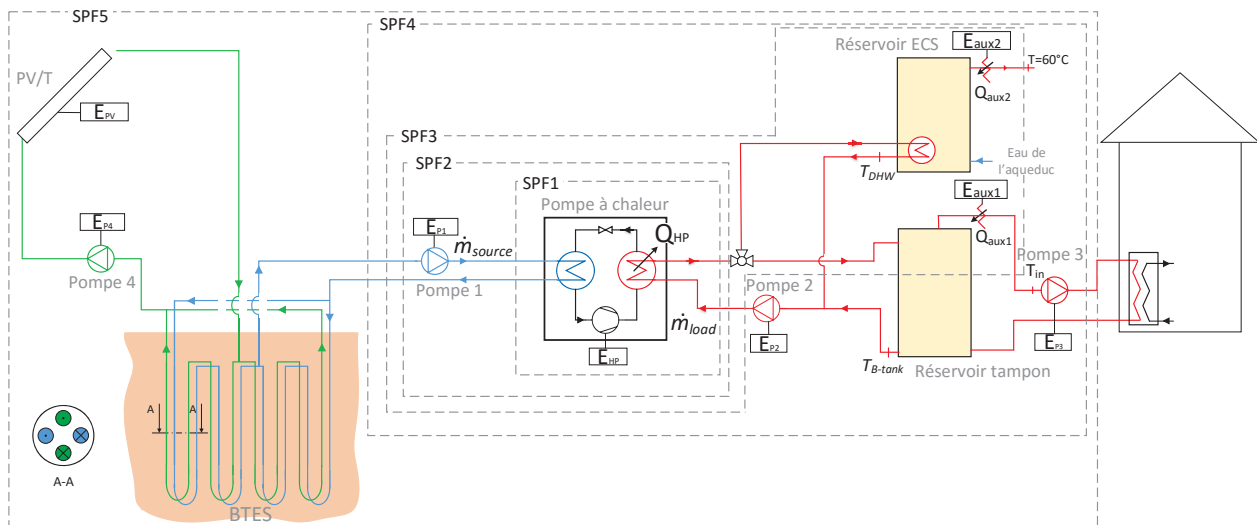


Figure 1 : Schéma du système proposé incluant la définition des facteurs de performance saisonniers (SPF)

SYSTEME AVEC UN SEUL PUIT

Méthodologie

Le bâtiment choisi est une maison unifamiliale située dans le climat nordique de Montréal. Le système étudié comble les besoins en chauffage (≈ 20800 kWh/an) et en eau chaude domestique (≈ 5000 kWh/an) de l'habitation à l'aide d'une pompe à chaleur eau-eau. Celle-ci puise de la chaleur du sol pour chauffer deux réservoirs alimentés en parallèle. Le premier, d'une capacité de 2000 L, sert de réservoir tampon pour le système de distribution de l'habitation. Le second, d'une capacité de 350 L, n'est autre que le ballon d'eau chaude sanitaire. La pompe à chaleur alimente un seul réservoir à la fois, la priorité étant donnée au réservoir tampon. Ainsi, lorsque la température du fond du réservoir tampon est inférieure à la température de consigne, la pompe à chaleur lui fournit de l'énergie quelle que soit la température de l'autre réservoir. Si la température de

consigne du réservoir tampon est atteinte, la pompe à chaleur fournit alors de l'énergie au réservoir d'eau chaude domestique si besoin est. Deux chauffages auxiliaires situés à la sortie des réservoirs côté charge (aux1 et aux2 sur la Figure 1) permettent d'assurer que la température de fonctionnement soit atteinte : 60°C pour le réservoir d'eau chaude sanitaire et 40°C pour le chauffage du bâtiment.

Les pompes de circulation 1 et 2 (voir Figure 1) fonctionnent uniquement si la pompe à chaleur est activée, soit lorsque l'un des réservoirs atteint une température inférieure à leur température de consigne. La pompe de circulation 3 est mise en marche dès que la température du bâtiment devient inférieure à 21°C. Enfin, la pompe de circulation 4 permettant l'injection de chaleur dans le puits depuis les panneaux PV/T se déclenche lorsque la température du fluide à la sortie des PV/T est supérieure de 10°C à la température en entrée

de la pompe à chaleur côté source et reste en fonctionnement tant que cette différence de température est supérieure à 2°C. Afin d'éviter le gel du fluide caloporteur durant la saison de chauffage, un mélange d'eau et de méthanol à 40% est employé pour la boucle solaire. Du côté source de la pompe à chaleur, le fluide est du propylène glycol avec une concentration de 25%. Les capteurs PV/T sont tous connectés en parallèle.

Le système est simulé à l'aide du logiciel TRNSYS (Klein et al., 2010) avec un pas de temps de 6 minutes. Le modèle utilisé pour le puits géothermique à double tubes en U est celui développé par Godefroy (2014) basé sur l'approche TRC (Thermal Resistance Capacity). Les panneaux PV/T sont modélisés par le Type560 représentant des capteurs non-vitrés (TESS, 2004).

Le système analysé dans cette section est celui présenté sur la Figure 1 où le BTES est remplacé par un seul puits géothermique. Ce système est identique à celui de l'étude précédente (Brischoux et Bernier, 2016) à l'exception des points suivants :

- La température de consigne du fond du réservoir tampon est égale à 35°C au lieu de 30°C. Le haut du réservoir est alors maintenu à approximativement 40°C. La température de consigne du fond du réservoir d'eau chaude sanitaire reste inchangée, à 45°C, ceci permettant d'obtenir une température d'environ 55°C au haut du réservoir et de combler près de 97% des besoins en eau chaude domestique.
- Le débit du fluide dans les panneaux PV/T est de 50 kg/h·m².
- Le diamètre nominal des tuyaux de HDPE du puits (Di) est augmenté de 1 po à 1.25 po, soit un diamètre intérieur de 33 mm au lieu de 26 mm. Ceci permet de réduire les pertes de charges dans le puits pour des surfaces de collecteurs solaires élevées et donc de diminuer la consommation d'énergie des pompes de circulation 1 et 4.
- La pompe à chaleur eau-eau est remplacée par un modèle de capacité 7.64 kW (Viessmann Vitocal 300-G Type BW 301.B08) correspondant davantage aux conditions d'opération du système et en particulier à la température du fluide en entrée côté charge. Les performances utilisées pour la simulation sont tirées de données manufacturiers et sont présentées dans la Figure 2. Les débits associés à cette pompe à chaleur sont présentés dans le Tableau 1, le débit des pompes de circulation 1 et 2 correspondant au débit de la pompe à chaleur côté source et côté charge, respectivement.
- Les nouveaux paramètres des pompes de circulation sont présentés dans le Tableau 1. Les rendements proviennent de données manufacturiers (Grundfos Canada, 2015).

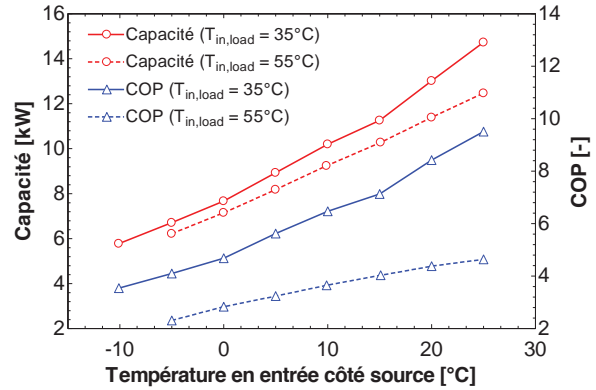


Figure 2 : Performances en chauffage de la pompe à chaleur choisie en fonction de la température en entrée côté source

Tableau 1 : Paramètres des pompes de circulation en fonction du diamètre intérieur des tuyaux de HDPE

Pompe	Di = 26 mm		Di = 33 mm	
	η [%]	Débit [kg/h]	η [%]	Débit [kg/h]
1	31	1330	38	1680
2	27	756	27	756
3	41	1000	41	1000
4	30	variable	30	variable

L'évaluation des performances énergétiques du système ainsi constitué est effectuée à l'aide des facteurs de performance saisonniers (SPF) proposés par Nordman and Zottl (2011). Les facteurs de performance saisonniers (SPF) permettent d'évaluer la performance de l'installation en fonction de différentes frontières, définies sur la Figure 1. Tel que montré sur cette figure, cinq SPF peuvent être définis, chacun ayant des frontières différentes. Pour les besoins de la présente étude, seules les valeurs annuelles des SPF1, SPF4 et SPF5 seront utilisées. Le SPF1 correspond au COP annuel de la pompe à chaleur, sa valeur est donc donnée par :

$$SPF1 = \frac{Q_{HP}}{E_{HP}} \quad (1)$$

où Q_{HP} et E_{HP} représentent la production de chaleur et la consommation d'énergie de la pompe à chaleur, respectivement.

Le SPF4 englobe tous les éléments du système de chauffage hormis les capteurs PV/T et la pompe de circulation 4 :

$$SPF4 = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1} + E_{P2} + E_{P3} + E_{aux1} + E_{aux2}} \quad (2)$$

avec E_{Pi} la consommation électrique des pompes de circulation, Q_{auxi} et E_{auxi} la production et la consommation d'énergie des chauffages auxiliaires, respectivement. Il est à noter que le rendement des chauffages auxiliaires est supposé égal à 100%, donc $Q_{auxi} = E_{auxi}$.

Le SPF5 est décrit dans l'Équation (3) dans laquelle la pompe de circulation 4, assurant l'injection de chaleur dans le puits depuis les panneaux PV/T, est prise en compte (E_{P4}) mais la production d'électricité (E_{PV}) est exclue. Ceci permet d'obtenir un indicateur de la performance en termes de production d'énergie thermique du système, le but étant ici d'évaluer les bénéfices potentiels de l'injection de chaleur dans le puits. La production d'électricité des capteurs PV/T est alors considérée comme un avantage comparé à des collecteurs thermiques classiques.

$$SPF5 = \frac{Q_{HP} + Q_{aux1} + Q_{aux2}}{E_{HP} + E_{P1} + E_{P2} + E_{P3} + E_{aux1} + E_{aux2} + E_{P4}} \quad (3)$$

L'optimisation de ce système est réalisée à l'aide du logiciel GenOpt (Wetter, 2009) suivant deux fonctions objectif différentes. La première, $ConsoTot$, représente la consommation énergétique totale du système sans prise en compte de la production d'électricité des cellules photovoltaïques (PV) :

$$ConsoTot(H, A_{PVT}, \beta) = E_{HP} + E_{aux1} + E_{aux2} + E_{P1} + E_{P2} + E_{P3} + E_{P4} \quad (4)$$

Minimiser cette consommation permet de trouver le meilleur compromis entre l'amélioration du COP de la pompe à chaleur grâce à l'injection de chaleur et l'augmentation de la consommation énergétique due à la pompe de circulation 4, nécessaire à cette injection.

La seconde fonction d'optimisation, $ConsoRéelle$, représente la consommation énergétique réelle vue par l'utilisateur, c'est-à-dire la consommation de toutes les composantes du système, $ConsoTot$, à laquelle est déduite la production d'électricité des panneaux PV/T, E_{PV} :

$$ConsoRéelle(H, A_{PVT}, \beta) = ConsoTot - E_{PV} \quad (5)$$

Le point optimum correspond alors au point pour lequel la facture énergétique est la plus faible. À noter que la valeur minimale de cette fonction $ConsoRéelle$ peut être négative, le système consomme alors moins d'énergie qu'il n'en produit.

Pour chacune des fonctions objectif décrites précédemment, le système est optimisé par la méthode de Hooke-Jeeves suivant trois paramètres : la profondeur du puits géothermique (H), la surface totale des PV/T (A_{PVT}) ainsi que leur angle d'inclinaison par rapport à l'horizontale (β). Afin de s'assurer que soient exclus tous les cas pour lesquels les conditions d'opérations du système ne respectent pas les limites d'opérations de la pompe à chaleur, le résultat des fonctions d'optimisation est multiplié par la fonction de pénalité suivante :

$$Pénalité = \begin{cases} 1 & \text{si limites respectées} \\ 10^6 \sin \alpha & \text{sinon} \end{cases} \quad (6)$$

Pour chacune des simulations, les pertes de charges associées à la circulation du fluide dans le puits géothermique sont adaptées grâce à des calculs faits au préalable. Tel que montré sur la Figure 3 et la Figure 4, les pertes de charges varient fortement en fonction de la profondeur du puits et du débit total dans la boucle solaire, c'est-à-dire en fonction de la surface totale de panneaux PV/T. Cette variation doit donc être prise en compte afin d'évaluer correctement la consommation des pompes de circulation 1 et 4.

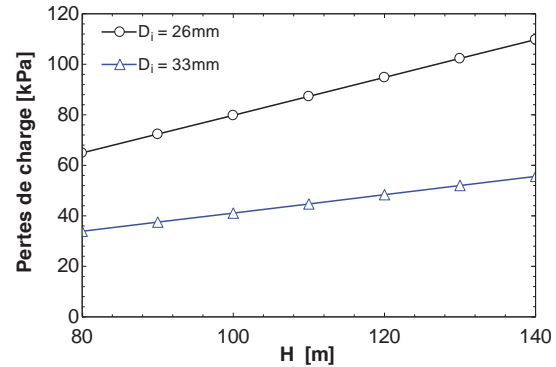


Figure 3 : Pertes de charge en fonction de la profondeur H du puits pour la pompe 1

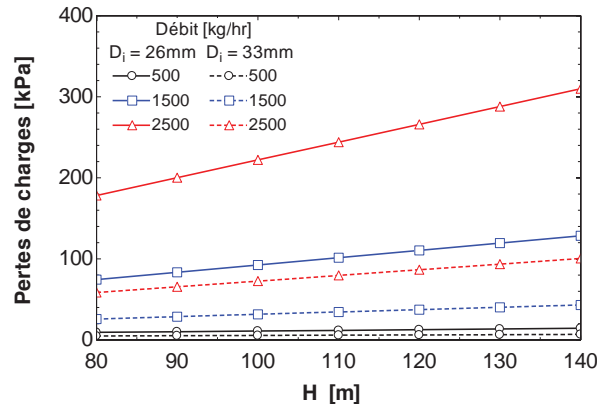


Figure 4 : Pertes de charge en fonction de la profondeur H du puits et du débit du fluide pour la pompe 4

Résultats

Dans un premier temps, une analyse de l'influence du nombre de capteurs PV/T sur les performances du système à un puits est effectuée afin de localiser approximativement les extrema des fonctions objectif définies dans les Équations (4) et (5). Pour cela, la profondeur H du puits est fixée à 140 m. D'après des simulations préliminaires, cette longueur est requise dans le cas d'un système de pompe à chaleur géothermique classique, c'est-à-dire sans couplage à des panneaux solaires, pour avoir une température à l'entrée de la pompe à chaleur supérieure à -8°C à la dixième année d'opération. De plus, l'angle d'inclinaison β des panneaux solaires par rapport à l'horizontale est choisi égal à la latitude de la ville de Montréal, soit 45° .

Comme le montre la Figure 5, une augmentation de la surface totale de capteurs PV/T (A_{PVT}) entraîne une amélioration des SPF1 et SPF4. L'injection de chaleur dans le puits est donc bénéfique pour l'efficacité de la pompe à chaleur. En revanche, la courbe du SPF5 présente un maximum pour environ 15 m² et 25 m² avec des tuyaux de diamètres intérieur de 26 mm et 33 mm, respectivement. La seule différence entre le SPF4 et le SPF5 réside dans la prise en compte de la consommation d'énergie de la pompe de circulation 4 (E_{P4}) permettant l'injection de chaleur dans le puits géothermique depuis les collecteurs solaires. Les bénéfices de l'injection de chaleur sur les performances globales du système sont donc limités par la consommation d'énergie de cette pompe de circulation additionnelle, en particulier pour des tuyaux de diamètre intérieur égal à 26 mm. En effet, le SPF5 décroît rapidement pour des surfaces de panneaux solaires supérieures à 25 m² à cause de pertes de charges importantes dans la boucle solaire. Cependant, comme le montre la Figure 6, si la production d'électricité des cellules PV est considérée

alors la consommation d'énergie réelle diminue lorsque la surface des capteurs augmente. La production d'électricité des panneaux PV/T permet de compenser largement la consommation d'énergie de la pompe de circulation qui leur est associée. De plus, quel que soit le diamètre des tuyaux de HDPE, le bâtiment atteint une consommation énergétique nette zéro pour des surfaces de capteurs d'environ 40 m². Au-delà, le système produit plus d'électricité qu'il n'en consomme. Bien que le rapport entre la production d'électricité des panneaux PV/T (E_{PV}) et la consommation de la pompe de circulation 4 qui leur est associée (E_{P4}) diminue rapidement quand la surface de capteurs solaires augmente, la quantité d'électricité produite reste nettement plus importante que la consommation de la pompe de circulation. En effet, lorsque le système comporte 50 m² de panneaux PV/T, ceux-ci produisent 5 et 15 fois plus d'électricité que la pompe 4 n'en consomme avec un diamètre de tuyaux de 26 mm et 33 mm, respectivement.

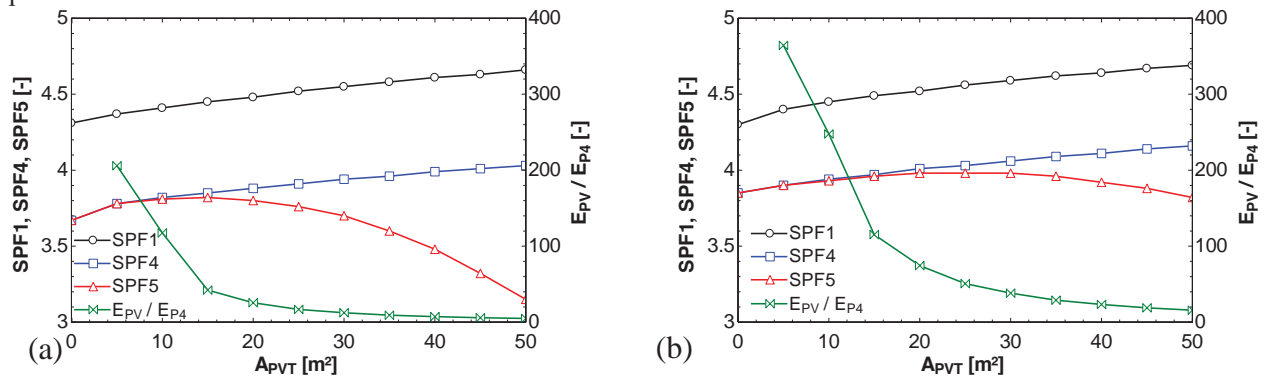


Figure 5 : Facteurs de performance saisonniers et rapport E_{PV}/E_{P4} en fonction de la surface totale de capteurs PV/T (A_{PVT}) pour un puits de 140 m, un angle d'inclinaison des capteurs de 45° et des tuyaux de diamètre (a) $D_i = 26$ mm et (b) $D_i = 33$ mm

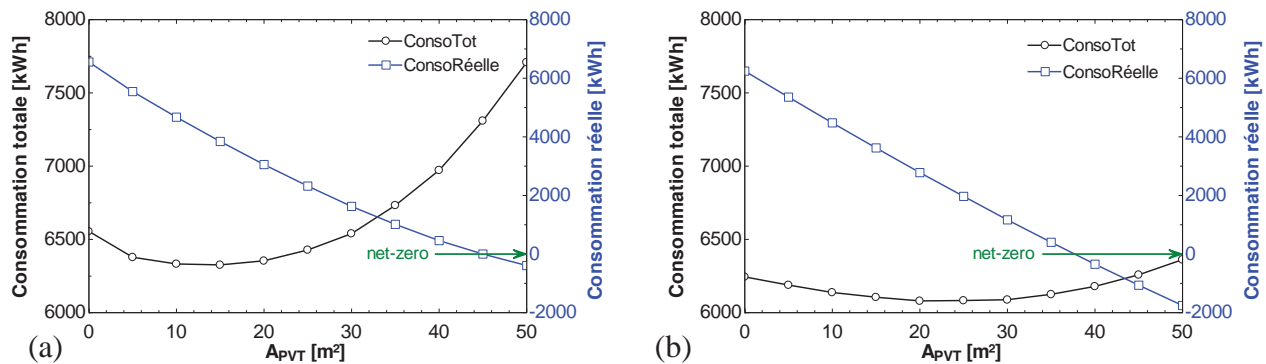


Figure 6 : Consommation d'énergie du système en fonction de la surface totale de capteurs PV/T (A_{PVT}) pour un puits de 140 m, un angle d'inclinaison des capteurs de 45° et des tuyaux de diamètre (a) $D_i = 26$ mm et (b) $D_i = 33$ mm

Le système est ensuite optimisé à l'aide du logiciel GenOpt en faisant varier trois paramètres : la profondeur du puits géothermique (H), la surface totale de capteurs PV/T (A_{PVT}) et l'angle d'inclinaison des panneaux solaires par rapport à l'horizontale (β). Des bornes inférieures et supérieures sont fixées pour chacun de ces paramètres telles que :

- $80 \leq H \leq 140$ m
- $10 \leq A_{PVT} \leq 50$ m²
- $0 \leq \beta \leq 90^\circ$

Seule la première année d'opération est considérée pour le processus d'optimisation. Les fonctions d'optimisations sont celles décrites précédemment :



ConsoTot, représentant la consommation totale des éléments du système sans comptabiliser la production d'électricité des cellules photovoltaïques et *ConsoRéelle*, correspondant à la consommation réelle du système, c'est-à-dire la consommation de tous les éléments du système en tenant compte de la production d'électricité des capteurs PV.

Les configurations optimales obtenues pour différentes fonctions objectif sont présentées dans le Tableau 2. Celles-ci sont en accord avec l'analyse de l'influence de la surface totale de panneaux PV/T : minimiser la consommation totale du système, *ConsoTot*, nécessite des surfaces de capteurs relativement faibles afin de bénéficier de l'injection de chaleur, soit 13.8 et 22.5 m² pour des diamètres de tuyaux de 26 mm et 33 mm, respectivement. L'angle d'inclinaison des capteurs est d'environ 55°, ce qui favorise la production d'énergie thermique des collecteurs solaires durant l'hiver. La consommation réelle, *ConsoRéelle*, est minimum lorsque le nombre de panneaux solaires est maximum, soit 50 m². L'angle d'inclinaison est d'environ 39°, valeur avantageuse pour la production d'énergie thermique et électrique en été au détriment de la période hivernale. Il est intéressant de noter que, dans le cas de tuyaux de 26 mm de diamètre intérieur, le puits est 11.2 m moins profond, soit une réduction de 8%. Ceci vient du fait qu'avec un puits de 140 m de profondeur et 50 m² de capteurs PV/T, le débit du fluide dans la boucle solaire est de 2500 kg/h, d'où une perte de charge de 310 kPa contre 285 kPa quand *H* vaut 128.8 m. Réduire la taille du puits permet donc de diminuer les pertes de charges et de limiter la consommation de la pompe de circulation de la boucle solaire.

Les facteurs de performance saisonniers des systèmes optimisés ainsi que des systèmes sans injection de chaleur sont présentés à la Figure 7. Les systèmes, 1a et 2a, optimisés en fonction de la consommation totale sans prise en compte de la production d'électricité, présentent un SPF4 plus élevé que les systèmes 1ref et 2ref ne bénéficiant pas de l'injection de chaleur. De plus, le SPF4 des systèmes 1b et 2b, optimisés en fonction de la consommation réelle avec PV, est encore plus grand. Cependant, le SPF5 de ces derniers est bien plus faible que celui des systèmes sans injection, d'où une consommation totale *ConsoTot* plus élevée. Cela provient de la consommation de la pompe de circulation 4 qui pénalise l'efficacité du système. La production d'électricité mène donc à une consommation réelle plus faible que les autres systèmes mais à une efficacité énergétique très réduite. En revanche, ces deux systèmes produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment. Quant aux systèmes 1a et 2a, ne comptabilisant pas la production d'électricité, leurs SPF5 sont meilleurs que ceux des systèmes de référence. En effet, le SPF5 à la

dixième année d'opération des systèmes 1a et 2a est légèrement plus élevé que le SPF5 de la première année d'opération des systèmes 1ref et 2ref. Globalement, bien que les performances du système soient améliorées grâce à l'injection de chaleur, cette amélioration reste faible. Au mieux, le SPF5 passe de 3.67 sans injection à 3.82 avec injection pour un diamètre de 26 mm et de 3.85 à 3.98 avec un diamètre de 33 mm, soit une augmentation de 4% seulement. Cela correspond à une réduction de la consommation totale *ConsoTot* de 234 kWh lorsque le diamètre est égal à 26 mm et 165 kWh lorsqu'il vaut 33 mm.

Tableau 2 : Configurations obtenues à l'aide des fonctions d'optimisation *ConsoTot* (sans PV) et *ConsoRéelle* (avec PV)

Di = 26 mm		
Fonction d'optimisation	<i>ConsoTot</i>	<i>ConsoRéelle</i>
<i>H</i> [m]	140	128.8
<i>A_{PVT}</i> [m ²]	13.8	50
β [°]	50	38.8
Di = 33 mm		
Fonction d'optimisation	<i>ConsoTot</i>	<i>ConsoRéelle</i>
<i>H</i> [m]	140	140
<i>A_{PVT}</i> [m ²]	22.5	50
β [°]	55	39.4

Systèmes à un puits

- 1ref** – référence, pas de capteurs PV/T, Di = 26 mm
- 1a** – optimisé suivant *ConsoTot*, Di = 26 mm
- 1b** – optimisé suivant *ConsoRéelle*, Di = 26 mm
- 2ref** – référence, pas de capteurs PV/T, Di = 33 mm
- 2a** – optimisé suivant *ConsoTot*, Di = 33 mm
- 2b** – optimisé suivant *ConsoRéelle*, Di = 33 mm

Une si faible augmentation provient du déphasage entre l'énergie solaire collectée et les charges de chauffage du bâtiment. Les besoins du bâtiment sont les plus importants entre Octobre et Avril. Pour le système 2a, présentant les meilleures performances, 56.1 GJ d'énergie sont extraits du puits durant cette période alors que seulement 10.1 GJ y sont injectés depuis les panneaux solaires (voir Figure 8). De plus, comme le montre la Figure 9, les pompes de circulation 1 et 4 fonctionnent 51% et 12% du temps, respectivement. Le peu d'énergie solaire disponible durant cette période et la faible température extérieure empêchent le fluide caloporteur d'atteindre les 10°C de différence nécessaires à l'injection de la chaleur dans le puits. Au contraire, de Mai à Septembre, 10.1 GJ d'énergie sont extraits du puits et 23.2 GJ y sont injectés et les pompes de circulation 1 et 4 fonctionnent respectivement 10% et 37% du temps. Malgré l'importante quantité d'énergie injectée durant l'année, la température moyenne à l'entrée de la pompe à chaleur est seulement 2°C plus élevée que pour le système 2ref pour lequel il n'y a pas d'injection de chaleur dans le puits. Il semblerait donc qu'une partie de l'énergie qui est injectée entre Mai et Septembre n'est pas utilisée.

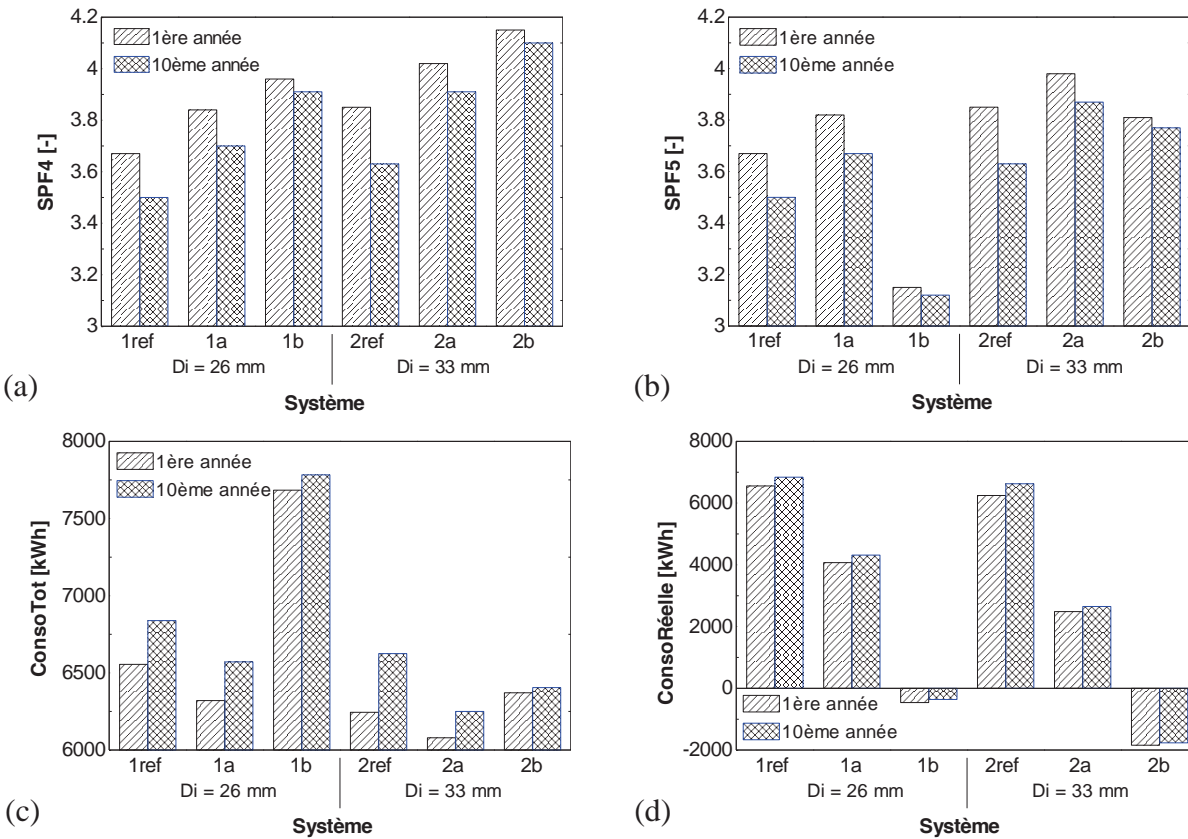


Figure 7 : Valeurs des facteurs de performance saisonniers SPF4 (a) et SPF5 (b) et des consommations *ConsoTot* (c) et *ConsoRéelle* (d) pour la première et dixième année d'opération des systèmes de référence et systèmes optimisés

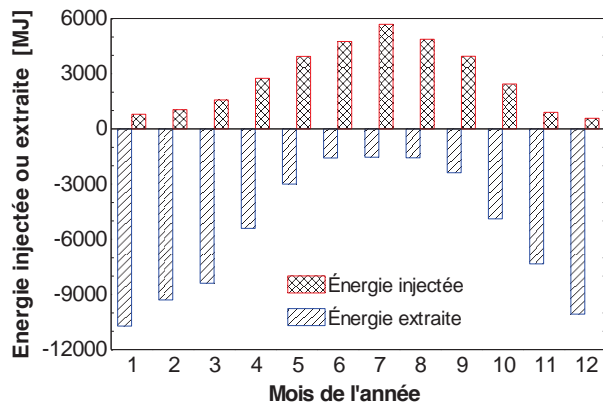


Figure 8 : Energie injectée et extraite du puits géothermique pour la première année d'opération du système 2a

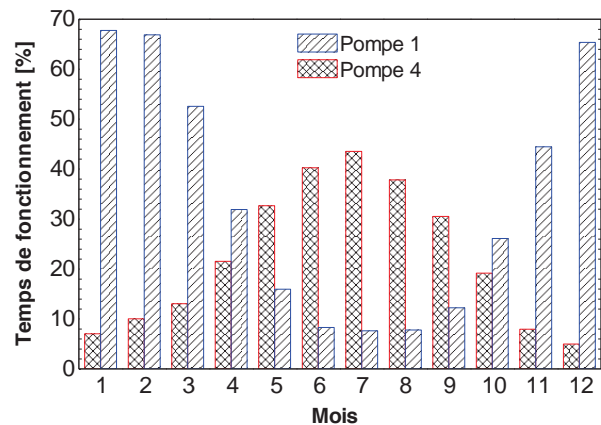


Figure 9 : Pourcentage du temps pour lequel les pompes de circulation 1 et 4 sont en fonctionnement lors de la première année d'opération du système 2a

STOCKAGE THERMIQUE SAISONNIER

Méthodologie

Le système utilisé pour l'étude du stockage saisonnier à l'échelle résidentielle est celui décrit sur la Figure 1. Le BTES est composé de 15 puits de 10 à 25 m de profondeur. Celui-ci est simulé sous TRNSYS à l'aide d'une version modifiée du modèle DST (Duct Ground Heat Storage Model) développé par Hellström (1989). Cette version modifiée (Chapuis, 2009) permet de

modéliser un champ de puits géothermiques pour lequel chaque puits contient deux circuits indépendants, un dédié à la charge et l'autre à la décharge du stockage. De plus, les puits peuvent être connectés à la pompe à chaleur en parallèle ou en série. Ici, les puits sont répartis en 5 branches de 3 puits en série afin de favoriser la stratification radiale du stockage. Un circuit est connecté à 75 m² de panneaux PV/T et l'autre à la pompe à chaleur. La circulation du fluide se fait du centre vers la

périphérie du stockage pour la charge, c'est-à-dire dans la boucle solaire, et de la périphérie vers le centre pour la décharge côté pompe à chaleur. Une épaisseur de 0.2 m d'isolant de conductivité 0.043 W/m·K est placée sur le dessus du stockage de manière à limiter les pertes thermiques vers l'extérieur. L'évaluation des pertes de charge dans les puits est faite de la même manière que précédemment, à la différence près que celles-ci sont associées au débit dans une branche du champ de puits et non pas au débit total du fluide. Le débit total du fluide étant réparti entre les cinq branches de puits en série, le débit dans chacune des branches est relativement faible : 750 kg/h dans la boucle solaire et 266 kg/h dans le circuit associé à la pompe à chaleur. Les pertes seront alors telles que la consommation des pompes de circulation 1 et 4 aura peu d'influence sur la consommation totale du système. Le diamètre des tuyaux est donc choisi égal à 26 mm et le rendement des pompes de circulation 1 et 4 est supposé constant, égal à 30% quelle que soit la géométrie du champ de puits. Les paramètres des deux autres pompes de circulation ainsi que la méthode de calcul des SPF sont inchangés.

Dans un premier temps, la géométrie du BTES est choisie de sorte à limiter l'espace nécessaire à l'implantation d'un tel système dans le domaine résidentiel. La configuration retenue est résumée dans le Tableau 3. Le champ de puits comporte 15 puits de 10 m de profondeur, soit 150 m de puits au total. Cette longueur totale est semblable à celle d'une configuration à un seul puits. Les puits sont espacés de 2 m les uns des autres. Le volume cylindrique du stockage, V_{BTES} , est alors de 520 m³ d'après la définition du modèle DST :

$$V_{BTES} = \pi \cdot r_{BTES}^2 \cdot H = \pi \cdot r_1^2 \cdot H \cdot NB_{puits} \quad (7)$$

avec $r_1 = 0.525 \cdot B$

Les paramètres H , B et r_{BTES} de cette équation sont décrits dans la Figure 10. NB_{puits} représente le nombre total de puits du BTES.

Ensuite, une étude paramétrique est effectuée afin d'évaluer l'influence de la géométrie du stockage et des propriétés du sol. Le but est d'en déduire quelles sont les conditions pour lesquelles le stockage est le plus bénéfique pour le système. Les paramètres prennent les valeurs suivantes, les autres paramètres étant inchangés :

- $H = [10 ; 15 ; 20 ; 25]$ m
- $B = [2 ; 3]$ m
- $k = [1.67 ; 2.22 ; 2.78]$ W/m·K
- $C_s = [2000 ; 3000]$ kJ/m³·K

Enfin, le système dans sa configuration initiale (système 3a), résumée dans le Tableau 3, ainsi que le système le plus performant (système 3b) sont simulés en remplaçant les panneaux PV/T par des capteurs

thermiques plans vitrés (Viessmann Vitosol 100-F, SV1/SH1). La surface totale de panneaux solaires reste égale à 75 m².

Tableau 3 : Configuration initiale du champ de puits (systèmes 3a et 4a)

Paramètre	Valeur	Unité
Surface de capteurs PV/T (A_{PVT})	75	m ²
Nombre total de puits (NB_{puits})	15	-
Nombre de puits en série par branche	3	-
Profondeur des puits (H)	10	m
Espacement entre les puits (B)	2	m
Conductivité du sol (k)	2.22	W/m·K
Capacité thermique du sol (C_s)	2000	kJ/m ³ ·K
Rayon du stockage (r_{BTES})	4.1	m
Volume du stockage (V_{BTES})	520	m ³

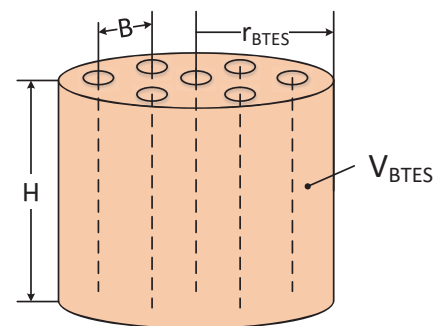


Figure 10 : Schéma des paramètres géométriques du stockage

Résultats

Systèmes avec BTES

- 3a** – config. initiale (Tableau 3), PV/T
- 3b** – config. optimale (Tableau 4), PV/T
- 4a** – config. initiale (Tableau 3), capteurs plans vitrés
- 4b** – config. optimale (Tableau 4), capteurs plans vitrés

Chaque simulation est effectuée sur 3 ans avec un pas de temps de 6 minutes à partir du 1^{er} janvier. Comme le montre la Figure 14a (qui sera décrite plus amplement par la suite), la température à l'entrée de la pompe à chaleur du système 3a décroît au fil des ans. Cette configuration ne permet donc pas de réaliser du stockage saisonnier. Durant la troisième année d'opération la température minimale à l'entrée de la pompe à chaleur est égale à -8.9°C, or la température limite d'opération de la pompe à chaleur choisie est de -10°C. Il est donc probable que ce système ne puisse pas opérer correctement durant les années suivantes. De plus, la température est parfois légèrement supérieure à 25°C, limite de fonctionnement de la pompe à chaleur. Il serait alors nécessaire d'ajouter une sécurité interdisant l'injection de chaleur dans le puits lorsque la température à l'entrée de la pompe à chaleur atteint 25°C. Le SPF5 du système 3a est de 3.82 et 3.68 pour la première et troisième année d'opération, respectivement. À titre de comparaison, le système 2a

comportant un puits unique de 140 m avec injection de chaleur atteint un SPF5 de 3.98 et 3.90 pour la première et troisième année d'opération, respectivement. L'évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur du système 3a est présentée dans la Figure 11.

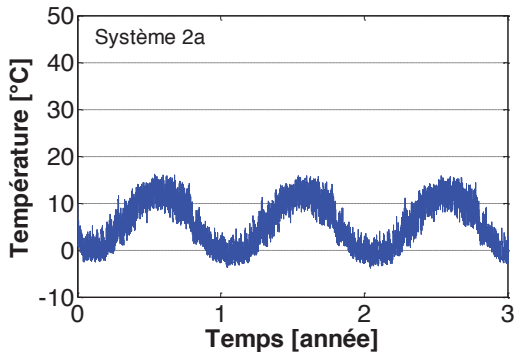


Figure 11 : Evolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours des 3 premières années d'opération du système 2a

Les résultats de l'étude paramétrique sont présentés sur la Figure 12 et la Figure 13. Une augmentation de la profondeur H des puits implique une amélioration significative des SPF5 pour la troisième année d'opération du système, quel que soit l'espacement entre les puits. Pour une capacité thermique volumique C_s donnée, le système est plus performant lorsque la conductivité du sol k est élevée, en particulier pour des profondeurs de puits faibles (10-15 m). Si les puits sont plus profonds (20-25 m), la conductivité du sol a peu d'influence sur le SPF5. De plus, l'efficacité du système augmente quand C_s passe de 2000 kJ/m³.K à 3000 kJ/m³.K, la différence étant particulièrement marquée lorsque les puits sont proches les uns des autres ($B = 2$ m). Globalement, les systèmes avec des puits espacés de 3 m sont plus performants. Ce sont également ceux pour lesquels la quantité d'énergie stockée à la fin de la première année d'opération est la plus importante, l'énergie stockée étant calculée comme suit :

$$Q_{stockée} = Q_{injectée} - Q_{extraite} - Q_{perdue} \quad (8)$$

Où $Q_{injectée}$, $Q_{extraite}$ et Q_{perdue} représentent les quantités d'énergie injectée, extraite et perdue durant l'année, respectivement. Il est à noter qu'une quantité d'énergie stockée négative signifie que le stockage contient moins d'énergie que l'année précédente à la même date. Pour réaliser du stockage saisonnier, il faut donc que $Q_{stockée}$ soit positif. Ainsi, d'après la Figure 13, lorsque les puits sont espacés de 2 m, un seul système répond à ce critère pour la première année d'opération. Ce système comporte des puits de 25 m de profondeur et une conductivité du sol faible, égale à 1.67 W/m.K. Lorsque les puits sont espacés de 3 m, pour que de l'énergie soit emmagasinée dans le BTES, la profondeur des puits doit être supérieure à 20 m et 15 m quand C_s vaut 2000 et 3000 kJ/m³.K, respectivement. La capacité thermique volumique du sol, C_s , est donc un paramètre très important pour le stockage. À géométrie et conductivité du sol égales, le système pour lequel C_s vaut 3000 kJ/m³.K emmagasine 2 à 4 GJ d'énergie de plus que celui avec C_s égal à 2000 kJ/m³.K. Bien que le SPF5 du système soit plus élevé pour une conductivité du sol élevée, la quantité d'énergie stockée est plus importante pour une faible conductivité du sol et ce quelles que soient les valeurs de B et H . Les pertes de chaleur du stockage sont réduites, le sol autour du BTES agit donc comme un isolant. Il est à noter que pratiquement aucune énergie supplémentaire n'est stockée à la fin de la troisième année.

Pour cette étude paramétrique, le rendement électrique annuel des capteurs PV/T est de 11% environ. Ceux-ci génèrent 60 à 100 fois plus d'électricité que la pompe de circulation 4 n'en consomme. Leur rendement thermique annuel varie entre 17% et 24%, les rendements les plus faibles étant obtenus pour les systèmes avec des puits de 10 m de profondeur.

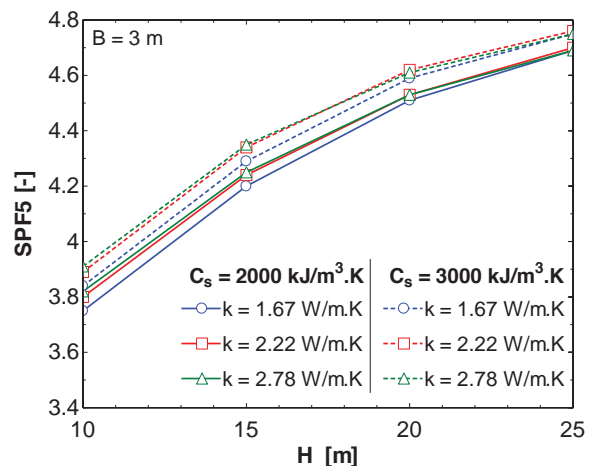
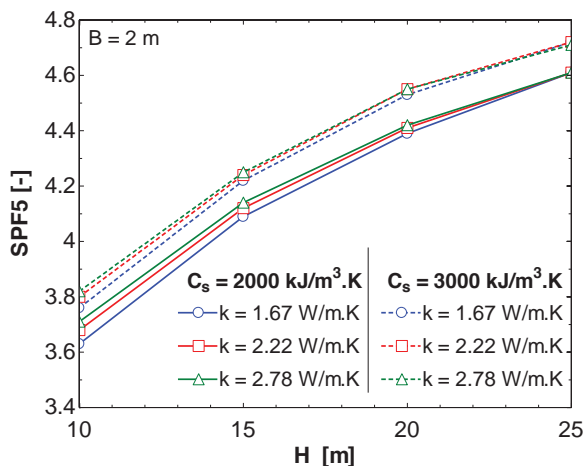


Figure 12 : Valeurs du SPF5 pour la troisième année d'opération en fonction de la profondeur H des puits et de l'espacement entre les puits (à gauche $B = 2$ m, à droite $B = 3$ m)

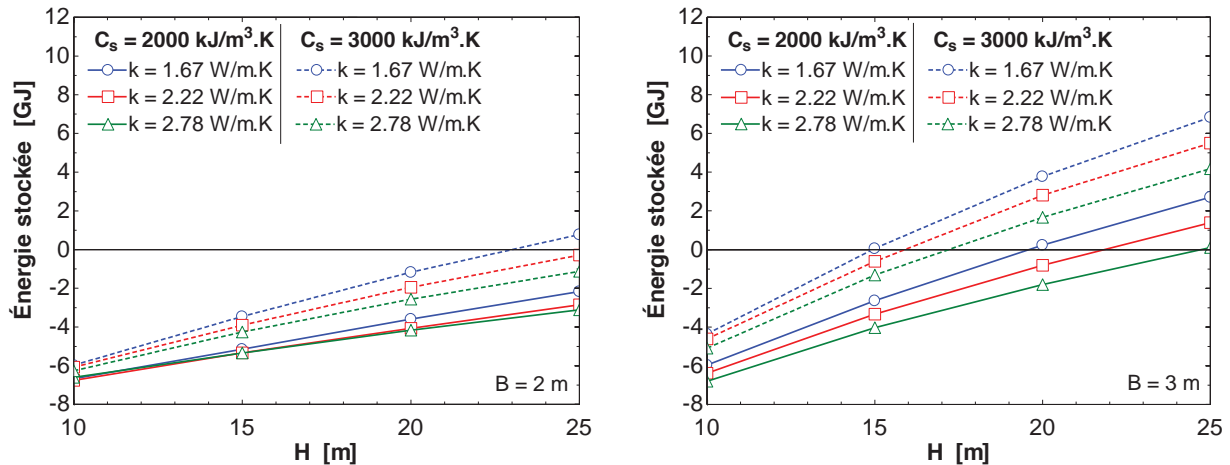


Figure 13 : Quantité d'énergie stockée dans le volume à la fin de la première année d'opération (au 31 décembre) en fonction de la profondeur H des puits et de l'espacement entre les puits (à gauche $B = 2\text{ m}$, à droite $B = 3\text{ m}$)

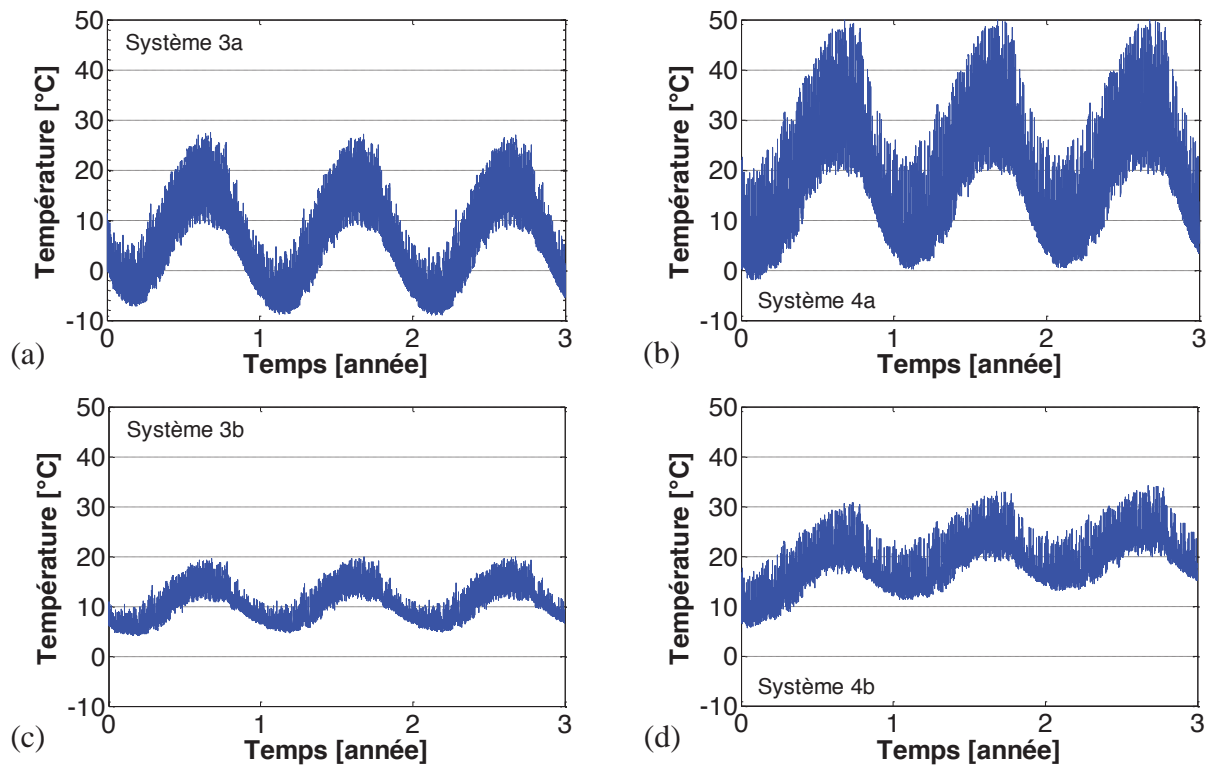


Figure 14 : Evolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur au cours des 3 premières années d'opération des systèmes 3a et 3b avec des capteurs PV/T (figures a et c) et 4a et 4b avec des collecteurs plans vitrés (figures b et d)

Le système présentant les meilleures performances, appelé par la suite système 3b, est décrit dans le Tableau 4. Celui-ci comporte 15 puits de 25 m de profondeur espacés de 3 m les uns des autres, d'où un volume de stockage de 2922 m³. Comme observé précédemment, le stockage saisonnier fonctionne mieux lorsque la conductivité du sol est faible et que la capacité thermique du sol est élevée. Pour le système 3b, k vaut donc 1.67 W/m.K et C_s est égal à 3000 kJ/m³.K. Cette configuration est celle pour laquelle le SPF5 à la troisième année d'opération est le plus élevé, soit 4.75,

et pour laquelle l'énergie emmagasinée dans le BTES à la fin de la première année d'opération est la plus importante, soit 6.84 GJ. La Figure 14c montre l'évolution de la température à l'entrée de la pompe à chaleur pour ce système. La différence entre la température minimale et maximale est d'environ 15°C, soit 20°C de moins que le système 3a. Ceci provient de l'augmentation du volume de stockage V_{BTES} ainsi que de la capacité thermique du sol C_s permettant alors de stocker une plus grande quantité d'énergie dans le champ de puits. De plus, les conditions d'opération du



système respectent les limites de fonctionnement de la pompe à chaleur. En revanche, la température n'augmente que très légèrement d'années en années.

En remplaçant les capteurs PV/T par des collecteurs solaires thermiques vitrés pour les systèmes 3a et 3b, c'est-à-dire le système de stockage dans sa configuration initiale et le système le plus performant, la température à l'entrée de la pompe à chaleur évolue telle que le montre la Figure 14b et la Figure 14d. Ces deux nouveaux systèmes sont nommés 4a et 4b, respectivement. L'avantage de capteurs plans vitrés réside dans la production d'énergie thermique en hiver. En effet, les panneaux PV/T non vitrés utilisés jusqu'à présent ne collectent que très peu de chaleur durant l'hiver à cause de l'effet du vent et des basses températures. L'allure globale de ces courbes est similaire à celle des systèmes 3a et 3b. En effet, la différence entre la température minimale et maximale est très importante pour le système 4a dont le volume de stockage est relativement faible, soit une différence d'environ 50°C, alors que cette différence n'est que de 20°C environ pour le système 4b. Cependant, la température augmente au fil des ans pour les deux configurations, la température minimale durant la troisième année d'opération du système 4b étant de 13.2°C. Les systèmes 4a et 4b réalisent donc du stockage, ceux-ci emmagasinant respectivement 3.8 GJ et 55.7 GJ à la fin de la première année d'opération. Le SPF5 obtenu pour la troisième année d'opération est égal à 4.87 et 5.63 pour les systèmes 4a et 4b, respectivement. Ceci correspond à une augmentation de 25% à 44% par rapport au système 2a pour lequel la chaleur est injectée dans un unique puits de 140 m de profondeur. À nouveau, la température en entrée de la pompe à chaleur excède la limite de fonctionnement autorisée. Pour que le système puisse fonctionner correctement il faudrait par exemple arrêter l'injection lorsque la température en entrée de la pompe à chaleur atteint 25°C ou utiliser une pompe à chaleur acceptant des températures plus élevées. Il serait également possible de réduire la surface de collecteurs thermiques utilisés.

Tableau 4 : Configuration du champ de puits présentant les meilleures performances (systèmes 3b et 4b)

Paramètre	Valeur	Unité
Surface de capteurs PV/T (A_{PVT})	75	m^2
Nombre total de puits (NB_{puits})	15	-
Nombre de puits en série par branche	3	-
Profondeur des puits (H)	25	m
Espacement entre les puits (B)	3	m
Conductivité du sol (k)	1.67	$W/m \cdot K$
Capacité thermique du sol (C_s)	3000	$kJ/m^3 \cdot K$
Rayon du stockage (r_{BTES})	6.1	m
Volume du stockage (V_{BTES})	2922	m^3

CONCLUSIONS

Cet article analyse l'effet de l'injection de chaleur dans des puits géothermiques depuis des panneaux photovoltaïques-thermiques (PV/T) sur les performances du système de chauffage d'une maison unifamiliale située à Montréal.

Dans un premier temps, le système ne comporte qu'un seul puits de 140 m de profondeur. Ce système est modélisé sous TRNSYS et optimisé à l'aide du logiciel GenOpt afin de trouver la configuration pour laquelle le système est le plus performant. Les résultats montrent qu'avoir une grande surface de capteurs PV/T n'est pas toujours bénéfique pour le système à cause de la consommation de la pompe de circulation responsable de l'injection de chaleur dans le puits. Augmenter la taille des tuyaux du puits permet de réduire les pertes de charges et donc de diminuer cette consommation. Ainsi, si la production d'électricité des cellules PV n'est pas prise en compte, la surface de PV/T doit être d'environ 15 m^2 pour maximiser le rendement du système. Le meilleur facteur de performance saisonnier (SPF) obtenu par optimisation vaut 3.98 contre 3.85 dans le cas d'un système sans injection. L'injection de chaleur dans le puits permet donc d'améliorer légèrement les performances du système. Les bénéfices de cette injection sont cependant limités par la faible quantité d'énergie collectée par les capteurs PV/T durant la saison de chauffage. Une solution consisterait à remplacer les panneaux PV/T non vitrés par des capteurs PV/T vitrés afin de limiter les pertes thermiques des capteurs vers l'extérieur. Ceci sera l'objet d'une étude ultérieure. De plus, une partie de la chaleur injectée durant la période estivale se diffuse vers le sol aux alentours du puits, elle est alors perdue si elle n'est pas rapidement utilisée.

Pour remédier à cela, la possibilité de réaliser un stockage thermique saisonnier par puits géothermiques est alors étudiée. Le puits de 140 m est remplacé par 15 puits de 10 à 25 m de profondeur. Un des avantages d'une telle configuration est la réduction des pertes de charges dans le circuit, d'où une diminution de la consommation des pompes de circulations. Les résultats montrent que les puits doivent être espacés de 3 m les uns des autres pour que le champ de puits emmagasine de la chaleur au bout d'un an. De plus, les performances du système augmentent lorsque la capacité thermique volumique du sol est élevée et davantage d'énergie est stockée si la conductivité du sol est faible, celui-ci agissant alors comme un isolant. Au mieux le système présente un SPF global de 4.75 à la troisième année d'opération et stocke 6.8 GJ d'énergie au bout d'un an. Cependant, la température à l'entrée de la pompe à chaleur côté source augmente peu au fil des ans. Si les panneaux PV/T sont remplacés par des capteurs plans



vitrés, 55.7 GJ d'énergie sont stockés à la fin de la première année de fonctionnement et la température minimum à l'entrée de la pompe à chaleur vaut 13.2°C à la troisième année au lieu de -6.7°C dans le cas d'un système avec un seul puits sans injection de chaleur. En revanche, la température maximale dépasse la limite de fonctionnement de 25°C autorisée par la pompe à chaleur.

Le stockage de type BTES (Borehole Thermal Energy Storage) semble donc possible à l'échelle résidentielle à condition d'utiliser une pompe à chaleur admettant des températures plus élevées côté source. De plus, le champ de puits tel que défini dans cette étude occupe une large surface, soit un disque d'environ 6 m de rayon. Il serait donc nécessaire de trouver un compromis entre performances et surface requise afin de faciliter l'implantation d'un tel système à l'échelle d'une maison unifamiliale.

REMERCIEMENTS

Les auteurs tiennent à remercier le réseau de recherche stratégique du CRSNG sur les bâtiments intelligents à consommation énergétique nette zéro qui a contribué financièrement à la présente étude.

RÉFÉRENCES

Baser T., Lu N., McCartney J. (2015), 'Operational Response of Soil-Borehole Thermal Energy Storage System', *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 04015097.

Brischoux P. and Bernier M. (2016), 'Coupling PV/T Collectors with a Ground-Source Heat Pump System in a Double U-tube Borehole', *ASHRAE Winter Conference, Orlando*, Accepted for publication.

Chapuis S. (2009), *Stockage thermique saisonnier dans un champ de puits géothermiques verticaux en boucle fermée*, M.A.Sc., Département de Génie Mécanique, École Polytechnique de Montréal, Montréal, Québec, Canada.

Godefroy V. (2014), *Élaboration et validation d'une suite évolutive de modèles d'échangeurs géothermiques verticaux*, M.A.Sc., Département de Génie Mécanique, École Polytechnique de Montréal, Montréal, Québec, Canada.

Grundfos Canada (2015), Product Center, <http://product-selection.grundfos.com>, Accès le 18 Novembre 2015.

Hellström G. (1989), *Duct Ground Heat Storage Model, Manual for Computer Code*, Department of

Mathematical Physics, University of Lund, Lund, Sweden.

Kjellsson E., Hellström G. and Perers B. (2010), 'Optimization of systems with the combination of ground-source heat pump and solar collectors in dwellings', *Energy*, 35 2667-2673.

Klein, S.A. et al. (2010), *TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program*, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA, <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.

Lanini S., Delaleux F., Py X., Olivès R. and Nguyen D. (2014), 'Improvement of borehole thermal energy storage design based on experimental and modelling results', *Energy and Buildings*, 77 393-400.

Nordman R. and Zottl A. (2011), 'SEPEMO-Build – a European project on seasonal performance factor and monitoring for heat pump systems in the building sector', *REHVA Journal*, 56-61.

TESS (2004), *Type560: PV/T Collectors; Interacting with Simple Zone Models*, Madison, WI: Thermal Energy Systems Specialists.

Viessmann Group (2012), *Solar Collector Certification and Rating 2007042A*, Glazed Flat-Plate, model Vitosol 100-F, SV1/SH1.

Viessmann Group (2014), *Vitocal Technical guide: Brine/water and water/water heat pumps, Single and two-stage, 5.8 to 117.8 kW*, model Vitocal 300-G Type BW 301.B08.

Wang X., Zheng M., Zhang W., Zhang S. and Yang T. (2010), 'Experimental study of a solar-assisted ground-coupled heat pump system with solar seasonal thermal storage in severe cold areas', *Energy and Buildings*, 42 2104-2110.

Wetter M. (2009), *GenOpt, generic optimization program, User Manual, Version 3.0.0*, Technical report LBNL-2077E, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, USA.