



Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord

RAPPORT D'ACTIVITÉS – ANNÉE 3

Par

**Jasmin Raymond et
Félix-Antoine Comeau**

30 septembre 2019 – Québec

Institut national de la recherche scientifique - Centre Eau Terre Environnement, 490 de la Couronne, Québec, Qc, G1K 9A9

Téléphone : (418) 654-2559 ; Télécopieur : (418) 654-2600

Site internet : <http://www.ete.inrs.ca/ete/recherche/chaire-de-recherche-sur-le-potentiel-geothermique-du-nord>

TABLE DES MATIÈRES

1. DESCRIPTION DES OBJECTIFS GÉNÉRAUX DU PROGRAMME DE RECHERCHE DE LA CHAIRE.....	4
2. DESCRIPTION DES PROGRÈS RÉALISÉS À L'ÉGARD DE CES OBJECTIFS DURANT LA PÉRIODE COUVERTE PAR LE PRÉSENT RAPPORT	4
3. ÉQUIPE DE RECHERCHE	6
4. RECRUTEMENT ET FORMATION (ÉTUDIANTS DE 1^{ER}, 2^E ET 3^E CYCLES, POST-DOCTORANTS, PROFESSIONNELS DE RECHERCHE, TECHNICIENS, ETC.).....	6
5. COLLABORATION AVEC LES PARTENAIRES (INDUSTRIELS, INSTITUTIONNELS ET AUTRES)	7
6. DÉCRIRE LA VALEUR AJOUTÉE DANS LE CONTEXTE DE LA CRÉATION DE L'INQ.	8
7. DIFFUSION DES RÉSULTATS ET TRANSFERT DES CONNAISSANCES OU DE LA TECHNOLOGIE.....	9
8. RENSEIGNEMENTS FINANCIERS.....	12
9. DÉMONTRER LA SYNERGIE, LE MAILLAGE ET L'EFFET STRUCTURANT ENTRE LES 3 CHAIRES....	13
10. SYNTHÈSE DES FAITS SAILLANTS ET DES RÉALISATIONS DE LA CHAIRE AU COURS DE SES TROIS ANNÉES D'EXISTENCE (2016-2019).....	13
11. ANNEXES – APERÇU DES TRAVAUX ET ACTIVITÉS RÉALISÉS PAR LA CHAIRE.....	15

1. Description des objectifs généraux du programme de recherche de la chaire

La Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord, ci-après nommée la Chaire, a débuté ses travaux en juillet 2016. Le présent rapport décrit les activités réalisées durant la troisième année du mandat de la Chaire, soit de juillet 2018 à juin 2019.

L'objectif scientifique de cette chaire est d'améliorer la compréhension des processus de transfert de chaleur qui définissent l'étendue, la pérennité et la faisabilité d'exploitation des ressources géothermiques du nord du Québec. La Chaire a aussi un objectif de sensibilisation des communautés et des entreprises nordiques afin d'améliorer les connaissances liées au développement de projets en géothermie et en efficacité énergétique du Québec nordique.

Le but du programme de recherche demeure le même que celui formulé en 2016. Plus de détails quant aux sous-objectifs du programme de la Chaire sont disponibles dans le rapport d'activités de l'année 1.

2. Description des progrès réalisés à l'égard de ces objectifs durant la période couverte par le présent rapport

La troisième année d'activité de la Chaire a permis de maintenir les activités d'une équipe multidisciplinaire en sciences de la Terre et en génie mécanique qui travaille à évaluer les besoins en chaleur des entreprises et des communautés du Nord, ainsi qu'à proposer des alternatives basées sur les ressources et les technologies géothermiques. Le réseau de collaboration maintenant bien établi s'est élargi durant cette période pour démarrer de nouveaux projets interdisciplinaires avec des collègues en science politique et en droit, en plus de travailler avec de nouvelles communautés nordiques et diversifier les partenariats, notamment pour un nouveau projet avec le *Yukon Geological Survey* (YGS).

Les travaux de terrain et de laboratoire qui étaient prévus pour évaluer le potentiel géothermique du secteur de Kuujuaq sont terminés. Deux étudiantes à la maîtrise (I. Kanzari – INRS et E. Gunawan – Háskólinn í Reykjavík, Islande), qui ont travaillé à évaluer le potentiel d'utilisation des pompes à chaleur géothermique pour des bâtiments de Kuujuaq, ont terminé leur projet et complété leurs études. Un article à ce sujet a notamment été soumis à la revue *Renewable Energy* (Gunawan et al., Soumis). Les travaux indiquent que bien que les ressources souterraines aient une température moyenne autour de 1 °C et que les charges énergétiques des bâtiments au cours de l'année soient déséquilibrées (besoins en chauffage supérieurs à ceux en climatisation), il serait techniquement

possible d'opérer des pompes à chaleur géothermique pour chauffer des bâtiments. De plus, il cela serait plus rentable que de les chauffer au moyen d'une fournaise au diesel, tel que présentement effectué. En effet, une analyse de cycle de vie réalisée sur une période de 50 ans a démontré que le coût normalisé du chauffage géothermique serait de l'ordre de 0,08 à 0,15 \$/kWh, alors qu'il est présentement de 0,21 \$/kWh pour le chauffage au diesel. Les travaux d'un stagiaire postdoctoral (N. Giordano) sur le stockage thermique souterrain avec un couplage géothermie-solaire à Kuujuaq sont aussi terminés. Un article a d'ailleurs été publié dans la prestigieuse revue *Applied Energy* (Giordano et Raymond, 2019; Annexe 1). L'étude démontre qu'il serait possible de produire suffisamment de chaleur avec des panneaux solaires durant la saison estivale pour la stocker dans le sol et la réutiliser lors des saisons froides afin de combler 50 % des besoins en chauffage de l'eau potable de Kuujuaq afin d'éviter qu'elle ne gèle lors de son transport vers les maisons. Les travaux d'une étudiante au doctorat sur le potentiel des ressources géothermiques profondes pour produire de l'électricité et de la chaleur issue de réservoirs géothermiques ouvragés situés autour de 5 km de profondeur sont toujours en cours. L'étudiante effectue présentement des travaux de modélisation numérique afin d'anticiper le débit d'opération d'un tel système. Tous ces travaux réalisés à Kuujuaq visent les premier et deuxième sous-objectifs de la chaire concernant la valorisation des milieux géologiques propices au développement des ressources géothermiques et l'amélioration des méthodes de conception et d'opération des systèmes géothermiques nordiques.

Les travaux d'évaluation du potentiel géothermique des mines actives et abandonnées au nord du 49^e parallèle sont également terminés avec le financement du Fonds de recherche du Québec - Nature et technologies (FRQNT), dans le programme en partenariat sur le développement durable du secteur minier, qui a pris fin au printemps 2019. L'étudiante à la maîtrise (A. Morgan – Háskólinn í Reykjavík), qui a évalué le potentiel de chauffage géothermique avec l'eau des vingt-six mines fermées et inondées de la région de Chibougamau-Chapais, a terminé ses travaux. Un article de conférence sera présenté en octobre à la conférence annuelle de la Société canadienne de géotechnique (Morgan et al., 2019). L'étude démontre que la mine Copper Rand près de Chibougamau, qui est celle affichant le plus grand volume et atteignant la plus grande profondeur, pourrait fournir une puissance de chauffage allant jusqu'à 4 MW. L'étudiant à la maîtrise (E. Alvarado – INRS), qui a quant à lui travaillé à l'évaluation du potentiel géothermique de l'eau de dénoyage de la mine Éléonore de Goldcorp, doit terminer ses études pour décembre 2019. Un rapport préliminaire a été soumis (Annexe 2) et son mémoire de

maîtrise est en cours de rédaction. L'étude démontre qu'un système de pompe à chaleur géothermique pourrait fournir près de 37 % des besoins de chauffage des galeries souterraines de la mine Éléonore, actuellement comblés avec un système de brûleurs au propane, ce qui engendrait des économies annuelles d'environ un demi-million de dollars. Les sous-objectifs de la Chaire concernant la valorisation des ressources et l'amélioration des méthodes de conception sont ciblés par ces projets spécifiquement réalisés dans l'environnement minier.

La première partie des travaux sur le développement d'essais de réponse thermique avec un équipement de faible puissance, spécifiquement approprié pour les régions éloignées du Nord, s'est terminée avec le dépôt d'un mémoire de maîtrise (M.I. Vélez) et de deux articles, dont un paru en 2018 et l'autre sous presse. Ces travaux répondent au troisième sous objectif de la Chaire, lequel concerne le développement de nouvelles technologies, et ont en partie été soutenus par le Conseil de recherche en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG) via le programme de subventions à la découverte. Un financement additionnel du CRSNG a d'ailleurs été obtenu par la subvention De l'idée à l'innovation (INNOV) pour poursuivre le développement de cette technologie grâce à un nouveau test de réponse thermique dont l'injection de chaleur est cette fois-ci oscillatoire dans l'optique de mesurer la capacité thermique du sous-sol, un paramètre essentiel pour la conception des systèmes de stockage thermique souterrain. C'est le stagiaire postdoctoral N. Giordano qui a pris la relève de ce projet et effectue la recherche en ce sens. Nous espérons déployer ce concept et cette installation dans le Nord pour des essais de démonstration futurs.

L'évaluation des ressources géothermiques profondes de l'Île d'Anticosti et des Îles-de-la-Madeleine, réalisée avec le professeur M. Malo par le biais d'un financement Projet de recherche en équipe du FRQNT, est en cours. Le contexte énergétique de ces endroits est semblable à celui du Nord par leur dépendance au diesel pour leurs besoins en chauffage et en électricité, étant isolés du reste de la province. Un stagiaire de recherche (H. Langevin) a complété les travaux aux Îles-de-la-Madeleine et a publié un article de conférence (Langevin et al., 2019), alors qu'une étudiante à la maîtrise a soumis un article scientifique concernant l'Île d'Anticosti (Gascuel et al., Soumis). Les données de température profonde disponibles pour ces secteurs sont éparses, mais permettent toutefois de confirmer un potentiel de production de chaleur avec l'eau souterraine oscillant entre 40 et 55 °C à la base du bassin sédimentaire, à 2 km de profondeur. Les travaux de ce volet de recherche démarré l'an dernier sont en lien avec le sous-objectif de valorisation des ressources

géothermiques des régions nordiques et isolées.

En novembre 2018, lors de la 3^e Journée de la science de l'INQ, qui s'est tenue à l'INRS, la Chaire a fait le lancement du Laboratoire ouvert de géothermie (LOG; annexe 3). Il s'agit d'une infrastructure de recherche majeure, financée en partie par la Fondation canadienne pour l'innovation (FCI), qui a été développée pour évaluer les propriétés hydrauliques et thermiques des matériaux géologiques, dont celles d'échantillons du socle rocheux et de dépôts meubles provenant du Nord. Le lancement du LOG a suscité beaucoup d'intérêt médiatique suite à une entrevue à l'émission de radio *Première Heure*. Le laboratoire est maintenant utilisé de façon routinière par les étudiants de la Chaire et a notamment permis le développement d'un nouveau projet avec le YGS. En effet, ceux-ci ont effectué, lors des deux dernières années, des travaux de forage et de mesure de température en profondeur pour évaluer le gradient géothermique près de Whitehorse. Des carottes de forage ont été échantillonnées à l'été 2019 et des analyses sont en cours au LOG pour en déterminer les propriétés thermiques du roc afin de calculer le flux de chaleur terrestre et évaluer l'origine des sources thermales de Takhini. Il s'agit d'un début de collaboration puisque le YGS et la Chaire partagent les mêmes objectifs de valorisation des ressources géothermiques des régions éloignées en vue de diminuer l'utilisation du diesel.

Trois nouveaux projets en lien avec la Chaire ont également vu le jour lors de la dernière année. Un premier projet a été obtenu dans le programme Subventions d'engagement partenarial (SEP) du CRSNG pour évaluer, en collaboration avec la firme d'ingénierie CIMA+, le potentiel d'utilisation des pompes à chaleur géothermique et du stockage thermique souterrain dans le village nordique de Whapmagoostui-Kuujuarapik (WK; Figure 1). Une évaluation des propriétés thermiques du roc et des dépôts meubles est attendue au terme de ce projet. Le second projet est quant à lui supporté par le Fonds Nouvelles frontières en recherche (FNFR) qui finance, par un nouveau programme des trois organismes subventionnaires fédéraux, la recherche à haut risque. Ce projet a pour but de faire progresser le stade de maturité technologique du stockage thermique souterrain en région nordique par le biais d'essais de démonstration réalisés à petite échelle. Il s'agit d'un projet interdisciplinaire pour lequel les barrières légales au développement des énergies renouvelables dans le Nord seront évaluées pour ensuite proposer de nouvelles politiques qui favoriseront l'émergence des énergies renouvelables dans cette région. Le troisième projet est issu du groupe MiraNor financé par le Fonds pour dommages à l'environnement et s'attarde à l'habitat du poisson affecté par l'industrie minière en

milieu nordique. Le projet émerge d'un programme de recherche interdisciplinaire dans lequel un étudiant au doctorat (M. Fakhari) utilisera le traçage thermique pour quantifier les flux d'eau souterraine qui affecte la température et la qualité de l'eau des rivières nordiques. Ce dernier projet de recherche ne touche pas directement les objectifs de la Chaire puisqu'il ne concerne pas le secteur énergétique, mais est complémentaire, puisqu'il se déroule sur le territoire nordique et est d'intérêt pour le titulaire de la Chaire puisqu'il vise l'étude des transferts de chaleur en milieu naturel.



Figure 1. Échantillonnage de dépôts sableux à Whapmagoostui-Kuujuarapik pour la mesure des propriétés thermiques en laboratoire.

3. Équipe de recherche

Le titulaire de la Chaire est Jasmin Raymond, professeur à l'INRS au Centre Eau Terre Environnement. Les professeurs suivants, impliqués depuis la première année, ont participé lors des activités de la troisième année de la Chaire :

- Michel Malo (INRS, maintenant retraité)
- Erwan Gloaguen (INRS)
- Bernard Giroux (INRS)
- René Therrien (Université Laval)
- Louis Lamarche (ÉTS)

De nouveaux professeurs se sont joints à l'équipe de la Chaire pour les projets obtenus au courant de la dernière année. Il s'agit de :

- Richard Martel (INRS)
- Louis Gosselin (Université Laval)
- Thierry Rodon (Université Laval)
- Christophe Krolik (Université Laval)

Les trois derniers apportent l'expertise nécessaire en génie mécanique, science politique et droit pour la réalisation du projet appuyé par le FNFR. Il s'agit d'une

première collaboration avec la Chaire de recherche sur le développement durable du Nord, également appuyé par l'INQ. Cette collaboration est importante et confirme l'engagement de l'INQ envers la recherche intersectorielle.

4. Recrutement et formation (étudiants de 1^{er}, 2^e et 3^e cycles, post-doctorants, professionnels de recherche, techniciens, etc.)

Deux professionnels de recherche, un stagiaire de baccalauréat, neuf étudiants à la maîtrise, deux étudiantes au doctorat et deux stagiaires postdoctoraux travaillent ou ont travaillé sur les projets en lien avec la Chaire. Cette liste a été mise à jour en fonction des projets en cours et des projets terminés.

Projets en cours

- Félix-Antoine Comeau, professionnel de recherche INRS, Franchir les obstacles pour le développement énergétique du Nord grâce au stockage thermique souterrain
- Karine Bédard, professionnelle de recherche INRS, Ressources géothermiques profondes des bassins sédimentaires du Québec
- Hubert Langevin, stagiaire de recherche INRS, Origine des sources thermales de Takhini, Yukon
- Edgardo Alvarado, étudiant à la maîtrise INRS, Production de chaleur à partir des eaux d'exhaures à la mine Éléonore
- Mafalda Miranda, étudiante au doctorat INRS, Ressources géothermiques profondes et systèmes géothermiques ouvragés au Nunavik
- Milad Fakhari, étudiant au doctorat INRS, Contribution des eaux souterraines à la température et la qualité de l'eau des rivières nordiques
- Nicolò Giordano, stagiaire postdoctoral INRS, Tests de réponse thermique oscillatoire

Projets terminés

- Félix-Antoine Comeau, professionnel de recherche INRS, Potentiel géothermique des mines du Plan Nord
- Hubert Langevin, stagiaire de baccalauréat, Potentiel géothermique des Îles-de-la-Madeleine

- Evelyn Gunawan, étudiante à la maîtrise Háskólinn í Reykjavík (Islande), Cartographie du potentiel des pompes à chaleur géothermique à Kuujuaq avec la méthode G.POT
- Inès Kanzari, étudiante à la maîtrise INRS, Potentiel des pompes à chaleur géothermique à Kuujuaq
- Luca Riggi, étudiant à la maîtrise Politecnico di Torino (Italie), Opération des échangeurs de chaleur dans un contexte de pergélisol
- Matteo Covelli, étudiant à la maîtrise Università di Torino (Italie), Simulations de systèmes géothermiques dans l'environnement minier
- Violaine Gascuel, étudiante à la maîtrise École nationale supérieure en environnement, géoressources et ingénierie du développement durable (Bordeaux, France), Potentiel géothermique de l'île d'Anticosti
- Maria Isabel Velez Vasquez, étudiante à la maîtrise INRS, Tests de réponse thermique pour les milieux éloignés
- Andrea Morgan, étudiante à la maîtrise Háskólinn í Reykjavík (Islande), Production de chaleur à partir de l'eau inondant les mines fermées de la Jamésie
- Malin Malmberg, étudiante à la maîtrise Kungliga Tekniska högskolan (KTH; Suède), Cartographie de la conductivité thermique à Stockholm
- Nicolò Giordano, stagiaire postdoctoral INRS, Potentiel du stockage thermique souterrain à Kuujuaq
- Patrick Belzile, stagiaire postdoctoral ÉTS, Inventaire des technologies géothermiques disponible pour le Nord

Le professionnel de recherche Félix-Antoine Comeau et le stagiaire postdoctoral Nicolò Giordano continueront à travailler sur des projets en lien avec le Nord et les objectifs de la chaire afin d'assurer un transfert de connaissance vers les nouveaux étudiants. Ceux qui ont terminé leurs projets ont acquis des notions de pointe quant aux problématiques énergétiques propres aux régions nordiques isolées. Ces étudiants ont maintenant ou sont sur le point d'intégrer le marché du travail. La plupart trouvent des emplois en lien avec les ressources naturelles, l'énergie ou l'environnement, et sont appelés à devenir des vecteurs de changements qui pourront appliquer les solutions développées par les projets de recherche de la Chaire.

5. Collaboration avec les partenaires (industriels, institutionnels et autres)

La Chaire collabore activement avec les communautés nordiques, les entreprises en opération sur le territoire du Plan Nord, ainsi que les institutions de recherche étrangères intéressées par le Nord. Les collaborations suivantes, évoquées dans les deux derniers rapports annuels, ont été maintenues.

Organismes du milieu

- Administration régionale Kativik
- Corporation foncière Nayumivik
- Développement économique Chibougamau
- Fonds minier du Nunavik
- Société Makivik
- Ville de Chapais

Entreprises

- Goldcorp
- Hatch
- Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)
- Midland Exploration
- Osisko Mining

International

- BRGM
- Université de Rennes 1 (France)
- *Politecnico di Torino* (Italie)
- *Háskólinn í Reykjavík* (Islande)
- *Kungliga Tekniska högskolan* (Suède)
- *Università di Torino* (Italie)
- *Universidad de Medellín* (Colombie)
- Université de Pau (France)
- Université de Neuchâtel (Suisse)

De plus, de nouvelles collaborations ont été démarrées lors de la dernière année. Des employés de Whapmagoostui First Nation et du NV Kuujuarapik ont été rencontrés lors de nos travaux de terrain dans ce secteur afin d'établir de nouveaux contacts avec cette communauté intéressée par le déploiement de technologies d'énergies renouvelables. Au niveau des entreprises, différentes rencontres de travail ont eu lieu avec les firmes d'ingénierie CIMA+ et Englobe qui sont respectivement actifs sur le territoire de WK et Kuujuaq. Le personnel de ces deux entreprises s'est montré intéressé par d'éventuels projets de démonstration afin d'avancer vers l'installation de forages ou de tranchées qui pourraient servir d'échangeurs de chaleur géothermique. CIMA+ envisage effectuer des forages pour la recherche en eau souterraine l'été prochain à WK et pourrait appuyer la Chaire au niveau de la logistique pour un forage d'exploration géothermique. Englobe travaille quant à

lui avec la Corporation foncière Nayumivik par le biais de l'entreprise Nunatech qui possède des appareils d'excavation à Kuujuaq, qui pourraient être utilisés lors d'installation d'échangeurs de chaleur horizontaux. Le développement d'expertise locale dans le domaine de l'énergie géothermique et l'accès à la machinerie étant nécessaire à la réalisation de premiers projets de démonstration, le titulaire de Chaire participe conséquemment à des réunions hebdomadaires avec Englobe et Nunatech afin de les accompagner pour développer l'expertise manquante. Un membre de la communauté de Kuujuaq, Jason Aitchison de Nunatech, a d'ailleurs soumis une demande au programme Catalysts 20/20 afin de préparer un plan de développement des énergies renouvelables à Kuujuaq, lequel prévoit un système de pompes à chaleur géothermique pour chauffer la piscine municipale ou encore l'aréna. Ces rencontres de travail contribuent à l'objectif de sensibilisation des communautés et entreprises nordiques que s'est fixé la Chaire face aux enjeux d'efficacité énergétique. À l'international, la collaboration a été particulièrement active avec l'*Università di Torino* et la *Politecnico di Torino* qui s'intéressent au potentiel géothermique des régions froides et éloignées dans les Alpes italiennes. Le titulaire de la Chaire a effectué une visite d'une semaine à Turin et présenté les différents projets en cours alors que le chercheur A. Casasso de la *Politecnico di Torino* a passé une semaine à Québec pour travailler avec l'équipe de la Chaire. Un article de conférence impliquant les chercheurs italiens et québécois a été présenté cette année (Giordano et al., 2019). Cette collaboration est possible grâce à un support du ministère des Relations internationales et de la Francophonie du Québec pour un projet de coopération qui se termine cette année. La directrice du Iceland School of Energy de la Háskólinn í Reykjavík a aussi fait deux visites à l'INRS lors de la dernière année pour assurer un suivi des projets des étudiants de cette institution qui sont venus à l'INRS compléter leurs travaux de recherche (A. Morgan et E. Gunawan). Le titulaire de la Chaire a maintenu ses efforts de collaboration avec l'*Universidad de Medellín* et la professeur D. Blessent, agissant comme coleader du groupe 363 sur l'énergie géothermique du Programme international des géosciences de l'UNESCO. Ce groupe, actif depuis trois ans, rejoint des chercheurs de pays en voie de développement (Argentine, Chili, Colombie) et tente de les mailler avec des chercheurs de pays développés (Belgique, Canada, Islande, France). Ensemble, D. Blessent et J. Raymond ont tenu la réunion annuelle de ce groupe de travail en France à Orléans aux bureaux du BRGM et ont aussi rencontré les gestionnaires du programme de l'UNESCO à Paris (Figure 2). Ce fut une occasion de vulgariser la recherche effectuée et de sensibiliser des hauts

diplomates, dont Elaine Ayotte, ambassadrice du Canada auprès de l'UNESCO.

6. Décrire la valeur ajoutée dans le contexte de la création de l'INQ.

De par ses activités locales, comme le lancement du LOG et la troisième journée de la science de l'INQ (programmation Annexe 4), tout comme internationales, la Chaire entreprend des actions structurantes qui font de l'INQ un acteur important de la recherche et du développement nordique. Le financement offert par l'INQ a permis de former une masse critique d'experts qui ont réalisé ou terminent des projets démontrant qu'il serait plus économiquement rentable et moins dommageable pour l'environnement de chauffer les bâtiments du nord au moyen de l'énergie géothermique plutôt que le diesel. Les recherches effectuées sont un premier pas vers le développement d'une forme d'énergie renouvelable encore jamais utilisée dans le Nord, mais pouvant être exploitée localement par le biais d'échangeurs de chaleur géothermique. La prochaine étape de la recherche est d'avancer vers des projets de démonstration pour implanter des systèmes géothermiques dans un endroit où la demande en chauffage dépasse 8000 degrés-jours sous 18 °C. La réalisation d'un tel projet de démonstration, qui demandera encore des efforts de recherche majeurs pour passer de la preuve de concept mathématique à un système réel, pourrait apporter une visibilité et une notoriété à l'INQ identifiée comme organisme à l'avant-garde en matière de transition énergétique des communautés et entreprises nordiques.



Figure 2. Rencontre de travail à l'UNESCO avec diplomates et gestionnaires.

Depuis le début de ses activités, la visibilité de l'INQ a permis à la Chaire de bonifier son financement de recherche pour ainsi retourner plus de retombées vers l'INQ elle-même. Les principales autres sources de

financements en lien avec la programmation scientifique de la Chaire sont énumérées ci-dessous.

- FRQNT – Développement durable du secteur minier (300 000 \$/2016-2019) Potentiel de chauffage géothermique des mines situées au-delà du 49^e parallèle
- CRSNG – Programme de subventions à la découverte (144 000 \$/2015-2020) Étude des mécanismes de transfert thermique dans les environnements à potentiel géothermique
- FCI – Fonds des leaders (400 000 \$ en équipement) Mise sur pied du Laboratoire ouvert de géothermie.
- FRQNT – Développement des nouveaux chercheurs (40 000 \$/2018-2019 + 50 000 \$ en équipement) Potentiel géothermique des réservoirs de socle fracturés
- FRQNT – Projet de recherche en équipe (162 000 \$/2017-2020) Évaluation des ressources géothermiques profondes des bassins sédimentaires
- CRSNG – Subvention d'engagement partenarial (25 000 \$/2019) Cartographie du potentiel de stockage thermique souterrain et des pompes à chaleur géothermique à WK
- CRSNG – De l'idée à l'innovation (125 000\$/2019-2020) Construction d'un prototype pour la réalisation de tests de réponse thermique oscillatoire
- Fonds Nouvelles frontières en recherche – volet exploration (200 000\$/2019-2021) Franchir les obstacles pour un développement énergétique durable de l'Arctique grâce au stockage thermique souterrain

7. Diffusion des résultats et transfert des connaissances ou de la technologie

Le titulaire de la Chaire et ses partenaires ont été actifs au niveau du transfert des connaissances pour la période 2018-2019 avec :

- 4 articles scientifiques soumis
- 6 articles scientifiques publiés
- 5 actes de conférence soumis
- 5 actes de conférences publiés
- 25 présentations effectuées

Des éléments de communication découlant directement des travaux financés par l'INQ ont été publiés dans des revues scientifiques reconnues, comme l'article de Giordano et Raymond (2019) dans *Applied Energy*, dont le facteur d'impact est supérieur à 8. Un article de Gunawan et al. concernant une analyse du cycle de vie

des pompes à chaleur géothermique à Kuujuaq et impliquant nos collaborateurs islandais a été soumis à *Renewable Energy*, dont le facteur d'impact est supérieur à 5. Des médiums non conventionnels ont aussi été ciblés, comme pour l'article de Gascuel et al. sur le potentiel des ressources géothermiques profondes à l'Île d'Anticosti soumis à la revue *Geothermal Energy* disponible en accès libre. Des articles en français ont également été préparés, soit pour le Colloque International Franco-Québécois en énergie, afin de rejoindre un auditoire diversifié. De plus, des présentations importantes auront été effectuées et contribuées à la visibilité de l'INQ. Le professeur Raymond a, entre autres, participé au *Yellowknife Geoscience Forum* et donné une conférence d'une heure à titre d'invité pour le *Geothermal Energy Workshop*. Organisé par le *Northwest Territories Geological Survey*, cet atelier a permis de transférer les résultats de nos travaux à des professionnels, étudiants et membres de communautés nordiques des Territoires du Nord-Ouest qui ont les mêmes problématiques énergétiques que celles vécues au Nunavik. Une présentation du titulaire de la Chaire a aussi été effectuée au *Nunavik Mining Workshop* de Kuujuaq afin de retourner vers la communauté les résultats de nos recherches. Au mois de novembre 2019, J. Raymond sera également conférencier invité à Québec Mines + Énergie. Toutes ces occasions, en plus des nombreuses présentations effectuées par les étudiants, contribuent à mettre en lumière les activités de recherche de l'INQ. De plus, M. Miranda, l'étudiante au doctorat qui travaille sur le potentiel des ressources géothermiques profondes de Kuujuaq, a été finaliste du 2^e concours *Mon projet nordique* et a présenté les résultats de sa recherche lors de l'Assemblée annuelle de l'*Arctic Circle* 2018 en plus de faire un témoignage de son expérience lors de la 3^e édition de ce concours et inspirer de nouveaux étudiants à participer en 2019. La Chaire aura finalement suscité un intérêt médiatique avec un article de Québec Science, 'Du chou frisé pousse au Nunavik', décrivant les travaux effectués sur la serriculture nordique effectués en collaboration avec l'Université de Pau (D. Hailot). Cet article est présenté à l'annexe 5 en guise d'exemple des retombées de nos travaux. Quelques entrevues radiophoniques ont aussi été réalisées, dont une pour le *Café Show* de Radio-Canada à Edmonton.

Une liste des articles soumis et publiés ainsi que des présentations réalisées par le titulaire de la Chaire et ses collaborateurs durant la période 2018-2019 est fournie ci-dessous. À noter que la liste inclut les présentations réalisées jusqu'à l'automne 2019. Le personnel hautement qualifié en formation et ayant contribué aux articles est souligné dans les références.

Articles scientifiques

- Bédard, K., Comeau, F.-A., Raymond, J., Gloaguen, E., Malo, M., et Richard, M.-A., Soumis. 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*.
- Gascuel, V., Bédard, K., Comeau, F.-A., Raymond, J., et Malo, M., Soumis. Geothermal resource assessment of remote sedimentary basins with sparse data; lessons learned from Anticosti Island, Canada. *Geothermal Energy*.
- Gunawana, E., Giordano, N., Jenson, P., Newson, J., et Raymond, J., Soumis. Alternative heating systems for northern remote communities: Techno-economic analysis of ground-coupled heat pumps in Kuujuaq, Nunavik, Canada. *Renewable Energy*.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.039>
- Zinsalo, J. M., Lamarche, L., et Raymond, J., Soumis. Energy Extraction Process and Performance Analysis of a Multiple-fracture Enhanced Geothermal System with Water Losses. *Renewable Energy*.
- Raymond, J., Bédard, K., Comeau, F.-A., Gloaguen, E., Comeau, G., Millet, E., et Foy, S., 2019. A workflow for an optimal bedrock thermal conductivity map to help designing geothermal heat pump systems in the St. Lawrence Lowlands, Québec, Canada. *Science and Technology for the Built Environment*.
<https://doi.org/10.1080/23744731.2019.1642077>
- Vélez, M.-I., Raymond, J., Blessent, D., et Philippe, M., Sous presse. Terrestrial heat flow evaluation from thermal response tests combined with temperature profiling. *Physics and Chemistry of the Earth*. doi.org/10.1016/j.pce.2019.07.002
- Blessent, D., Raymond, J., Lopez-Sanchez, J., Dezayes, C., Malo, M., Goderniaux, P., Daniele, L., et Le Borgne, T., 2019. The successful experience of IGCP636 project "Unifying international research forces to unlock and strengthen geothermal exploitation of the Americas and Europe". *Episodes* 42(3): 253-258.
- Giordano, N., et Raymond, J., 2019. Alternative and sustainable heat production for drinking water needs in a subarctic climate (Nunavik, Canada): borehole thermal energy storage to reduce fossil fuel dependency in off-grid communities. *Applied Energy* 252: 113463.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113463>
- *Facteur d'impact de la revue 8.4**
- Larmagnat, S., Des Roches, M., Daigle, L.-F., Francus, P., Lavoie, D., Raymond, J., Malo, M., et Aubières-Trouilh, A., 2019. Continuous porosity characterization: Metric-scale intervals in heterogeneous sedimentary rocks using medical CT-scanner. *Marine and Petroleum Geology* 109: 361-380.
<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.04.039>
- Koubikana Pambou, C.H., Raymond, J., et Lamarche, L., 2019. Improving thermal response tests with wireline temperature logs. *Heat and Mass Transfer* 55(6): 1829-1843.
<https://doi.org/10.1007/s00231-018-2532-y>
- Articles d'actes de conférences**
- Giordano, N., Piché, P., Gibout, S., Haillot, D., Arrabie, C., Lamalice, A., Rousse, D.R., Py, X., et Raymond, J., Soumis. Coupled daily and seasonal heat storage for greenhouse food production in Nunavik (Canadian Arctic). *World Geothermal Congress 2020, Reykjavik*.
- Gunawan, E., Giordano, N., Jenson, P., Newson, J., et Raymond, J., Soumis. Alternative heating systems for northern remote communities: Error analysis of shallow geothermal potential in Kuujuaq, Nunavik, Canada. *World Geothermal Congress 2020, Reykjavik*.
- Rajaobelinson, M.M., Raymond, J., et Malo, M., Soumis. Geothermal Potential of Ambilobe and Sambirano, North Madagascar. *World Geothermal Congress 2020, Reykjavik*.
- Raymond, J., Vélez Marquez, M.I., Blessent, D., Lamarche, L., Gosselin, L., Rouleau, J., Philippe, M., Therrien, R., et Malo, M., Soumis. Ten years of thermal response tests with heating cables. *World Geothermal Congress 2020, Reykjavik*.
- Vélez Marquez, M.I., Taborda Ortiz, M.A., Miranda, M., Moreno, D., Raymond, J., Lopez-Sanchez, J., Blessent, D., et Daniele, L., Soumis. Preliminary thermo-hydraulic characterization of rock samples from two geothermal areas: Charlevoix crater (Canada) and Nevado del Ruiz Volcano (Colombia). *World Geothermal Congress 2020, Reykjavik*.
- Langevin, H., Comeau, F.-A., Raymond, J., et Malo, M., 2019. Évaluation des ressources géothermiques aux Îles-de-la-Madeleine. *Colloque International Franco-Québécois en énergie, Baie-Saint-Paul*, p. 1-6.
- Piché, P., Haillot, D., Gibout, S., Arrabie, A., Lamalice, A., Rousse, D., Py, X., Giordano, N., et Raymond, J., 2019. *Serriculture circumpolaire : État de l'art et étude de cas au Nunavik. Colloque International Franco-Québécois en énergie, Baie-Saint-Paul*, p. 1-6.
- Giordano, N., Riggi, L., Della Valentina, S., Casasso, A., Mandrone, G., et Raymond, J., 2019. Efficiency evaluation of borehole heat exchangers in Nunavik, Québec, Canada. *25th International congress of refrigeration, Montréal*, p. 1-8.

Morgan, A., Comeau, F.-A., et Raymond, J., 2019. Low temperature geothermal resources in the Canadian Shield: The feasibility of using flooded mine water as an energy source in Northern Quebec. 72nd Canadian Geotechnical Conference, St.-John's, p.1-8.

Raymond, J., Ballard, J.-M., Koubikana Pambou, C.-H., Kwemo, P., et Lavoie, J.-F., 2019. Improving ground heat exchangers for geothermal heat pump systems with a groundwater-filled borehole and a thermally enhanced double U-pipe. 72nd Canadian Geotechnical Conference, St.-John's, p.1-5.

Résumés et conférences

Alvarado, E. J., Raymond, J., Comeau, F.-A., Therrien, R., et Labrecque, D., 2019. Évaluation du potentiel géothermique de la mine Éléonore. Colloque du Centre d'études nordiques, Université Laval, Québec.

Fakhari, M., Raymond, J., et Martel, R., 2019. Assessment of groundwater contribution to the rivers in terms of water quantity, quality and temperature. Journée des sciences de la Terre et de l'environnement, Université Laval, Québec.

Fakhari, M., Raymond, J., et Martel, R., 2019. Assessment of groundwater contribution to surface water quantity, quality and temperature in rivers of northern Quebec. Mon projet nordique, Institut nordique du Québec, Québec.

Gascuel, V., Bédard, K., Comeau, F.-A., Raymond, J., et Malo, M., 2019. Exploration des ressources géothermiques: développement d'un modèle de température 3D pour le bassin sédimentaire d'Anticosti (Québec). Journée des sciences de la Terre et de l'environnement, Université Laval, Québec.

Gascuel, V., Bédard, K., Comeau, F.-A., Raymond, J., et Malo, M., 2019. Geothermal potential of Anticosti sedimentary basin, Québec. Geological Association of Canada, Mineralogical Association of Canada and International Association of Hydrogeologists annual conference, Québec.

Giordano, N., Miranda, M., Gunawan, E., Comeau, F.-A., Haillot, D., et Raymond, J., 2019. Ground source heat pumps and thermal energy storage for off-grid Nunavik communities (Canada). Reunión nacional de geotermie. Medellín.

Hassan Aden, A., Raymond, J., Giroux, B., et Sanjuan, B., 2019. Evaluation of deep hydrothermal fluid circulation in the Asal rift, Republic of Djibouti. Geological Association of Canada, Mineralogical Association of Canada and International Association of Hydrogeologists annual conference, Québec.

Koubikana Pambou, C.H., Raymond, J., et Velez

Marquez, M.-I., 2019. Évaluation d'un profil de conductivité thermique de la subsurface à partir d'un profil de température mesuré dans un échangeur de chaleur géothermique. Geological Association of Canada, Mineralogical Association of Canada and International Association of Hydrogeologists annual conference, Québec.

Larmagnat, S., Lavoie, D., Francus, P., des Roches, M., Daigle, L-F., Raymond, J., Malo, M., et Aubiès-Trouilh, A., 2019. Stratigraphy, reservoir properties and thermofacies: a Silurian case study in eastern Québec. Geological Association of Canada, Mineralogical Association of Canada and International Association of Hydrogeologists annual conference, Québec.

Nowamooz, A., Therrien, R., Molson, J., Raymond, J., et Malo, M., 2019. Geothermal potential and enhanced geothermal system (EGS) performance in the St. Lawrence Lowlands Basin, Quebec, Canada. Geological Association of Canada, Mineralogical Association of Canada and International Association of Hydrogeologists annual conference, Québec.

Piche, P., Haillot, D., Gibouta, S., Arrabiea, C., Lamalice, A., Rousse, D.R., Py, X., Giordano, N., et Raymond, J., 2019. SEQINEQ: gestion thermique de la serre de Kuujuaq. Observatoire Homme Milieu Nunavik, Université Laval, Québec.

Rajaobelison, M.M., Raymond, J., et Malo, M., 2019. Geothermal potential of Ambilobe and Sambirano, North Madagascar. Geological Association of Canada, Mineralogical Association of Canada and International Association of Hydrogeologists annual conference, Québec.

Raymond, J., Dezayes, C., Alvarado, E., Gunawan, E., Comeau, F.-A., Kanzari, I., Miranda, M. M., et Giordano, N., 2018. Geothermal Systems in Shield Rocks and Permafrost Regions; Examples from Northern Québec. Geothermal Energy Workshop, Northwest Territories Geological Survey, Yellowknife.

Raymond, J., Gascuel, V., Bédard, K., Comeau, F.-A., et Malo, M., 2018. The geothermal potential of remote regions; a case study of Anticosti Island, Québec (Canada). Yellowknife Geoscience Forum, Yellowknife.

Raymond, J., et Blessent, D., 2019. Geothermal Potential of the Nevado del Ruiz Volcano, Colombia; contributions from ELAP students. ELAP Seminar, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Raymond, J., Dezayes, C., Alvarado, E., Gunawan, E., Comeau, F.-A., Kanzari, I., Miranda, M. M., et Giordano, N., 2019. The geothermal potential of northern remote regions; lessons learned from

Kuujuuaq. Nunavik Mining Workshop, Kuujuuaq.

Raymond, J., Dezayes, C., Alvarado, E., Gunawan, E., Comeau, F.-A., Kanzari, I., Miranda, M. M., et Giordano, N., 2019. The geothermal potential of northern remote regions; lessons learned from subarctic environments in Québec. Université de Turin, Turin.

Raymond, J., et Larmagnat, S., 2019. Le laboratoire ouvert de géothermie, une infrastructure en accès libre dédiée à la mesure des propriétés thermiques et hydrauliques des matériaux géologiques. Colloque annuel du Centre géoscientifique de Québec, Commission géologique du Canada, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Raymond, J., Lee, V., Comeau, F.-A., et Rivard, C., 2019. El potencial de enfriamiento de los acuíferos canadienses para mitigar el efecto de las islas de calor urbanas. Reunión nacional de geotermie. Medellín. ***Conférencier invité**

Raymond, J., Dezayes, C., Alvarado, E., Gunawan, E., Comeau, F.-A., Kanzari, I., Miranda, M.M., et Giordano, N., 2019. Potentiel de chauffage des communautés nordiques éloignées avec les technologies géothermiques. Atelier FONCER, INRS, Québec.

Raymond, J., Dezayes, C., Alvarado, E., Gunawan, E., Comeau, F.-A., Kanzari, I., Miranda, M.M., et Giordano, N., 2019. Chauffer les mines et les communautés nordiques éloignées avec l'énergie géothermique; est-ce possible? Québec Mines + Énergie, Québec. ***Conférencier invité**

Reny-Nolin, E., Couture, P., Bergeron, N., St-Hilaire, A., Raymond, J., et Martel, R., 2019. Protecting and restoring fish habitat on mining environments within the Caniapiscou River Basin. Nunavik Mining Workshop, Kuujuuaq.

Reny-Nolin, E., Couture, P., Bergeron, N., St-Hilaire, A., Raymond, J., et Martel, R., 2019. L'activité minière effectuée dans le Nord du Québec a-t-elle un impact sur le poisson et son habitat? Colloque du Centre d'études nordiques, Université Laval, Québec.

Taborda Ortíz, M.A., Vélez Marquez, M.I., Moreno, D.A., Raymond, J., López, J., et Blessent, D., 2019. Analysis of thermal and hydraulic properties of rock samples from the Nevado del Ruiz geothermal area. Geological Association of Canada, Mineralogical Association of Canada and International Association of Hydrogeologists annual conference, Québec.

Vélez Marquez, M.-I., Taborda Ortiz, M.A., Miranda, M., Moreno, D.A., Raymond, J., Blessent, D., et López-Sanchez, J., 2019. Geothermal potential assessment of the Charlevoix meteoritic crater. Geological Association of Canada, Mineralogical

Association of Canada and International Association of Hydrogeologists annual conference, Québec.

8. Renseignements financiers

Le sommaire des dépenses encourues par la Chaire et financées par l'INQ pour ses trois dernières années de travaux est présenté au Tableau 1. Les dépenses ont été comptabilisées jusqu'au mois de juin 2019 en date du mois de septembre 2019. Les dépenses en salaire couvrent la participation du titulaire de la Chaire J. Raymond, étalées sur 3 ans, et du professionnel de recherche F.-A. Comeau, lors de la première année seulement. Les bourses ont servi à rémunérer en partie les étudiants à la maîtrise et au doctorat du groupe de recherche. Les frais de voyage auront permis aux membres de l'équipe d'assister à différentes conférences en plus de réaliser des travaux de terrain à Kuujuuaq. Les travaux de terrain au Nunavik sont dispendieux en raison de l'éloignement et de la petite taille des communautés. M. Miranda y a séjourné pour une période d'un peu plus d'une semaine lors de la troisième année d'activités de la Chaire. Plusieurs frais de voyage ont aussi été assurés par d'autres sources de financement, notamment les déplacements au *Yellowknife Geoscience Forum* et au *Nunavik Mining Workshop* qui ont été assumés par les organismes qui ont invité le titulaire de la Chaire. Les fournitures et le matériel incluent des licences informatiques alors qu'au niveau des autres dépenses, il y a des frais de messagerie pour envoyer des équipements sur le terrain et des analyses de laboratoire réalisées lors de la troisième année, en plus de frais de service de professionnels linguistiques pour aider les étudiants à préparer leurs articles.

Tableau 1. Sommaire des dépenses de la Chaire, mises à jour en septembre 2019

Item	janvier 2016 à juin 2016	juillet 2016 à juin 2017	juillet 2017 à juin 2018	juillet 2018 à juin 2019
Salaire et avantages sociaux				
Professeur J. Raymond	19779,31	45038,59	45000,00	27228,88
Professionnel F.-A. Comeau	-	10548,16	-	-
Bourses 2^e et 3^e cycle	-	24753,80	67690,89	46271,18
Frais de voyage	-	27650,58	39440,88	17676,83
Fournitures et matériel	-	3419,38	4320,59	1865,99
Livres et périodiques	-	348,24	50,81	1062,05
Appareils et outillage	-	1283,24	-	-
Autres dépenses	-	210,48	1949,12	3958,59
Total des dépenses	19779.31	113704.89	158452.29	98063.52

Le total des dépenses pour les trois années d'activités de la Chaire est 390 000\$, soit le budget initialement prévu. Il est important de noter que le groupe de recherche bénéficie d'autres sources de financement complémentaire listées à la section 6. Ces autres sources ont permis de tenir un plus large éventail d'activités, entraînant plus de retombées pour la Chaire et l'INQ.

9. Démontrer la synergie, le maillage et l'effet structurant entre les 3 chaires

L'utilisation d'énergie propre et abordable est un élément essentiel pour un développement durable du Nord. Ainsi, la Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord collabore activement avec la Chaire de recherche sur le développement durable du Nord. Cette collaboration s'est concrétisée suite au financement du FNFR et le démarrage au printemps 2019 du nouveau projet pour franchir les obstacles au développement énergétique durable de l'Arctique. Ce concours, hautement compétitif, visait la recherche intersectorielle et les activités de maillage de l'INQ auront particulièrement été utiles pour faciliter la mise en place de l'équipe qui a travaillé de concert pour élaborer ce projet. De l'énergie renouvelable est toute aussi importante pour assurer la sécurité alimentaire et la Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord voit aussi un intérêt à travailler avec la Chaire de recherche nordique de l'Université McGill sur la conservation de la faune et la sécurité alimentaire traditionnelle. En effet, J. Raymond et son équipe ont joué un rôle important pour rassembler les trois titulaires de chaire de l'INQ lors de la 3^e Journée de la science de l'INQ tenue à l'INRS. Il s'agissait d'une occasion de transmettre de façon commune et concertée les nouvelles connaissances développées par les trois chaires. Par ailleurs, J. Raymond a agi à titre de leader en collaborant avec les autres chaires et préparant une lettre d'intention au programme DIALOGUE des Fonds de recherche du Québec qui vise la vulgarisation scientifique. Advenant que ce projet soit retenu, il rassemblera les trois chaires pour mieux faire connaître par le multimédia toutes les retombées de la recherche nordique.

De plus, J. Raymond, agit à titre de leader pour le groupe de travail sur les énergies nouvelles et renouvelables de l'INQ. Ce groupe intersectoriel rassemble des chercheurs universitaires et collégiaux ainsi que des entreprises et employés de ministères préoccupés par la transition énergétique des communautés nordiques. L'implication de J. Raymond aura permis de rassembler un bon nombre de gens participant au comité issu des entreprises Carboniq et Englobe-Nunatech, du CÉGEP de Jonquière et du centre de recherche appliquée Nergica ainsi que de

Transition énergétique Québec et du Centre d'études nordiques (CEN) pour proposer des travaux de recherche au premier appel à projets INQ-Sentinelles Nord. Des chercheurs de l'Université Laval, dont la chaire de T. Rodon, sont encore une fois impliqués dans le projet qui pourrait avoir un réel effet structurant pour l'INQ.

Le titulaire de la Chaire est finalement actif au sein du CEN. Ce regroupement stratégique du FRQNT est présent dans un bon nombre de communautés nordiques et gère des installations de recherche, dont plusieurs bâtiments chauffés au diesel. Au moment où la Chaire termine ses premiers projets de recherche qui ont démontré tout le potentiel des ressources géothermiques du Nord, elle croit que l'implication du CEN sera fort utile pour aller de l'avant vers des projets de démonstration. En effet, les coûts de chauffage des stations de recherche du CEN sont une dépense importante qui pourrait être réduite par l'implantation de mesures d'efficacité énergétique novatrices, appliquant de nouveaux concepts au Nord incluant celui des pompes à chaleur géothermique en climat arctique à subarctique. Le titulaire de Chaire entend être actif au sein de l'INQ et du CEN pour rassembler les chercheurs de ces organismes et cheminer vers des projets de démonstration qui pourraient constituer l'objet d'un 2^e mandat de la Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord.

10. Synthèse des faits saillants et des réalisations de la chaire au cours de ses trois années d'existence (2016-2019)

- Atelier sur les solutions énergétiques nordiques à l'INRS avec partenaires islandais en marge du forum de l'*Arctic Circle* à Québec (décembre 2016)
- Visite de la mine Éléonore de Goldcorp et début des collaborations dans le secteur minier (janvier 2017)
- Présentation de la programmation de la Chaire et de ses activités à la communauté de Kuujuaq au Nunavik Mining Workshop (avril 2017)
- Première campagne de terrain à Kuujuaq, déploiement de cinq chercheurs, dont une collaboratrice française du BRGM (été 2017)
- Tournée pancanadienne de conférences suite à un prix de J. Raymond de la Société canadienne de géotechnique (automne 2017)
- Atelier '*Energy in the Arctic – A first hand perspective*' à l'Université de Reykjavik en

- Islande en marge de l'*Arctic Circle Assembly* (octobre 2017)
- Participation aux activités de la délégation québécoise de l'*Arctic Circle Assembly* en Islande (octobre 2017)
 - Visite à KTH Royal Institute of Technology en et début de collaborations avec chercheurs suédois (octobre 2017)
 - Deuxième campagne de terrain à Kuujuaq (été 2018)
 - Présentation de J. Raymond à Vancouver en session plénière au congrès *Resources for Future Generations* de l'*International Union of Geological Sciences* (juin 2018)
 - Présentation à l'*Arctic Circle Assembly* en Islande de M. Miranda, finaliste du concours *Mon projet nordique* (octobre 2018)
 - Rencontre de travail à l'UNESCO à Paris avec le groupe 363 du Programme international des géosciences (octobre 2018)
 - Atelier sur l'énergie géothermique des milieux nordiques à Yellowknife organisé par le *Northwest Territories Geological Survey* (novembre 2018)
 - Troisième journée de la science de l'INQ à l'INRS, lancement du Laboratoire ouvert de géothermie et entrevue à Première Heure (novembre 2018)
 - 3^{ème} position pour Mafalda Miranda au concours de vulgarisation scientifique de l'Association québécoise pour la production d'énergie renouvelable (février 2019)
 - Retour vers la communauté de Kuujuaq, présentation des résultats de recherche au *Nunavik Mining Workshop* (avril 2019)
 - Première campagne de terrain à Whapmagoostui-Kuujuarapik (été 2019)
 - Présentation des résultats de la recherche à Québec Mines + Énergie (à venir, novembre 2019)
 - 2 professionnels de recherche, 2 chercheurs postdoctoraux, 2 doctorants, 9 étudiants à la maîtrise et 1 stagiaire de baccalauréat formés pour faire face aux problématiques énergétiques des régions nordiques
 - 19 articles scientifiques, 21 articles de conférence et plus de 75 présentations
- 1,8 M\$ de financement incluant celui de la Chaire

11. Annexes – Aperçu des travaux et activités réalisés par la Chaire

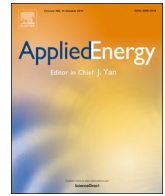
Annexe 1 – Giordano, N., et Raymond, J., 2019. Alternative and sustainable heat production for drinking water needs in a subarctic climate (Nunavik, Canada): borehole thermal energy storage to reduce fossil fuel dependency in off-grid communities. *Applied Energy* 252: 113463.

Annexe 2 – Alvarado, E., Raymond, J, Comeau, F.-A., et Labrecque, D., 2019. Évaluation du potentiel géothermique de la mine Éléonore. Institut national de la recherche scientifique, R1869, Québec.

Annexe 3 – Présentation du Laboratoire ouvert de géothermie (LOG) et de ses capacités analytiques.

Annexe 4 – Programmation de la 3e journée de la science de l'INQ tenue à l'INRS le 28 novembre 2018.

Annexe 5 – Du chou frisé pousse au Nunavik. Hélène Gélot, Québec Science, avril-mai 2019.



Alternative and sustainable heat production for drinking water needs in a subarctic climate (Nunavik, Canada): Borehole thermal energy storage to reduce fossil fuel dependency in off-grid communities



Nicolò Giordano*, Jasmin Raymond

Institut national de la recherche scientifique – Centre Eau Terre Environnement, 490 Rue de la Couronne, G1K 9A9 Québec, QC, Canada

HIGHLIGHTS

- First-time design of borehole thermal energy storage in a subarctic climate.
- Best scenarios provide 50% solar fraction and 60% heat recovery at the 3rd year.
- Annual savings of 7 000 l of diesel and 19 tonnes of equivalent CO₂ are achieved.
- A novel type of borehole connection reduces advection heat loss by 60%.
- Underground storage is a key technology towards energy and food security in the Arctic.

ARTICLE INFO

Keywords:

Solar-geothermal
TRNSYS
FEFLOW
Arctic
Groundwater
Life-cycle cost analysis

ABSTRACT

The development of renewable energy technologies in the Arctic faces technical barriers mainly related to extremely cold temperature. Moreover, storage issues to bridge the gap between supply and demand are more compelling than in temperate climates. Can underground thermal energy storage be efficiently used in such a cold environment to offer a viable seasonal storage alternative? This working hypothesis was tested by designing and simulating for the first time a borehole thermal energy storage facility in a subarctic climate. A system comprising a 1000 m² gross solar area and one hundred 30-m-deep borehole heat exchangers was simulated in TRNSYS to cover part of the heating demand of a pumping station that supplies drinking water in Kuujuaq (Northern Québec, Canada). The Nunavik capital is characterized by more than 8000 heating degree days below 18 °C and average spring-summer solar radiation of 4.6 kWh m⁻² d⁻¹. Despite the presence of discontinuous scattered permafrost in the area, the study site is free of frozen ground, likely due to a talik that developed around a nearby lake. A number of scenarios reveal that solar fraction of 45 to 50% and heat recovery of more than 60% can be achieved by the 3rd year of operation, resulting in annual savings of 7000 l of regular diesel consumption. A 50-years life-cycle cost analysis demonstrates that a specific incentive program can guarantee similar net present cost and levelized cost of energy compared to the current diesel-dependent situation, or better if electricity comes from renewable source. An additional 10% loss of thermal energy occurs when groundwater advection is a factor. FEFLOW simulations demonstrate that square-shaped storage together with a newly-proposed borehole connection design can reduce advection heat loss by 60% and improve the overall performance of the system. This work validates the technical viability of underground thermal energy storage in subarctic climates and indicates it could help reduce fossil fuel consumption in remote arctic regions across the world. Moreover, the novel type of borehole connection designed for this study can be useful in seasonal storage systems facing low heat recovery due to groundwater flow, regardless of climate.

1. Introduction

Over the last 20 years, energy has been a subject of tremendous interest to the Arctic Council due to the possibility of discovering new

hydrocarbon resources, as polar ice caps melt. However, a major concern of all eight member states is the fact that remote villages rely heavily on fossil fuels for both electricity and heat generation [1,2]. The Arctic comprises almost 1500 off-grid settlements hosting more than

* Corresponding author.

E-mail address: nicolo.giordano@ete.inrs.ca (N. Giordano).

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113463>

Received 4 December 2018; Received in revised form 22 May 2019; Accepted 7 June 2019

0306-2619/ © 2019 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Nomenclature

a_0	a_1	a_2	efficiency intercept (–), slope ($\text{kJ h}^{-1} \text{m}^{-2} \text{K}^{-1}$) and curvature ($\text{kJ h}^{-1} \text{m}^{-2} \text{K}^{-2}$)
C	cost		
C_v	heat capacity ($\text{MJ m}^{-3} \text{K}^{-1}$)		
d	pipe diameter (mm)		
E	energy (J)		
η	efficiency or heat recovery (%)		
λ	thermal conductivity ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$)		
r	discount rate		
Re	Reynolds number		
T	temperature ($^{\circ}\text{C}$)		

Subscripts

a	annual
$BTES1$	conventional (referred to HR)
$BTES2$	normalized to heat losses (referred to HR)
c	capital
EXT	extracted
i	internal
INJ	injected
LOS	lost
o	outer
p	periodic
$SOLAR$	solar production
STO	stored
t	total

Abbreviations

B	border
BAU	business as usual
BC	boundary conditions

BHE	borehole heat exchanger
BTES	borehole thermal energy storage
C	centre
CA	Canada
CHR	charge phase
CN	People's Republic of China
CZ	CZECH Republic
DE	Germany
DHW	domestic hot water
DIS	discharge phase
DK	Denmark
DLSC	Drake Landing Solar Community
DST	duct ground heat storage model developed by [79]
ERT	electrical resistivity tomography
FI	Finland
GHG	greenhouse gas
GSHP	ground source heat pump
HCF	heat carrier fluid
HDD ₁₈	heating degree days below 18 °C
HR	heat recovery
HX	heat exchanger
IC	initial conditions
LCCA	life-cycle cost analysis
LCOE	levelized cost of energy
NPC	net present cost
PV	photovoltaic
R&D	research and development
SE	Sweden
SF	solar fraction
SH	space heating
ST	short term
STST	short term storage tank
USD	U.S. Dollars

1.6 million people in Canada, United States, Russia, Norway and Denmark, and facing critical challenges related to climate change that are only expected to worsen in the future [3]. Several projects in the last decades have studied the possible contribution of renewable energy sources in these extreme natural environments [4–6]. Technical, logistical and regulatory problems are commonly the most important barriers to the exploitation of renewable sources such as hydro, solar, geothermal, wind, and tidal [3,5]. Therefore, research and development (R&D) and demonstration projects are vital across the globe to envision sustainable Arctic development in the near future. Access to clean and local energy in remote communities can fulfil growing electricity and heating needs without further risk to an environment that is highly vulnerable to the consequences of global warming [7,8]. Moreover, clean local energy can be a powerful tool for autochthonous populations to affirm their autonomy and foster sustainable development through community energy plans [9].

Canada has the second largest population living in subarctic and arctic remote communities with approximately 200 000 people, 35 000 of them in Québec [10]. Kuujuaq is the regional capital of Nunavik, the Inuit territory in Québec north of the 55th parallel. Nunavik inhabitants numbered 12 300 in 2011 (2375 in Kuujuaq), and the population growth rate has been 40% since 2000 [11]. All the villages rely on fossil fuels to produce both electricity and heat. Diesel power plants provide electricity with production prices ranging between 0.5 and 1.1 USD kWh⁻¹, with Kuujuaq averaging 0.6 (exchange rate CAD/USD 1.34). For comparison, in less remote regions of Québec, the cost of on-grid (hydro) and off-grid (fossil) electricity production is about 0.02 and 0.3 USD kWh⁻¹, respectively [12,13]. Space heating (SH) and

domestic hot water (DHW) are commonly provided autonomously with a furnace in each building, and the subsidised cost of diesel in Nunavik was 1.5 USD l⁻¹ in 2018 [14]. The Government of Québec guarantees subsidies to residents for both electricity and diesel: the subsidised cost of electricity is currently 0.04 USD kWh⁻¹ until a monthly energy consumption of 900 kWh and then 0.28 USD kWh⁻¹; the subsidy on the diesel is 0.30 USD l⁻¹ [13,14]. In Nunavik, total subsidies amount to approximately 9 million USD y⁻¹ and 56 million USD y⁻¹, respectively. In light of this situation, developing new technologies to meet the energy needs of these communities is of paramount importance to reduce the high financial cost and environmental impacts of long and difficult fuel shipments by boat. Renewable energy is a promising avenue, and detailed studies are being carried out to evaluate the possible use of local geothermal resources to meet provincial government's sustainable development objectives and reduce greenhouse gas emissions (GHG) [15].

Thermal energy storage can be performed by exploiting the heat of thermochemical reaction, the latent heat of phase change and the sensible heat: the latter works by increasing/decreasing the temperature of materials such as water, thermal oils, molten salts or geological media [16–19]. Underground thermal energy storage (UTES) systems mainly benefit from their low specific cost-to-storage-capacity ratio [20,21] and the large availability of the materials. Among the UTES, borehole thermal energy storage (BTES) stores and retrieves heat from the subsurface by means of shallow borehole heat exchangers (BHE). It is particularly recommended for small to moderate energy needs where groundwater resources are scarce and hydrogeological conditions are unfavourable for pumping water [17]. Several plants have been built

since the 1980s in response to the oil crisis of the early 1970s, with the most active countries in R&D being France [22], Sweden [23,24] and Switzerland [25]. In the last few decades, Germany has designed and tested a number of central solar heating plants with different types of seasonal storage [26,27]. Other countries such as China [28], Canada [29], Denmark [30], Italy [31–33] and Czech Republic [34] later contributed to the development of this promising technology towards the important target of 100% renewable world [35]. UTES are therefore a mature technology that can help exploit solar energy throughout the whole heating season, thus bridging the gap for long-term seasonal storage. The solar fraction (SF) typically exceeds 50% and in some cases is over 90% [28,29,36]. However, one of the main concerns when dealing with these systems is the very high outlay for the plant, due to the cost of solar collectors and drilling activities, with typical total BHE lengths in the range of 2000–5000 m. System optimization, process integration analysis and life-cycle cost assessment are useful tools to mitigate the financial hurdle and help spread the technology among arctic communities in Canada and worldwide. As an example, researchers have demonstrated that significant savings can be obtained by a focused optimization of each element without affecting the overall performance, sometimes even increasing heat recovery (HR; e.g. [37,38]). Others have developed tools and methodologies for process integration to determine the benefits provided by energy storage technology and evaluating its performance from a stakeholder's perspective ([39] and references therein). Still others carried out life-cycle cost analyses of integrating seasonal storage into district heating networks by taking into account economic and environmental boundary conditions (e.g. [20,40]), or by focussing on the most appropriate type, scale and number [41] or size of the storage [42] for optimal integration into community energy systems. Renewable energy production of both electricity and heat appears feasible in the Arctic, but energy storage remains the most important and common problem among all intermittent renewable resources. Thermal energy storage could be the key to overcoming fossil fuel dependency, which can be considered as a consequence of the difficulty of harvesting and storing energy from renewable sources [17]. In particular, the authors believe that seasonal energy storage will be a strategic technology to increase energy and food security [43,44] in the off-grid communities of circum-arctic countries.

With this in mind, seasonal BTES was studied as a possible alternative for solving the storage issues of intermittent renewable energy

systems in the Arctic, by expanding solar capacity and reducing diesel consumption to heat buildings [45] and to produce food and drinking water. The hypothesis was that BTES can be energy efficient in near-freezing subsurface conditions. Despite several demonstrations in different climate contexts around the world, to the best of our knowledge a BTES system has never been tested in a subarctic environment, where the space heating demand is characterized by more than 8000 heating degree days below 18 °C (HDD₁₈). Challenges at high latitudes have already been tackled in Europe [42,46], but the same latitudes in North America are colder. Canadian climate normals from 1981 to 2010 indicate 8520 HDD₁₈ in Kuujuaq (Québec, 58°N), compared to 4930 HDD₁₈ in Okotoks (Alberta, 50°N) [29] and 6580 HDD₁₈ in Whitehorse (Yukon Territory, 60°N) [47] where a pre-feasibility study of a BTES system for a residential district was conducted in 2014 [48]. In Scandinavia, however, Luleå (Sweden, 65°N) has 6980 HDD₁₈ [49] and Helsinki (Finland, 60°N) has 4600 HDD₁₈ [36]. To date, only GSHP performances in arctic to subarctic climates have been thoroughly studied and tested in Alaska (e.g. Fairbanks (64°N) has 7500 HDD₁₈) and Northern China ([50,51] and references therein). A few additional studies for GSHP with horizontal heat exchangers have recently been carried out in Nunavik [52,53]. Different types of heat storage have been tested in some residential applications in Alaska (e.g. water tank and pit storages), but there is a clear lack of knowledge about TES performances in such a cold climate [45], with particular reference to BTES. Ahead of demonstration plants, BTES operations need to be simulated based on local weather and subsurface conditions to reduce uncertainty and push the limit of geothermal systems further north, helping determine how to cope with unbalanced heating loads, near-freezing ground conditions and local groundwater flow. It has been widely demonstrated that GSHPs can benefit from groundwater flow around BHEs (e.g. [54,55]). On the other hand, advection is one of the most negative factors affecting the HR of underground storage systems. BTES performance influenced by groundwater flow was addressed by some recent studies on synthetic models [56] and operating plants [34,57–59]. However, the optimization of borehole disposition with regards to groundwater flow direction has never been studied.

To partially fill these gaps, a BTES system was designed and simulated in the subarctic environment of Kuujuaq. The chosen target is the drinking water facility that currently relies on diesel to heat the water and prevent freezing along the piped aqueduct. Drinking water is a major challenge in Nunavik [60,61] and any energy and financial

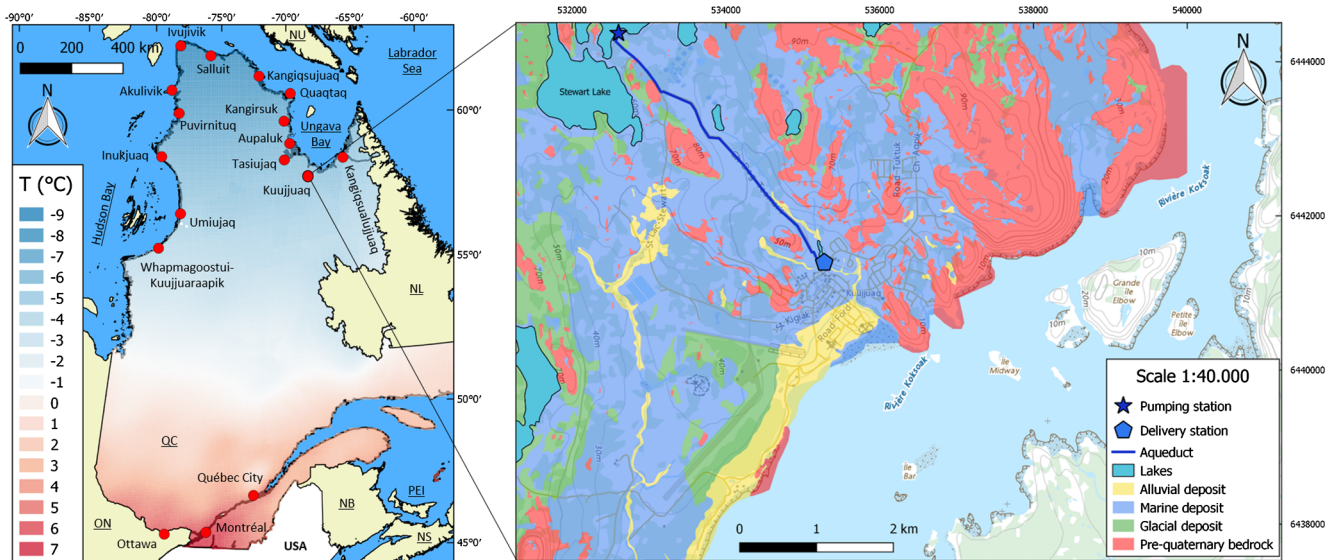


Fig. 1. Left: mean annual air temperature of Québec (coordinates in WGS84; ON: Ontario, QC: Québec, NB: New Brunswick, NL: Newfoundland and Labrador, NU: Nunavut, PEI: Prince Edward Island, NS: Nova Scotia). Right: Quaternary map of the study area (modified from [60]; coordinates in NAD83/UTM Zone 19N) showing the location of the pumping station, the aqueduct and the delivery station.

savings related to its production would be critical for northern communities. The objectives of the present study are:

- (1) To anticipate the thermal response of a BTES system in a subarctic climate, using Kuujuaq as a reference case. The design and optimization of the system are carried out by means of dynamic TRNSYS simulations [62]; 11 scenarios are developed to reach a SF of 50% based on a preliminary study by [63].
- (2) To evaluate the impact of groundwater flow on BTES performance by modelling the thermo-hydrogeological behaviour of the underground storage system with FEFLOW [64], which allows advection heat loss to be quantified, and by optimizing the storage through a novel type of borehole connection that enables higher HR.

After presenting the geographic, climatic and geologic setting of the study site, the BTES design is described and details of the TRNSYS and FEFLOW models are displayed. Results of the simulations are used to demonstrate the performance of the system and to highlight the economic and environmental advantages with respect to the town's current diesel-dependent situation via a 50-years life-cycle cost analysis. The influence of groundwater flow on the HR is discussed to draw attention to the benefits of the novel type of circulation, which can also be successfully deployed in southern climates. Finally, conclusions are drawn to promote the construction of demonstration plants in the Arctic.

2. Geographic, climatic and geological setting

Kuujuaq (58.10°N, -68.42°E) is the largest of the 14 Inuit communities along the coasts of the Ungava Peninsula, which is surrounded by Hudson Bay (W), Hudson Strait (N) and Ungava Bay (W; Fig. 1). Kuujuaq has a subarctic climate with an average annual air temperature of -5.8 °C. The mean solar radiation from April to September is 4.6 kWh m⁻² d⁻¹ and the mean temperature from October to March is -15 °C [47] (Fig. 2). A warming trend was measured from 1990 (-7 °C) to 2010 (-3.5 °C) [60]. The presence of discontinuous but widespread permafrost is reported in the region [65] and its presence is strongly dependent on local geological conditions [61].

The study area is located in the western part of the Southeastern Churchill Province (SECP), part of the Canadian Shield ([66,67] and references therein). The main lithological units present in Kuujuaq and the surroundings are diorites and gabbros from *Complexe de Kaslac* (1.8 Ga), tonalitic gneisses of *Pluton de Kuujuaq* (1.8 Ga) and granoblastic paragneisses of the *Suite de la Baleine* (Archean to Paleoproterozoic; [67]). The unconsolidated Quaternary deposits mainly consist of littoral and pre-littoral sediments alternating with intertidal deposits related to different cycles of transgression and regression of the Iberville Sea [60] (see Fig. 1). Glacial till often covers bedrock outcrops and

it is common to find till underlying the marine sediments. Coarse-grained alluvial materials are found along small stream valleys.

3. Methodology

3.1. Field surveys and geological conceptual model

Two field campaigns were carried out in Kuujuaq in the summers of 2017 and 2018. The work involved sampling rocks and Quaternary sediments, recording temperature logs in available wells, and performing slug tests and electrical resistivity tomography (ERT) surveys. A detailed description of the field work was reported in [68,69]. The two ERT lines carried out at the site of the pumping station [68] showed saturated marine deposits overlying glacial till on top of bedrock, which crops out to the south of the study area (see Fig. 1). No evidence of frozen ground was revealed by the ERT (depth of investigation 20 m), even though the groundwater temperature was around 1 °C. The proximity of the lake in a possible talik setting, the coarse-grained sands and the significant groundwater advection collectively prevent freezing in this unit and the development of permafrost at this locality.

To estimate the hydraulic conductivity of the marine deposits, a dozen tests based on the Porchet method [70] were carried out in manually drilled boreholes in the study area. An average hydraulic conductivity of $5 \times 10^{-5} \text{ m s}^{-1}$ was assessed. Static groundwater level was also measured in 7 of the boreholes using a GPS antenna (values of 25–30 cm b.g.l.), along with the lake water level at 6 points along the coast (Fig. 3). These values were then interpolated through the inverse distance weighted algorithm in QGIS [71] to infer the local hydraulic gradient and groundwater flow direction. The reference hydrogeological conceptual model is thus characterized by a flow directed towards the lake with a mean hydraulic gradient of 1.5%, a Darcy velocity of 7 cm d⁻¹ and a porosity estimated to be 0.35 based on geological observation and available literature [72].

The thermal properties of the Quaternary sediments were investigated with a KD2 Pro Thermal Properties Analyzer [73]. The saturated marine deposits have an average thermal conductivity (λ) of $1.54 \pm 0.19 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$ and a heat capacity (C_v) of $3.03 \pm 0.21 \text{ MJ m}^{-3} \text{ K}^{-1}$ (8 samples analysed, 5 measurements on each sample) [68]; these values were used for the simulations described in the following sections.

Based on the results of the field campaign and laboratory analyses, the geological conceptual model is assumed to be characterized by alluvial sediments free of frozen water and homogeneous from both thermal and hydrogeological points of view. BHE are hosted in the unconsolidated sediments without interacting with underlying bedrock, and groundwater flow is constant in direction and magnitude throughout the year.

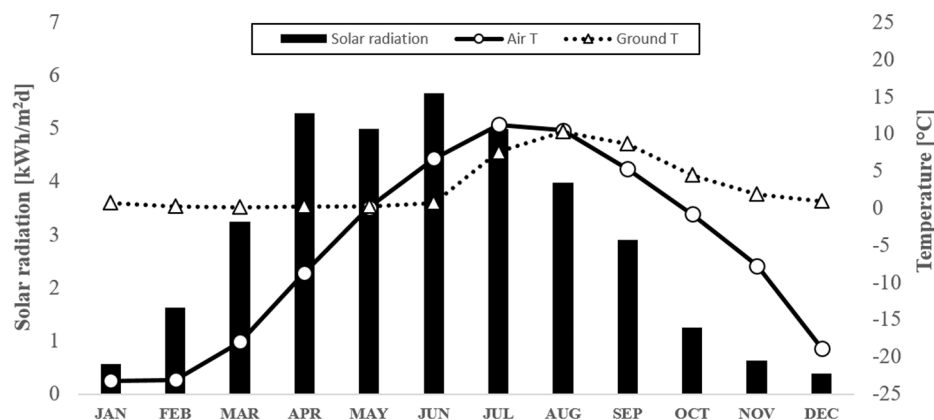


Fig. 2. Monthly solar radiation, mean air temperature [47] and mean ground temperature (0.25 m b.g.l.) in Kuujuaq.

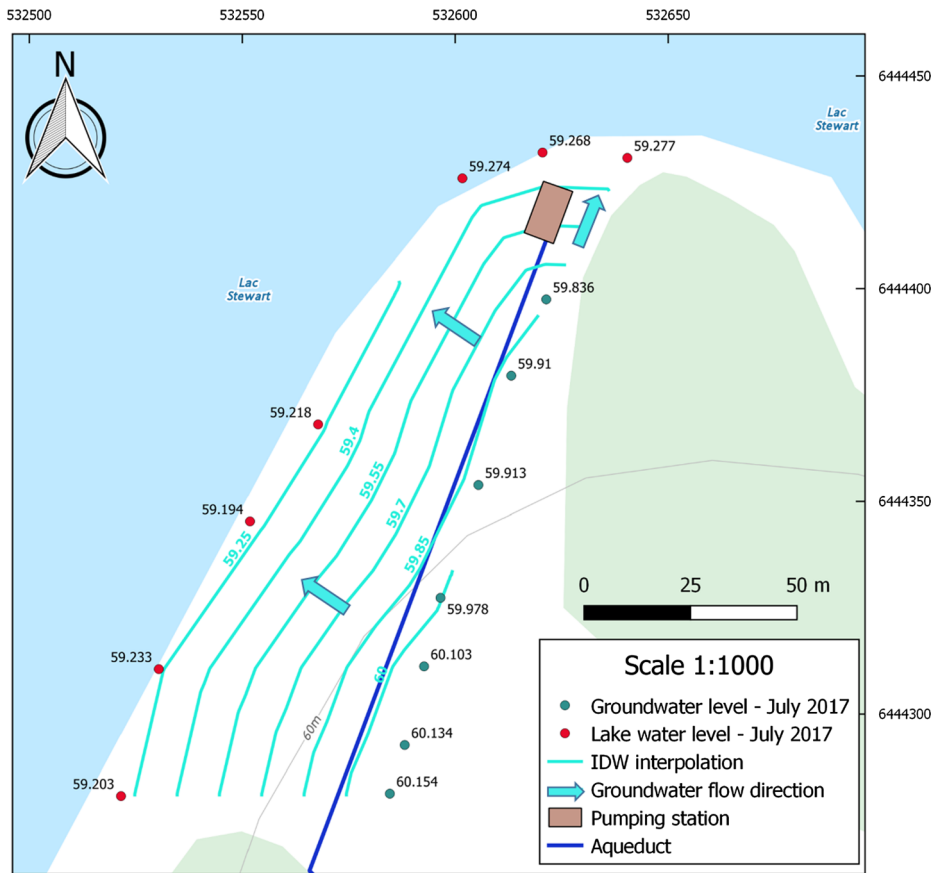


Fig. 3. Local conditions of groundwater flow in the study area (values are in m a.s.l.; coordinates in NAD83/UTM Zone 19 N).

3.2. BTES system

The Stewart Lake pumping station withdraws water from the lake during the cold season at around 3–4 °C [74] (Fig. 4). Before being pumped in the pipeline, the water is heated to around 7 °C to prevent freezing during the 4.8 km route to the village. Currently, the heating system is fed by two diesel boilers with a nominal capacity of 100 kW. Lemieux et al. [61] reported a water consumption of 108 l d⁻¹ per person in Umiujaq, a smaller Nunavik village. The Québec Ministry of Environment defined minimum values of 200–250 l d⁻¹ [15]. According to these data, a value of 200 l d⁻¹ was chosen for the village and an average pumping rate of 20 m³ h⁻¹ was fixed throughout the season. An energy demand of around 400 MWh is estimated from October to March, with maximum need (76 MWh) and peak heating load

(106 kW) occurring in November (Fig. 4). The system is designed to operate in charge mode from April to September in order to exploit the second-highest solar radiation available in April (5.3 kWh m⁻² d⁻¹). The aim is to use the BTES to cover 50% of the demand from October to March (200 MWh) and an auxiliary diesel boiler of 80 kW to cover the remaining 200 MWh together with the heating needs from April to June (170 MWh). Following [63], the base case scenario (SC1) has a gross solar collector area of 1000 m², an underground long-term storage of 22 000 m³ and a short-term tank of 100 m³.

Ground storage is highly dependent on the thermal and hydraulic properties of the subsurface. The reference ground storage was designed with a hundred single U-pipe BHEs to a depth of 30 m, divided into five series of 20 boreholes hydraulically connected in parallel, in a circular arrangement with 3 m spacing (ca. 22 000 m³, radius 15 m,

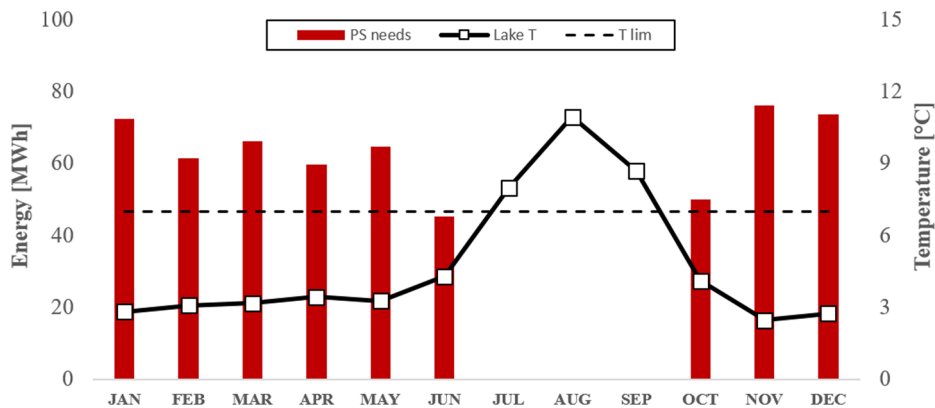


Fig. 4. Monthly energy needs of the pumping station (PS) to reach a water temperature limit (T lim) of 7 °C. The temperature at the bottom of Stewart Lake is also shown (average of the 2004–2005 and 2009–2010 seasons; [74]).

shape factor equal to 1). This concept design was mainly driven by the fact that BTES systems are better at limiting heat loss when the shape factor is closer to 1, and thus the surface-to-volume ratio is minimized [21,42,45,46,75]. The study site is of particular interest due to the presence of saturated sands with no permafrost, which shows much higher heat capacity than the underlying bedrock (see Section 3.1). The solar and BTES loops are coupled through a cylindrical short-term storage tank (STST) and the heat carrier fluid consists of a mixture of water and 50% vol. propylene glycol (minimal working temperature of $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$) to prevent freezing. The water withdrawn from Stewart Lake circulates within the STST through a coiled immersed heat exchanger (HX), as proposed by [38], to be heated in winter.

During the charge phase, the solar collectors produce energy that is sent to the BTES via the STST. The BHEs then distribute heat from the centre to the outer zones of the storage volume. In winter, the thermal energy is discharged from the BTES, with the fluid flowing from the borders to the centre in order to limit cooling, and transferred to the ST tank. The solar loop is allowed to work even during the discharge phase if solar production is enough to help the underground storage heat the STST.

3.3. TRNSYS model

TRNSYS is a commercial simulation modular environment allowing transient modelling of complex energy systems [62]. Several different components (Types) are individually solved by single systems of equations and then coupled together to achieve the final outputs required by the user. The code has been widely adopted to simulate underground thermal energy storage systems in the last 20 years [29,36,38,76–78]. The underground is simulated with the duct storage (DST) model developed by [79]. The DST is a cylindrical shaped storage volume with a vertical symmetry axis, where the BHEs are assumed to be uniformly distributed depending on the required volume size and spacing. Convective heat transfer in the ducts and conductive heat transfer in the ground are simulated together to output the ground temperature, where three different problems are solved numerically with the finite difference method (global and local temperatures) and analytically (steady state problem). The total temperature is determined by superposing the three different parts in order to ensure a fast and accurate simulation tool [79].

The system (Fig. 5) was built in TRNSYS 18 with the following Types:

Table 1
Main parameters of the BHE storage.

Parameter	Value
BHE type	1-U
Number of BHE (-)	100
Number of BHE in series (-)	5
BHE depth (m)	30
d_{BHE} (mm)	152.4
d_o (mm)	32
Top insulation thickness (m)	1
λ_{ground} ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$)	1.5
λ_{grout} ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$)	1.5
λ_{pipe} ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$)	0.4
$\lambda_{\text{insulation}}$ ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$)	0.1
$C_v \text{ ground}$ ($\text{MJ m}^{-3} \text{K}^{-1}$)	3.0
$C_v \text{ grout}$ ($\text{MJ m}^{-3} \text{K}^{-1}$)	3.9
$C_v \text{ pipe}$ ($\text{MJ m}^{-3} \text{K}^{-1}$)	1.5

- *Type557a* is the currently available type to simulate the ground storage through the DST model [79]. 10 radial regions and 10 vertical regions were adopted to model the underground temperature. A top insulation layer of 1 m in thickness was simulated with a thermal conductivity of $0.1 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$, an average between very low conductive but expensive synthetic materials [29,76,80] and cheaper natural sands [81] or waste products [30,82]. All other parameters are reported in Table 1;
- *Type534* was chosen to simulate the STST, a vertical cylindrical storage tank with immersed HX that gives the needed flexibility on the number of inlets/outlets (up to 10), the number and type of immersed HX (up to 5) and the number of nodes (up to 20) to increase the model complexity and improve stratification. A 5-m high tank with a volume of 100 m^3 was chosen, 2 inlets/outlets were selected to connect the solar and BTES loops, a coiled HX ($d_i = 50 \text{ cm}$, $\lambda_{\text{HX}} = 400 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$, i.e. copper, [38]) hosts the water distribution loop, and 20 nodes provide high accuracy to the simulation;
- *Type1b* was chosen for the solar panels. It simulates a flat-plate solar collector with quadratic efficiency, $a_0 = 0.8$, $a_1 = 13 \text{ kJ h}^{-1} \text{ m}^{-2} \text{ K}^{-1}$ and $a_2 = 0.05 \text{ kJ h}^{-1} \text{ m}^{-2} \text{ K}^{-2}$. The total collector area is 1000 m^2 , divided into 250 series of 4 collectors and a specific flow rate of around $40 \text{ l s}^{-1} \text{ m}^{-2}$; the maintenance of the solar collectors' surface is assumed to be not affected by snow cover during the charge phase (snow can sometimes fall in April and May);

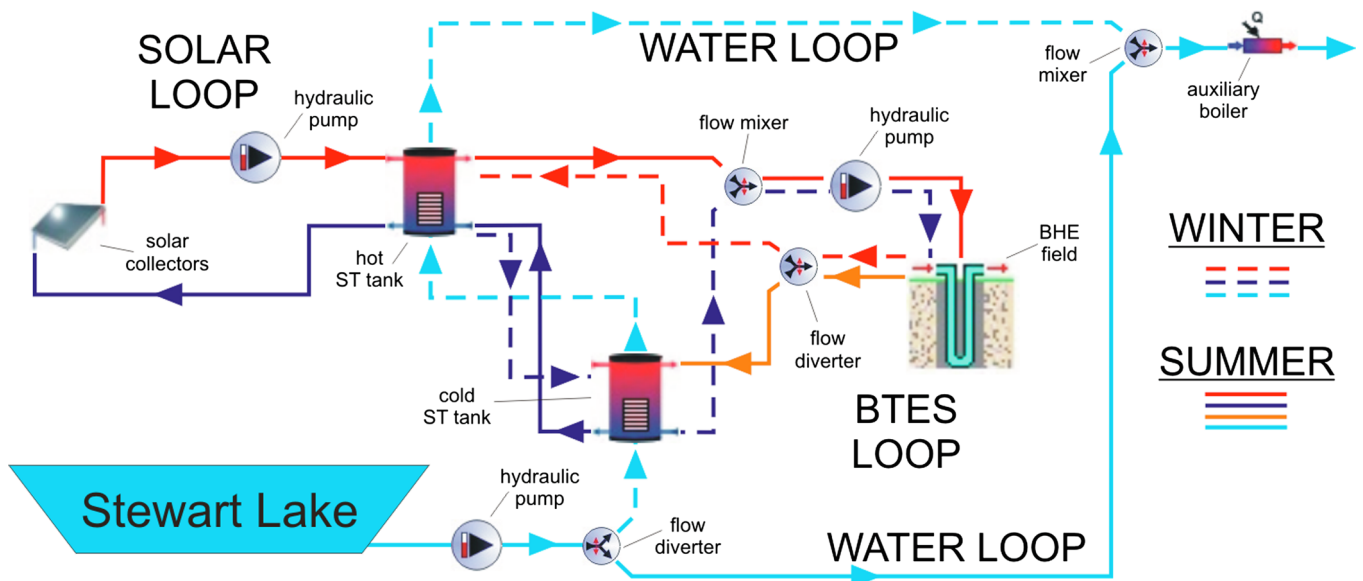


Fig. 5. Diagram of the BTES system as designed in scenario SC2. Other scenarios differ slightly as reported in Table 3.

- *Type6* was selected to simulate the auxiliary diesel boiler with a maximum heating power of 80 kW and a target outlet temperature of 7 °C;
- *Type110* is a variable speed pump adopted to run the solar, BTES and water loops; constant total flow rates of 15, 40 and 20 m⁻³ h⁻¹ and powers of 0.2, 3.3 and 0.3 kW were adopted, respectively;
- *Type11d* and *Type11f* are mixing and diverting valves used to mix or separate flows along the circuit when necessary;
- *Type2b* and *Type14h* are an on/off differential controller and a time-dependent forcing function adopted to control the flows depending on selected criteria and to discriminate between the charge and discharge phases of the system;
- Typical meteorological year (*Type15*) from the Kuujuaq airport weather station was selected to provide crucial input data to the solar panels and the storage volume. The lake temperature series reported in Fig. 3 (assumed to be monthly constant for simplicity) was assigned to the water loop entering the system.

The features described above belong to the base case scenario (SC1) that was built to simulate the dynamic behaviour of the system during a 5-year simulation, alternating charge and discharge phases (Table 2). Another 10 scenarios were created to optimize the system, mainly focussing on the characteristics of the BTES volume and related elements (Table 3). In SC2, a second ST tank was added to improve stratification and reduce the BTES inlet temperature. SC3 has a higher storage shape factor (1.5 vs. 1.0). In SC4, the second tank was used during the discharge phase only, and in SC5 a 1-year pre-heating period was tested to raise the temperature by 10 °C. In SC6 and SC7, the number of BHEs was halved to evaluate possible savings in drilling, whereas in SC8 and SC9, the solar area was increased by 50%. The last two scenarios were meant to test a lower amount of glycol in the heat carrier fluid (SC10) and a higher flow rate in the BTES loop (SC11) in order to increase the Reynolds number (*Re*) and improve the heat exchange between the BHE and the surrounding ground [83].

3.4. FEFLOW model

The DST module does not take into account subsurface heat transfer by advection [79], but groundwater flow is expected to play a significant role in the overall amount of heat loss at the study site. For this reason, a detailed underground model was developed in FEFLOW, a commercial finite element numerical code able to couple heat, flow and mass transport in porous media [64]. The BHEs are modelled as 1D elements with equivalent thermal resistances fully incorporated in 3D triangular prismatic element meshes. The heat governing equations are iteratively solved according to the analytical solution of [84] or the numerical approach proposed by [85,86]. To speed up the calculation, the model described here used the analytical technique that assumes local steady state conditions and immediate thermal equilibrium between inlet and outlet pipes. It was demonstrated that this approach closely matches the numerical strategy when the heat load is constant for times longer than 2–3 h [59], a condition that was followed to comply with the limitation of the solution. A dynamic coupling between TRNSYS and FEFLOW was first developed and tested at the Crailsheim BTES site [57,59], but the *Type331* and FEFLOW's IFM module are no longer available. The first 10 920 h of TRNSYS simulations were replicated in FEFLOW by charging the system for 6552 h (from January to September of year 1) and discharging it for the remaining 4368 h (until March of year 2) to deal with the lack of an updated coupling option between the two codes. Even if no direct coupling was possible, this methodology made it possible to approximate the system's interaction with the local groundwater flow.

A 3D model 100 × 100 × 50 m was built and spatially discretized with a mesh of around 500 000 triangular prismatic elements, refined near the BHEs and progressively coarser towards the model boundary. Grid independence validation was carried out to select the mesh

element number as the best trade-off between computation time and stability of the results. The refinement around the BHEs consisted of 6 nodes according to the methodology described by [59] to produce an optimal nodal distance of 0.45 m and thus ensure numerical stability and accuracy. The automatic time-step control scheme was adopted for the time discretization to allow the solver to choose the appropriate length depending on the change of the primary variables; around 50 000 and 15 000 time steps were needed to run the charge and discharge simulations, respectively. The geological and hydrogeological characteristics of the underground are those reported in the previous sections and the features of the BHE field listed in Table 1. A temperature initial condition (IC) of 0 °C was set to the whole model and the specific BHE tool was adopted to solve the heat transport equation, where temperature is subject to a set of Dirichlet, Neumann and Cauchy type boundary conditions (BC) [64]. Dirichlet BC at the top (mean air temperature) and Neumann BC at the bottom (geothermal heat flux) of the model were not assigned in order to speed up the calculation. Zarrella and Pasquier [55] and Nguyen et al. [56] stressed the fact that air ambient temperature cannot be neglected in the simulation of both GSHP and BTES technologies. However, they highlighted that this is particularly true for significant temperature differences between atmosphere and subsurface, and [56] pointed out that groundwater has a much more important effect than this element. Underground temperature was recorded in Kuujuaq at 20 cm b.g.l. (see Fig. 2) and from October to March (charge period) was on average 0.40 °C with a standard deviation of 1.28, showing that snow cover plays an important insulation role; the first assumption is therefore acceptable. In addition, given the insignificant amount of energy provided annually by the geothermal heat flux (in the order of 0.3 MWh y⁻¹ for SC1) and the short simulation time, the second assumption has also negligible influence on the results. The groundwater flow IC and BC were assigned in order to get a 1.5% constant hydraulic gradient within the underground store. Solid-liquid phase changes were not included in the simulation since the underground temperature remains higher than 1 °C after a few hundred hours from the beginning. Therefore, no freeze-thaw cycles were expected to occur within the ground throughout the simulation time [87].

The aim of the FEFLOW simulation was to test different geometrical dispositions and BHE connections in order to evaluate the different temperature distributions within the ground and the additional heat loss generated by groundwater advection. In this regard, four scenarios were simulated using SC2 as a reference (Table 4): two scenarios have a conventional circular disposition, one with the same characteristics as SC2 (SC2_A) and the other with wider spacing (SC2_B); the other two scenarios have a square arrangement as in [34], with centre-to-border (SC2_C) and alternate (SC2_D) BHE links (Fig. 6). Scenario D, a new connection design, is proposed for generating the warm core at the

Table 2

Charge and discharge cycles in hours during the 5-year simulation. For simplicity, the system works in charge mode even from January to March of year 1.

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	
JAN	744	9504	18 264	27 024	35 784	DISCHARGE
FEB	1416	10 176	18 936	27 696	36 456	
MAR	2160	10 920	19 680	28 440	37 200	
APR	2880	11 640	20 400	29 160	37 920	CHARGE
MAY	3624	12 384	21 144	29 904	38 664	
JUN	4344	13 104	21 864	30 624	39 384	
JUL	5088	13 848	22 608	31 368	40 128	
AGO	5832	14 592	23 352	32 112	40 872	
SET	6552	15 312	24 072	32 832	41 592	
OCT	7296	16 056	24 816	33 576	42 336	
NOV	8016	16 776	25 536	34 296	43 056	
DEC	8760	17 520	26 280	35 040	43 800	

Table 3

Characteristics of the scenarios simulated in TRNSYS (STST – short term storage tank, CHR – charge phase, DIS – discharge phase, HCF – heat carrier fluid). Shape factor is calculated as the depth-to-diameter ratio.

	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	SC6	SC7	SC8	SC9	SC10	SC11
Number of BHE (–)	100	100	100	100	100	50	50	100	150	100	100
Gross solar area (m ²)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1500	1500	1000	1000
Number of STST (–)	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
BTES volume (m ³)	22 000	22 000	9500	22 000	22 000	9500	22 000	22 000	35 000	22 000	22 000
BHE spacing (m)	2.9	2.9	1.9	2.9	2.9	2.7	4.1	3	3	3	3
Shape factor (–)	1	1	1.5	1	1	1.5	1	1	0.8	1	1
Use of cold STST (–)	–	CHR/DIS	CHR/DIS	DIS	CHR/DIS	CHR/DIS	CHR/DIS	CHR/DIS	CHR/DIS	CHR/DIS	CHR/DIS
Pre-heating period (y)	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Preheating T (°C)	–	–	–	–	10	–	–	–	–	–	–
Glycol in HCF (% vol.)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	25	50
Flow rate in BTES (m ³ h ^{–1})	40	40	40	40	40	40	40	40	60	40	60
Re in BHE (–)	1400	1400	1400	1400	1400	2800	2800	1400	1400	4400	2100

Table 4

Characteristics of the scenarios simulated in FEFLOW (C – centre, B – border).

	SC2_A	SC2_B	SC2_C	SC2_D
Spacing [m]	2.9	3.8	2.9	2.9
Storage shape on surface [–]	circle	circle	square	square
Radius / Half side [m]	15	20	15	15
Shape factor [–]	0.99	0.75	0.99	0.99
Storage volume [m ³]	22 000	38 000	22 000	22 000
BHE connection in CHR	C to B	C to B	C to B	downward
BHE connection in CHR	B to C	B to C	B to C	upward

upstream end of the storage in order to limit the influence of groundwater flow and allow the system to better retrieve energy in wintertime. The BTES charging (0–6552 h) and discharging (6553–10 920 h) loads modelled by TRNSYS in SC2 were assigned as BC to the boreholes, similarly connected in 20 series of five BHEs. Accordingly, the circulation was switched from centre-to-border (charge) to border-to-centre (discharge) in SC2_A/B/C, and from downward (charge) to upward (discharge) with respect to groundwater flow in SC2_D.

3.5. Life-cycle cost analysis

In order to evaluate the economic benefits of BTES in the subarctic climate of Kuujuaq, a 50-years life-cycle cost analysis (LCCA) was carried out in comparison to the business as usual (BAU) scenario, which is the current diesel-dependent situation with cost of diesel. In Nunavik, drilling is an expensive activity and expertise in borehole heat exchangers installation is lacking. Therefore, two scenarios with optimistic (37 USD m^{–1}, BTES 37) and realistic (224 USD m^{–1}, BTES 224) costs for BHE drilling and installation were analysed. Moreover, two additional financial scenarios were considered: the government contributes with an incentive program paying the 50% of the solar panels and the BHE, and the cost of electricity and diesel are subsidised with current rates (see Section 1). Finally, a last scenario where the electricity necessary to run the BTES is produced by solar photovoltaic (PV) panels rather than the diesel power plant is also analysed.

The total cost (C_t) was divided into capital cost (C_c), annual cost (C_a), and periodic cost (C_p; Eq. (1)). Capital cost included the cost of equipment, installation or labour and shipping. Annual cost enclosed the costs of energy (diesel and electricity), maintenance and GHG emissions. Periodic cost included the cost of equipment to be replaced at the end of its lifetime, installation and shipping.

$$C_t = C_c + C_a + C_p \tag{1}$$

GHG emissions were calculated considering 2.64 tonnes eq. CO₂ l^{–1} for diesel. Emissions for each scenario were multiplied by 14.48 USD t^{–1}, the estimated price of carbon in Québec’s carbon market in 2020, to obtain the cost of GHG emissions associated with

each heating option.

The net present cost (NPC) and levelized cost of energy (LCOE) were chosen to compare the 50-years life-cycle costs (LCCs) of the five alternatives. The NPC formula converts or discounts costs incurred at different time point *n* during the project life-cycle, at the discount rate *r* to a common point in time, which in this study is 2020. NPC is given by:

$$NPC = \sum_{n=0}^N \frac{C_{t,n}}{(1+r)^n} \tag{2}$$

The LCOE is an additional way to rank alternative projects. Compared to the NPC method, LCOE considers both the total LCC and the total amount of energy produced, both of which are discounted over the project’s lifetime. It indicates the minimum cost per unit of energy that will recover the lifetime costs of the system and is measured by dividing the NPC of the heating system by its total lifetime energy output, i.e. the 50-year accumulated annual energy output *E_t* of each heating scenario. LCOE is calculated as follows:

$$LCOE = \frac{NPC}{\sum_{n=1}^N \frac{E_{t,n}}{(1+r)^n}} \tag{3}$$

More details about the LCCA and related assumptions are reported in Appendix A.

4. Results

4.1. TRNSYS

4.1.1. Underground energy balance

The results of the simulation show that subsurface temperature rises to 20–30 °C at the end of the charge phase and then returns to 5–12 °C after the discharge occurred (Fig. 7). An increase from year 1 to 5 is generally observed in all the scenarios, but equilibrium between heat injection and extraction is reached by year 3. Year 3 was therefore chosen as a reference point to compare all the scenarios (Table 5). Two HR indicators were calculated as follows:

$$\eta_{BTES1} = \frac{E_{EXT}}{E_{INJ}} \tag{4}$$

$$\eta_{BTES2} = \frac{E_{EXT}}{E_{STO}} = \frac{E_{EXT}}{E_{INJ} - E_{LOS}} \tag{5}$$

where *E_{EXT}*, *E_{INJ}*, *E_{STO}* and *E_{LOS}* (J) refer to the energy extracted during discharge, and injected, stored and lost during charge by the underground, respectively. While η_{BTES1} is the conventional way to indicate BTES heat recovery (e.g. [29,36,82,88]), η_{BTES2} gives an idea of the influence of the heat loss on the overall operation of the system.

SC2 extracts more energy (13% in year 3) than SC1 due to the second short-term tank added to the system. This is also highlighted by the underground temperature at the end of the discharge,

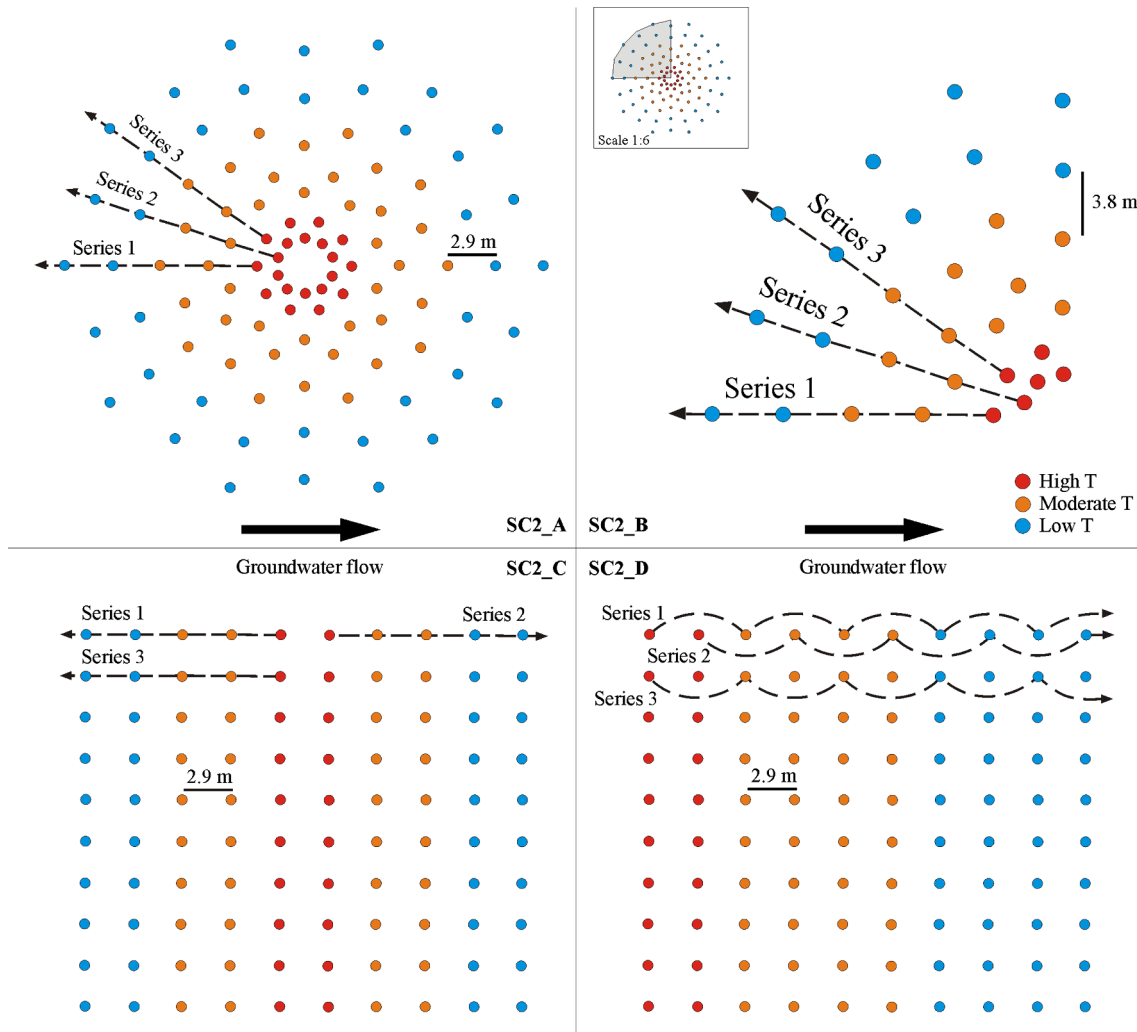


Fig. 6. Borehole dispositions in the four FEFLOW scenarios. Flow directions refer to the charge phase; the discharge occurs in reverse mode. Red, orange and blue indicate the expected stratification in the storage volume. (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

systematically 2–3 °C lower than in SC1 (Fig. 7). SC3 reaches higher temperature in the storage (more than 25 °C already in the first year) and easily extracts energy during the discharge ($\eta_{BTES2} = 95\%$; Table 5), showing 6–7 °C as the minimum temperature at the centre. This is due to a smaller underground volume (less than half that of SC1 and SC2), which also allows the system to easily reach the equilibrium. Nevertheless, with respect to the previous scenarios, the results for solar production (–17%), energy injection (–19%), storage (–26%) and heat loss (+5 to +6%) make this scenario under-designed for the chosen gross solar area. SC4 is slightly better than SC2 in all the elements presented in Table 5, showing that using only the cold STST to discharge the system does not provide significantly better ability to retrieve energy from the subsurface (534 GJ against 527 GJ over year 3). At a first glance, SC5 is similar to SC2 and SC4, with comparable solar production (–2 to –3%), injection (–2 to –3%) and SF (+2%). Interestingly, heat losses are smaller in absolute values, with 235 GJ against 246 GJ (SC2) and 252 GJ (SC4), and thus HR is significantly better, with $\eta_{BTES1} = 61.2\%$ and $\eta_{BTES1} = 82.3\%$, respectively. Moreover, equilibrium is reached in the first year and the system’s activity remains stable throughout the simulation, and presumably in the years to come.

SC6 and SC7 clearly show lower solar production ($\eta_{SOLAR} = 21\text{--}24\%$) and hence lower injection and storage. They only retrieve 342 GJ (SC6) and 315 GJ (SC7), providing less than one third

of the total energy demand of the pumping station, with solar fractions less than 30% over the 5-year simulation in both cases. SC7 retrieves 8% less energy than SC6 and shows the lowest BTES recovery among all the scenarios because it suffers from the wide BHE spacing (4.1 m), clearly too much for a subsurface thermal conductivity of $1.5 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$. On the other hand, SC6 showed some of the highest HR values among all the simulations: 57% and 84% in η_{BTES1} and η_{BTES2} , respectively. A bigger gross solar area was conversely tested in SC8 and SC9, with 100 and 150 BHEs respectively. Solar efficiency is as low as 24% in SC8 and 29% in SC9, meaning that the underground storage is not big enough to reach the highest efficiency achieved by other scenarios. Nevertheless, these are the only two options that achieve the target SF, with SC9 at 56% at year 3. SC9 also has the best result of all scenarios in terms of heat losses both in the STST (2.3%) and in the BTES (25.2%); on the other hand, its HR values are among the worst (9th in η_{BTES1} and η_{BTES2}). SC10 is able to extract more energy (+6%) and provide higher HR and SF than SC2. This is due to the use of a 25% vol. glycol HCF that guarantees a Reynolds number in the range of turbulent flow ($Re = 4400$, see Table 3), but evidently the minimal working temperature at $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ could only work for the part of the system below ground. Finally, SC11 results are similar to SC5 in terms of solar production and heat injection, but with extraction (513 GJ) and solar fraction (41.9%) even lower than SC2. The increase in the BTES loop flow rate raises Re up to the lower limit of the transition zone, but

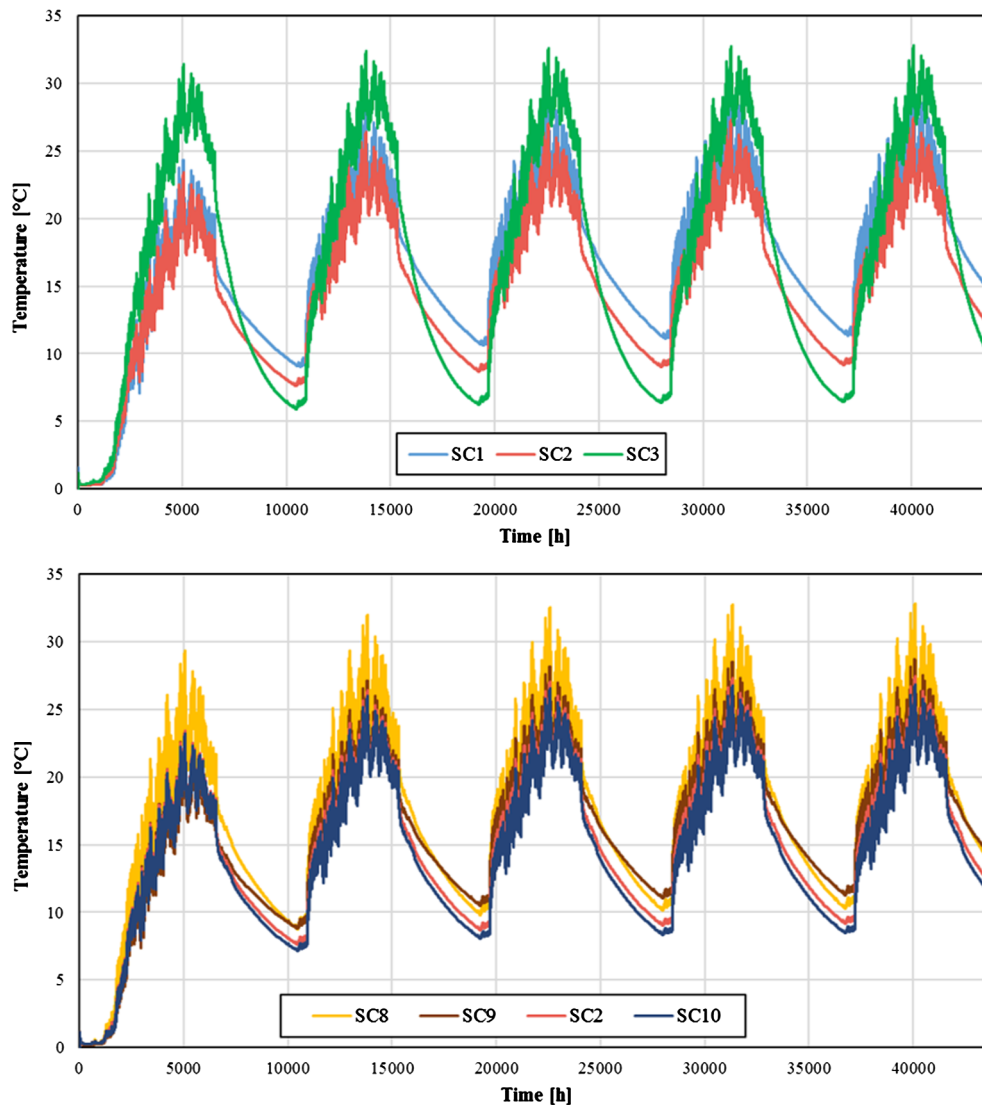


Fig. 7. Subsurface temperature in the centre of the storage of the most interesting scenarios over 5 years.

without any clear improvement in underground storage activity.

SC2 was chosen as the reference scenario and thus adopted for more in-depth analyses and comparisons with FEFLOW (see Section 4.2). Solar energy produced show an overall decrease from year 1 to 5 in all 11 scenarios (Table 6), as does solar efficiency due to the increasing

subsurface temperature. Accordingly, heat injection and storage decrease approaching year 5, but extraction, HR and thus SF improve to 542 GJ, 59.5% and 43.2%, respectively. The heating load of the pumping station is mainly covered by the BTES in October, with 50 kW on average over a total need of 65 kW (Fig. 8). The auxiliary system

Table 5
Summary of the TRNSYS simulations during year 3 (from 19 680 to 28 440 h).

Solar Energy		STST Losses		CHARGE			DISCHARGE			Pumping Station						
Production	η_{SOLAR}			Injection	Losses	Storage	Extraction	η_{BTES1}	η_{BTES2}	BTES	STST	BTES + STST	SF	Aux.		
GJ	%	GJ	%	GJ	GJ	%	GJ	%	%	MWh	MWh	MWh	%	MWh		
SC1	963.1	31.5	30.5	3.2	932.6	268.2	28.8	664.5	465.2	49.9	70.0	129.2	11.6	140.8	35.2	259.2
SC2	962.8	31.5	34.0	3.5	928.8	246.2	26.5	682.6	527.1	56.8	77.2	146.4	22.5	168.9	42.2	231.1
SC3	800.6	26.2	45.7	5.7	754.9	257.1	34.1	497.8	473.0	62.6	95.0	131.4	20.7	152.0	38.0	248.0
SC4	966.8	31.6	24.2	2.5	942.6	251.5	26.7	691.1	534.8	56.7	77.4	148.6	21.3	169.9	42.5	230.1
SC5	940.4	30.8	24.9	2.6	915.5	234.9	25.7	680.6	560.3	61.2	82.3	155.6	21.1	176.7	44.2	223.3
SC6	652.5	21.4	48.3	7.4	604.2	196.7	32.6	407.5	341.5	56.5	83.8	94.9	24.4	119.3	29.8	280.7
SC7	736.0	24.1	41.4	5.6	694.5	191.6	27.6	503.0	314.8	45.3	62.6	87.4	24.1	111.6	27.9	288.4
SC8	1109.6	24.2	46.8	4.2	1062.8	283.8	26.7	779.0	614.0	57.8	78.8	170.5	26.5	197.0	49.3	203.0
SC9	1360.3	29.7	31.7	2.3	1328.5	334.4	25.2	994.1	719.5	54.2	72.4	199.9	27.1	227.0	56.7	173.0
SC10	977.3	32.0	34.1	3.5	943.2	241.9	25.6	701.3	558.4	59.2	79.6	155.1	23.3	178.4	44.6	221.6
SC11	945.9	31.0	26.3	2.8	919.5	247.3	26.9	672.3	513.0	55.8	76.3	142.5	25.1	167.6	41.9	232.4

Table 6
Summary of the SC2 simulation results obtained with TRNSYS from year 1 to 4.

	Solar Energy		STST Losses		CHARGE				DISCHARGE			Pumping Station				
	Production	η_{SOLAR}			Injected	Losses		Storage	Extraction	η_{BTES1}	η_{BTES2}	BTES	STST	BTES + STST	SF	Aux.
	GJ	%	GJ	%	GJ	GJ	%	GJ	GJ	%	%	MWh	MWh	MWh	%	MWh
Year 1*	1187.0	32.6	24.4	2.0	1162.6	256.0	22.0	906.6	376.6	32.4	41.5	104.6	23.9	128.5	32.1	271.5
Year 2	1007.7	33.0	32.6	3.2	975.1	262.0	26.9	713.1	492.6	50.5	69.1	136.8	22.9	159.8	40.0	240.2
Year 3	962.8	31.5	34.0	3.5	928.8	246.2	26.5	682.6	527.1	56.8	77.2	146.4	22.5	168.9	42.2	231.1
Year 4	946.3	30.9	34.5	3.6	911.8	237.3	26.0	674.6	542.1	59.5	80.4	150.6	22.4	172.9	43.2	227.1

takes over in November, mainly because of the minimal temperature observed in Stewart Lake, which raises the heating load to the maximum value of 106 kW. From December to March, even if the lake temperature rises slightly, the BTES is not able to cover more than half the monthly load. This is due to the high heating loads (more than 90 kW from November to March, against 65 kW in October) and to the progressive discharge of the system. By the end of the winter, more than 40% of the total energy demand is provided by the storage system, with around 150 MWh reached at year 4.

The load factor was calculated as the ratio between the heating load provided by the BTES and the total heating load. A sharp decreasing trend in load factors is noticed from October to March, but increasing from year 1–4 (Fig. 9 and Fig. 11). A minimum of 0.6 (SC1) and maximum of 0.93 (SC3) is reached in October, while the load factor in March can be as low as 0.08 (SC3), but 0.2 on average (Fig. 10). Average load factors throughout the simulation are approximately 0.3 in year 1 and 0.4 in year 4 (Fig. 11). The biggest rises occur in SC1, SC2, SC8 and SC9, whereas SC3 and SC5 are rather stable; the first reaches early equilibrium due to the small subsurface storage volume, while the latter takes advantage of the one-year pre-heating period. SC5, in particular, already shows a mean load factor of 0.4 in year 1, much higher than the load factors of year 4 with SC1, SC2 and SC3, and ties the 0.2 value of SC8 in March (Fig. 10).

As expected, heat losses mainly take place through the side of the storage volume (ca. 70–80%), followed by the bottom (ca. 15–20%) and top (ca. 2–5%), and these results are consistent in all the 11 scenarios (Fig. 12). As SC3 and SC6 generally showed the greatest amount of heat loss (see Table 5), they also show the highest percentage of side losses at the expense of the bottom. Diminishing heat losses from year 1–4 were observed in all scenarios, and the trend is driven by the losses through the sides as emphasized by the peaks in SC3 and SC6. Bottom and top losses keep the same absolute value throughout the simulation in both charge and discharge modes (e.g. Fig. 13).

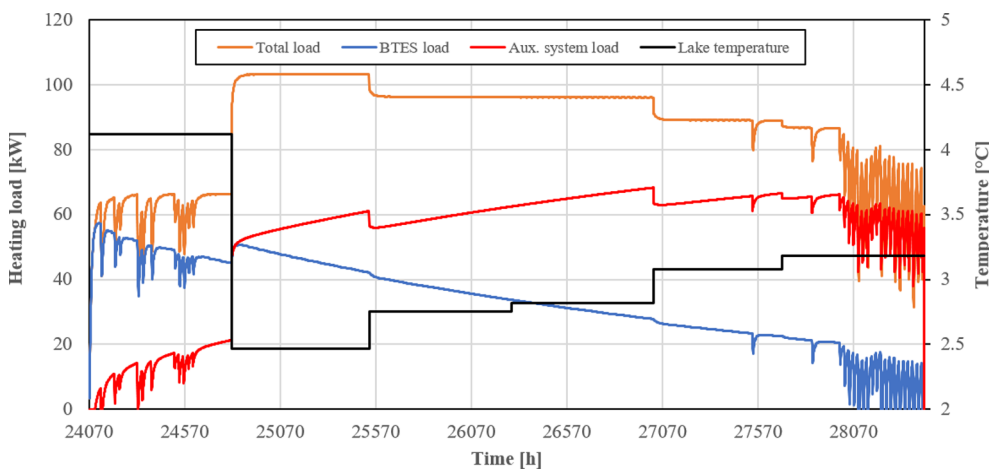


Fig. 8. Heating load of SC2 during the discharge phase in year 3. The orange, blue and red curves represent the total, BTES and auxiliary system loads. The black curve shows the monthly average temperature of the lake. (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

4.1.2. Energy consumption

The energy needs of the system differ slightly among all scenarios, except for SC9 and SC11 that show higher consumption of the hydraulic pumps (Table 7). Around 34 MWh y^{-1} are necessary to run the system in scenarios SC1 to SC7 and in SC10. About 6% more energy is consumed by SC8 (36 MWh) due to the increase in gross solar area. SC9 and SC11 need 47% more than the first scenarios (ca. 50 MWh) due to higher BTES flow rates. Indeed, the BTES loop accounts for 85% of the system's consumption, while water and solar loops contribute as little as 7%.

The operating costs of the BTES system would amount to approximately 7000 USD y^{-1} when considering the subsidised cost of electricity guaranteed by Hydro-Québec, but would range between 20 000 and 30 000 USD y^{-1} if the real production cost was assumed [13,89]. The auxiliary system would cost from 40 000 to 60 000 USD annually, respectively considering subsidised and real cost. The operating costs of the existing diesel boilers amount to approximately 81 000 USD annually (65 000 USD subsidised), considering the net calorific value of diesel as 38.3 MJ l^{-1} [90]. Around 54 000 l of diesel are necessary to run the system every year and approximately 141 tonnes of equivalent CO₂ are released annually, with a GHG emission value for diesel at 2.64 tonnes eq. CO₂ l^{-1} . Taking SC5 as reference scenario and considering the amount of diesel consumed to produce electricity (efficiency of the diesel power plant 0.35), a BTES system could generate annual savings of 7000 l of diesel and 19 tonnes of equivalent CO₂ (Table 8).

4.1.3. Life-cycle cost analysis

The 50-years LCCA was carried out on SC5. The results show similar NPC and LCOE for the BAU and the subsidised BTES scenario at the optimistic drilling cost, around 2 million USD and 0.21 USD kWh⁻¹ in both cases, even if the capital cost of the latter is more than ten times bigger than BAU (Table 9). It is important to note that the annual costs of unsubsidised BTES scenarios are bigger than BAU. This occurs because, compared to BAU, the BTES system would require about 34 MWh of electrical energy that would be produced by burning other diesel,

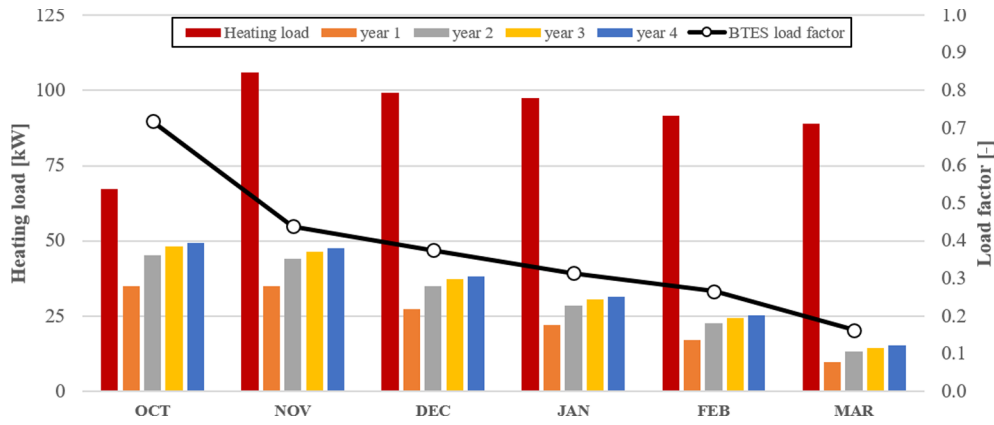


Fig. 9. BTES heating load in SC2 with load factors at year 3.

this preventing both BTES 37 and BTES 224 to approach BAU even in the long term (Fig. 14). The last scenario shows, however, that if the electricity was produced by solar PV the LCOE would be lower than 0.2 USD kWh⁻¹, with a payback time of 15 years. Besides this, the annual GHG emission saving would amount to 44 tonnes of equivalent CO₂ (ca. 17 000l of diesel).

4.2. FEFLOW

In an effort to evaluate the impact of groundwater flow, a number of observation points were set upstream and downstream of the storage centre in the direction of groundwater flow to assess the temperature distribution of the four scenarios. At a depth of 15 m (half the total depth), the following distances from the centre were considered: 0 m (centre), 10 m (edge), 20 m (out), 30 m (far) in scenarios A, C and D; scenario B has the same names but distances of 0, 10, 25 and 35 m. The four scenarios show maximum temperature values reached by the underground storage of 15–16 °C (scenario A) and 10–11 °C (D; Fig. 15). Differences in the distribution are related to the volume and shape of the storage, and the injection mode. In the conventional circular shaped volumes, warmer core and significant stratification are easily achievable: the ground in A reaches a higher temperature than B because energy in the latter is distributed over a greater ground volume. In square-shaped systems, the temperature distribution is more homogeneous and a warm core is difficult to obtain. However, the ground temperature differences are more evident in C compared to D, where injection occurs in the upstream boreholes (see Fig. 6): alternating the BHE connection in scenario D reduces the stratification because

groundwater flow distributes energy homogeneously within the storage volume.

In general, the ground store stops warming before the end of the charge phase, and the centre peaks at 5200 h (A, B, early August) and 6000 h (C, D, early September), which is also the case with the TRNSYS simulations. As highlighted in Section 2, August has a mean solar radiation of about 4 kWh m⁻² d⁻¹ and September has 3 kWh m⁻² d⁻¹, while the other four charging months produce approximately 5 kWh m⁻² d⁻¹ (see Fig. 2). The charge power of the BTES system is obviously affected by a smaller solar production of the collectors. As expected, the maximum temperature at the end of the charge phase is recorded by the edge_down observation point (10 or 15 m downstream of the centre) in all the scenarios due to groundwater advection, but differences can be noticed between circular and square shape volumes (Fig. 16). In A and B, edge_down overtakes centre in early/mid-August; this occurs already at the beginning in C and D, with the latter showing similar values throughout the charge period. Scenario A displays out_down (12 °C) significantly warmer than half the storage upstream (6 °C, edge_up) at the end of the charge, and even far reaches 9 °C after half the discharge. This is similar but less evident in the other scenarios because differences between centre and edges are less important, in particular in the square-shaped storage volumes (C, D; Fig. 15). At the end of the discharge phase, a significant amount of energy has moved out of the storage volume in all the scenarios. Far and out_down display 8 °C and 6 °C in A, 6 °C and 5 °C in B, 6 °C and 4 °C in C and D, which are up to 2 °C warmer than centre and edge_down.

The amount of energy stored in the ground volume differs among scenarios, with B storing more than 1000 GJ at the end of the charge

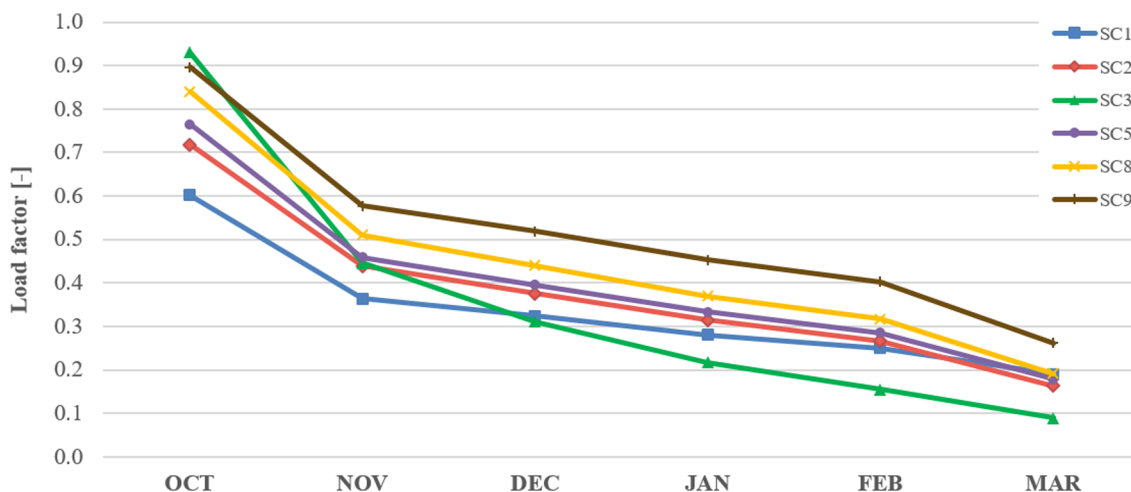


Fig. 10. Load factors of the most interesting scenarios at year 3.

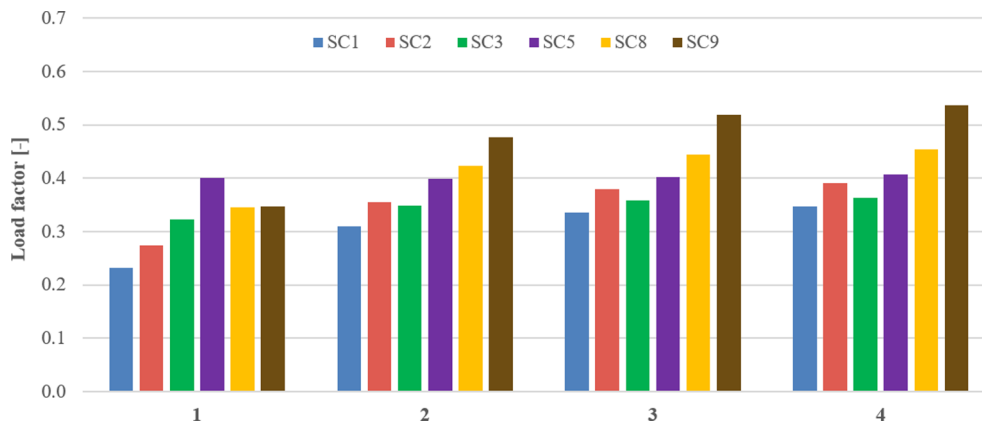


Fig. 11. Average load factors of the most interesting scenarios from year 1–4.

phase, C and D little more than 900 GJ, and A only 876 GJ (Table 10). As a consequence, scenario B performs best in limiting heat loss caused by groundwater advection (18%), due to its volume of 35 000 m³ which makes it possible to keep 22% more energy than A (32% heat loss). The square-shaped volumes (ca. 28% heat loss) behave better than A, without showing any significant difference between them. Conversely, the newly proposed alternate connection of scenario D yields the expected benefits during the discharge mode with the smallest amount of heat loss (11%, 38% and 41% less than C, A and B, respectively). Losses during the discharge must be considered as the ability of the BHE shape and connection to retrieve previously stored energy: scenario B loses the highest amount of energy due to the wide BHE spacing (3.8 m, see Table 4); scenario D takes advantage of the unconventional BHE connection to collect the amount of energy stored in the half-downstream part of the storage and allows only 174 GJ to disperse. In terms of HR, the highest value (43%) in SC2_A is caused by the smallest amount of storage volume.

Comparing the results from the two simulation approaches revealed that scenarios A, C and D lose 11%, 7% and 6.5% more energy than the SC2 reference TRNSYS case in the charge phase; scenario B with a larger volume manages to perform 3% better (Table 10). Also during the discharge, all the FEFLOW scenarios show higher energy loss, from a minimum of 13% (D) to a maximum of 48% additional heat loss (B). Again, HR is higher in scenarios A, C and D because the same amount of extraction is compared to smaller storage values achieved during the charge phase. Moreover, marked differences caused by groundwater advection can be noted in the temperature distribution (Fig. 17). TRNSYS indicates higher peaks and the centre value is always warmer

than the edge. Interestingly, temperature distribution obtained with FEFLOW returns to the initial value, at least within the BHE field, while ground temperature always remains 7–8 °C warmer with TRNSYS. The gap is almost entirely related to the amount of energy lost due to groundwater flow since the energy extraction is exactly the same in the two simulations (377 GJ) and the main design parameters for the underground storage are identical (number of BHEs, shape, volume, BHE connection). Nevertheless, temperature differences can also be related to the different approaches used by the two codes to solve the heat transport problem in the boreholes: FEFLOW uses the Eskilsson’s analytical solution [84] whereas TRNSYS is based on the numerical Hellström’s DST model [79] (see Section 3). Moreover, boreholes are uniformly spaced in the ground volume when using TRNSYS, whereas manually-set disposition with FEFLOW has constant spacing between boreholes belonging to the same series only, which can partly explain the different simulation results. These last two elements were not accounted for because it was beyond the scope of the present contribution.

The ability to reduce heat loss by increasing storage volume was confirmed by both TRNSYS and FEFLOW simulations: SC2 (27%) and SC7 (28%) have better results than the corresponding SC3 (34%) and SC6 (33%) with smaller ground volumes; SC2_B loses only 18% with respect to 32% observed in SC2_A. Nevertheless, large subsurface volumes affect energy retrieval during the discharge if the BHE spacing is not well suited to the site’s thermal conductivity: SC7 (4.1 m spacing) recovers less energy than SC6 (2.7 m), whereas SC2 (2.9 m) retrieves more than SC3 (1.9 m). Therefore, a spacing of around 2.5–3 m seems to be the best option for the present site, slightly higher than what was

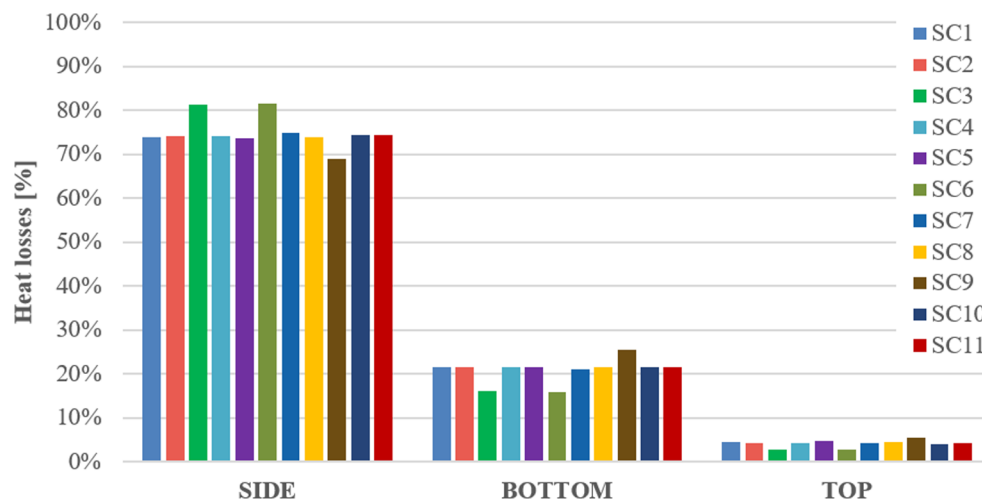


Fig. 12. Percentage heat loss through the side, bottom and top of the storage.

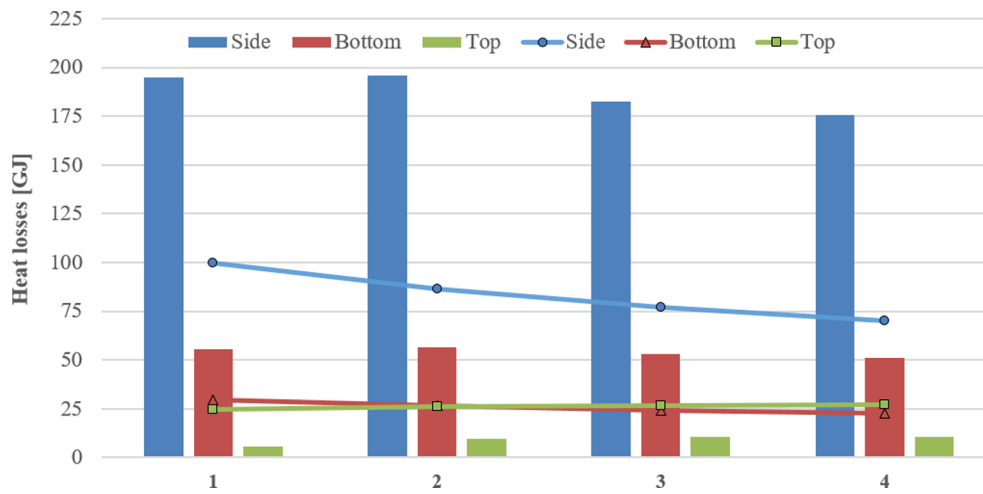


Fig. 13. SC2 heat loss during charge (bars) and discharge (curves) from year 1-4.

Table 7

Average annual power consumption of the hydraulic pumps (BTES + solar + water loops) and operating costs of the auxiliary system.

	Energy consumption (kWh)	BTES subsidised (USD)	BTES real (USD)	Auxiliary subsidised (USD)	Auxiliary real (USD)
SC1	34 086	6966	21 876	49 073	61 116
SC2	34 479	7076	22 128	45 861	57 115
SC3	34 503	7083	22 144	47 793	59 521
SC4	34 410	7057	22 084	45 746	56 972
SC5	34 472	7074	22 124	44 969	56 004
SC6	34 612	7114	22 214	51 532	64 177
SC7	34 608	7113	22 211	52 412	65 274
SC8	36 065	7521	23 146	42 648	53 113
SC9	50 853	11 671	32 637	39 218	48 842
SC10	34 497	7081	22 140	44 774	55 762
SC11	49 381	11 258	31 692	46 009	57 300

Table 8

Average total annual costs (BTES + auxiliary), financial savings and GHG emission saving.

	BTES + Aux subsidised (USD)	BTES + Aux real (USD)	GHG saving (t eq. CO ₂)
SC1	56 039	82 992	10.8
SC2	52 937	79 243	17.5
SC3	54 876	81 665	13.3
SC4	52 803	79 056	17.8
SC5	52 043	78 128	19.4
SC6	58 645	86 391	5.1
SC7	59 525	87 485	3.2
SC8	50 169	76 260	23.3
SC9	50 888	81 478	20.3
SC10	51 856	77 902	19.8
SC11	57 267	88 992	6.6

found by [76].

5. Discussion

Eleven BTES scenarios were simulated to optimize the performance of the system facing a subarctic climate and cover 50% of the heating demand for drinking water pumped at Stewart Lake during winter. Only two scenarios reach 50% SF at the end of the simulation (SC8 and SC9), but an additional 500 m² of gross solar area is needed with respect to the base case scenario. Nevertheless, several design elements were modified to improve the storage-retrieve cycle without adding solar collectors or increasing the drilling length, which represent the most

expensive adjustments. The best SF improvement from the base case (SC1) is achieved by adding a second STST that allows greater energy extraction (SC2). Moreover, halving the storage volume increases the HR (SC3), but the amount of energy retrieved during the discharge clearly drops due to the greatest energy loss (34%) among all the scenarios. Using the second STST only during the discharge (SC4) did allow the system to collect, store and extract more energy, but by only a few GJ over the season. One year of pre-heating (SC5) is clearly appropriate, particularly because the system starts working at its maximum capacity and, in the first year, already reaches in the first year HR ($\eta_{BTES1} = 61.7\%$), SF (43.8%) and load factor (0.4) that the previous scenarios are unable to reach by the last year of simulation. Smaller and cheaper underground storage volumes were also tested in SC6 and SC7: even if the BHE field appears under-designed for the 1000 m² solar collector area ($\eta_{SOLAR} = 21$ and 24% respectively), around 30% of SF could be reached, a little less than SC1 but possibly translating into important savings in the drilling activities. As anticipated, SC8 and SC9 achieve the best SF, 49% and 57% at year 3, respectively, but HR values are not significantly better than SC2 or SC5, and in some cases even lower. Last technical adjustments were adopted to increase the Reynolds number in the BHEs by decreasing the refrigerant in the HCF (SC10) and by increasing the BTES loop flow rate (SC11). The same results as SC10 can be reached with SC4 or SC5 without risk of freezing the heat carrier fluid, as the freezing point of 25% vol. propylene glycol HCF ($-11\text{ }^{\circ}\text{C}$) is definitely unsuited for temperatures experienced in Kuujuaq. However, the improvements noted in SC10 are minimal compared to the significant loss occurring through the heat exchanger, making this option useless. Finally, a turbulent flow was not reached in SC11 with $60\text{ m}^3\text{ h}^{-1}$ ($Re\ 2100$), while at least $120\text{ m}^3\text{ h}^{-1}$ would be necessary with BHEs of the same design parameters ($Re\ 4400$). This would, however, raise the average annual power consumption to 93 MWh (34 MWh in SC2) and the subsidised operation costs to about 26 000 USD y^{-1} , without considering that larger STST would probably be needed to handle this flow rate.

All the scenarios were compared in terms of HR and SF as proposed by Flynn and Sirén [36]. SC8 and SC9 show the best SF due to the larger solar area and underground storage volume (Fig. 18). SC10, SC2 and SC11 follow the same pattern, and SC5 has about the same values, showing that an equilibrium is already reached at year 1. SC3 displays the best recovery in the last years, but, together with the other scenarios, does not reach 40% SF. The highest recovery in SC3 is explained by the smallest volume-to-gross-solar-area ratio ($9.5\text{ m}^3\text{ m}^{-2}$), making it comparable to an experimental BTES used to heat a greenhouse in Shanghai (CN) described by Xu et al. [91]: that system showed $\eta_{BTES1} = 63\%$ in the first year, whereas SC3 reaches 49%, 60%, 63% and 64% in years 1, 2, 3 and 4, respectively. This match demonstrates

Table 9

50-years LCCA results of the five BTES scenarios compared to the BAU. Capital, annual and periodic costs are reported together with NPC and LCOE. SC5 was used for the calculation.

	Capital cost (USD)	Annual cost (USD)			Periodic cost		Total NPC (USD)	LCOE (USD kWh ⁻¹)
		Energy	Maintenance	CO ₂	Cost (USD)	Parts replaced		
BAU	36 949	81 165	1000	2048	6977	oil tank	2 054 682	0.214
BTES 224	1 426 681	92 152		1767	29 957	oil furnace	3 419 089	0.357
					3560	oil tank		
BTES 37	783 137				12 005	oil furnace	2 846 336	0.297
					1877	hydraulic pumps		
					579 437	solar panels		
					3560	oil tank		
					12 005	oil furnace		
BTES 224 Subsidised	750 836	63 195			1877	hydraulic pumps	2 326 917	0.243
					579 437	solar panels		
					3560	oil tank		
					12 005	oil furnace		
					1877	hydraulic pumps		
BTES 37 Subsidised	429 064				289 718	solar panels	2 040 541	0.213
					3560	oil tank		
					12 005	oil furnace		
					1877	hydraulic pumps		
					289 718	solar panels		
BTES 37 PV Subsidised	429 064	62 719		1413	3560	oil tank	1 905 958	0.199
					12 005	oil furnace		
					1877	hydraulic pumps		
					289 718	solar panels		

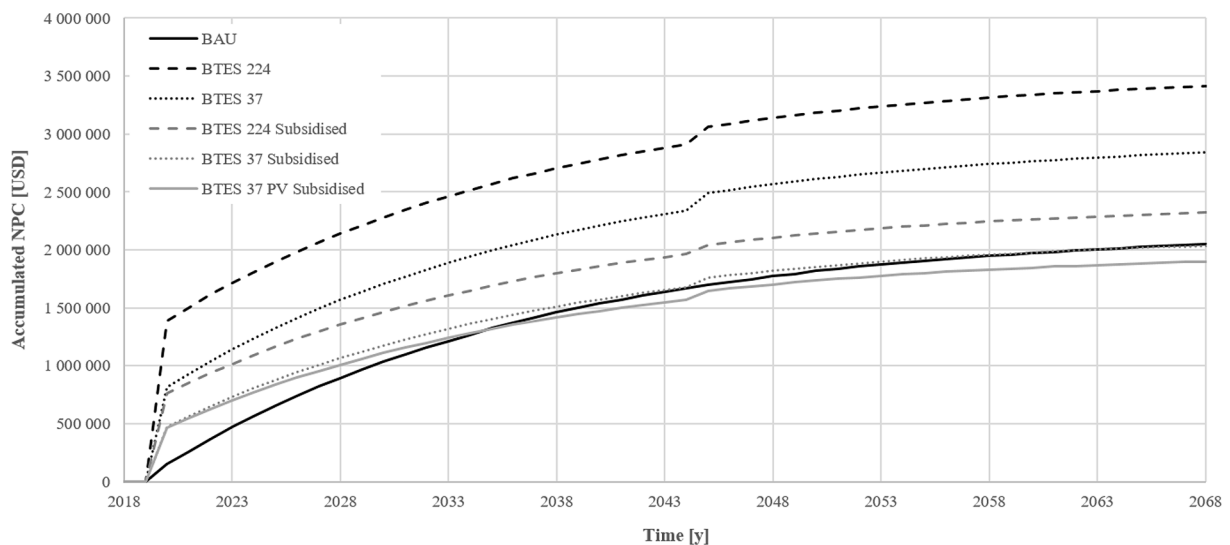


Fig. 14. Accumulated NPC of the five financial BTES scenarios compared to BAU over the 50 years.

that small volumes - those that can provide high heat recovery and very high load factors in the first months - can be useful for short heating season applications such as greenhouses [44].

SC2 performance evaluation was plotted against three systems simulated by [36], which studied the residential BTES operating at Drake Landing Solar Community (DLSC; [29]) and modelled the same system in five other different locations. The coldest locations were chosen for comparison to Kuujuaq, even though they are not as cold: Helsinki (60°N, 4600 HDD₁₈, FI), Hohhot (41°N, 4630 HDD₁₈, CN) and DLSC in Okotoks (50°N, 4930 HDD₁₈, CA). SC2 performs better than all of them in terms of heat recovery, with η_{BTES1} higher than 50% in the second year, although SF remains lower. Finally, results from these simulations also show solar efficiency suitable for some operating plants in much warmer climates. As an example, at year 1, DLSC provided $\eta_{SOLAR} = 33\%$ [29], Braedstrup (DK) $\eta_{SOLAR} = 36\%$ [30,82], while SC2 displays 33%.

The best scenario for the pumping station in Kuujuaq is SC5 that

reaches 45% of SF, with $\eta_{BTES1} = 62\%$, $\eta_{BTES2} = 83\%$ and $\eta_{SOLAR} = 30\%$ at the end of the simulations. It is clear that the largest financial investment necessary for SC8 (+50% of solar area) and SC9 (+50% in both solar area and total drilling length) to achieve better SF than SC5 would not be worthwhile. Similarly, the savings achievable in SC6 or SC7 by halving the total drilling length would not justify these options for the Kuujuaq site. This conclusion holds even without taking into account the subsurface heat loss due to groundwater advection, which the FEFLOW simulations showed can amount to an additional 11% (SC2_A) at this specific site. However, energy extraction simulated with TRNSYS in the first year allows the subsurface to return close to the initial temperature distribution, without extracting a surplus of energy from the subsurface. It should be noted though, that the energy extraction in SC2 progressively increases towards the end of the simulation, being almost 44% more in year 4 (see Table 6). This issue could not be addressed in this study, but warrants further evaluation.

The impact of groundwater flow that can dissipate thermal energy

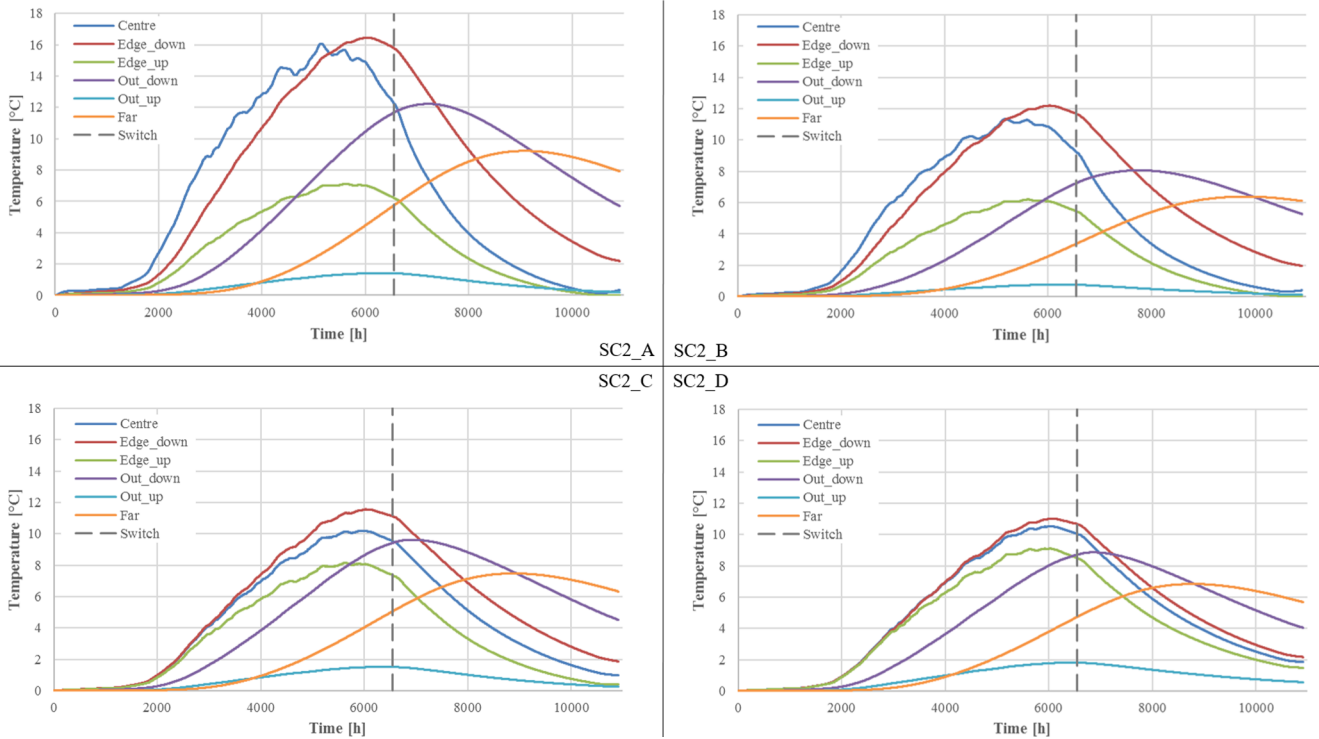


Fig. 15. Subsurface temperature values at 15 m depth simulated with FEFLOW for four scenarios. The dashed grey line marks the switch from charge to discharge.

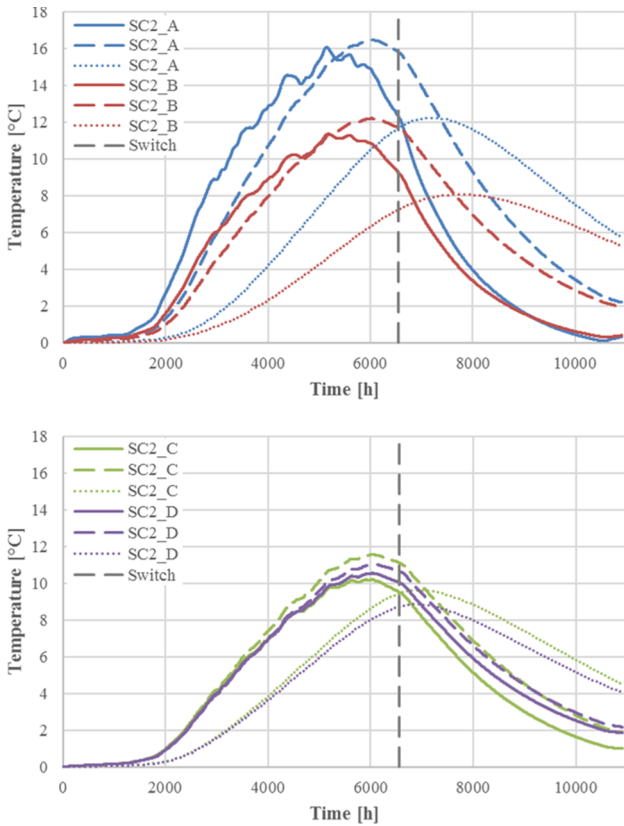


Fig. 16. Comparison of the subsurface temperature values simulated with FEFLOW for four scenarios. The continuous, dashed and dotted lines represent the *centre*, *edge_down* and *out_down* locations, respectively, as in Fig. 15.

injected by a BTES has been investigated by recent studies. For example, Nguyen et al. [56] evaluated the effect of groundwater flow and air temperature on the performance of a BTES, by applying a spectral method approach to transfer g functions obtained by finite element modelling. The study confirmed that the BTES performance is considerably affected by groundwater flow when Darcy velocity is higher than 4 cm d^{-1} and they calculated that the outlet BTES temperature during the heating season is 27°C lower than the case with no flow. They also found that groundwater effect is much more important than seasonal variation in ground surface temperature. Groundwater advection was also pointed out as a serious barrier to efficient BTES operation by Rapantova et al. [34], even if the square-shaped storage in Paskoy (CZ) is influenced by only a 5-m-thick highly permeable Quaternary layer, which was considered negligible over the total 60 m of low permeability claystones. The advection effect was observed in both the recorded temperature data and the numerical observations. Bauer et al. [58], Diersch et al. [59] and Mielke et al. [57] all modelled the subsurface thermal influence of the circular-shaped BTES operating in Crailsheim (DE) using a detailed geological and hydrogeological characterization of the site. The underground storage sits in fractured media with alternating aquitards (mud/wackestone; hydr. cond. $10^{-11} \text{ m s}^{-1}$) and moderately permeable aquifers (grainstone; hydr. cond. 10^{-5} – 10^{-6} m s^{-1}). Mielke et al. [57] calibrated the model with experimental recordings and then predicted the BTES behaviour over a period of 30 years. However, in both [59] and [57] the focus was on temperature distribution because the aim was to evaluate the impact of groundwater flow on the extension of the thermally affected zone around the subsurface storage. Among all these studies, only [58] quantified advection heat loss, calculating a maximum reduction in heat recovery of 1.9% at year 4 when groundwater flow was taken into account. It can be said that this value is in agreement with the results of the present study, considering that aquifers in Crailsheim affect less than half the storage depth.

Table 10
Summary of the results obtained with FEFLOW simulations (A to D) and comparison with the TRNSYS reference scenario (SC2). Injection (1292 GJ) and extraction (376.6 GJ) are common to all four scenarios.

	CHARGE			DISCHARGE	
	Storage	Losses		Losses	η_{BTES2}
	GJ	GJ	%	GJ	%
SC2_A	876.2	415.7	32.2	278.3	43.0
SC2_B	1065.3	226.9	17.6	294.4	35.4
SC2_C	928.0	364.2	28.2	195.3	40.6
SC2_D	936.5	355.7	27.5	173.8	40.2
SC2*	1021.2	271.1	21.0	153.7	36.8

* Values are different than in Table 6 because the energy injected (ca. 130 GJ) and lost (ca. 15 GJ) from January to March has been included to be easily comparable with data from FEFLOW.

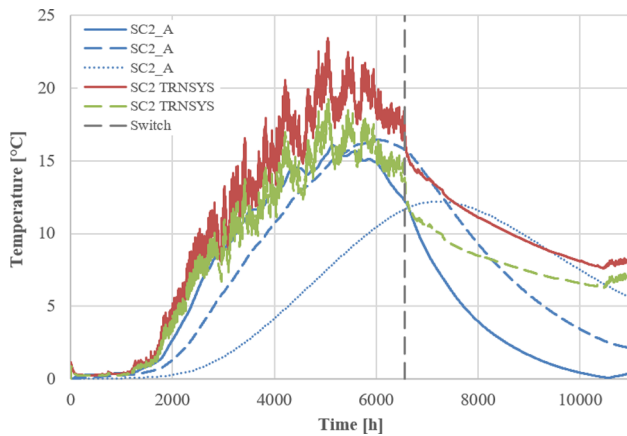


Fig. 17. Underground temperature distribution simulated with FEFLOW for SC2_A (downstream values plotted) and TRNSYS for SC2. Note that the edge FEFLOW value (dashed blue curve) is closer to centre than the edge value in TRNSYS (dashed green curve). (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

In summary, this study has demonstrated that an analysis of storage shape, borehole spacing and borehole connections can be beneficial in optimizing BTES performance under groundwater flow conditions. The results highlight that a square-shaped volume, such as the one designed in Paskoy [34], limits heat loss during the charge phase better than a conventional circular scheme when the system is influenced by groundwater flow (60% less than SC2_A). Moreover, the newly-proposed alternating BHE connection (SC2_D) can mitigate advective heat loss during the discharge (50% less than SC2_C). Groundwater flow characterization may not be simple or straightforward. But this contribution shows that detailed characterisation and accurate design of BHE disposition at sites with strong advection can significantly reduce heat loss and improve the overall performance of system.

Finally, the limitations of the study mainly pertain to the uncertainty of thermal property characterization and the assessment of groundwater flow velocity and direction. On the one hand, thermal conductivity and heat capacity were estimated with 13% and 6% uncertainty, respectively (see Section 3.1), and their spatial validity can be extended to the whole simulated subsurface with a high confidence level. On the other hand, the hydrogeological considerations are based on field surveys performed at a specific time of the year (early July) and therefore carry a higher degree of uncertainty. Nevertheless, the results are assumed to be conservative: since the snow usually melts in June, the groundwater level was therefore most likely at its highest elevation during the field campaign, and thus hydraulic gradient and Darcy velocity were at their peak. Less relevant limitations include the lake

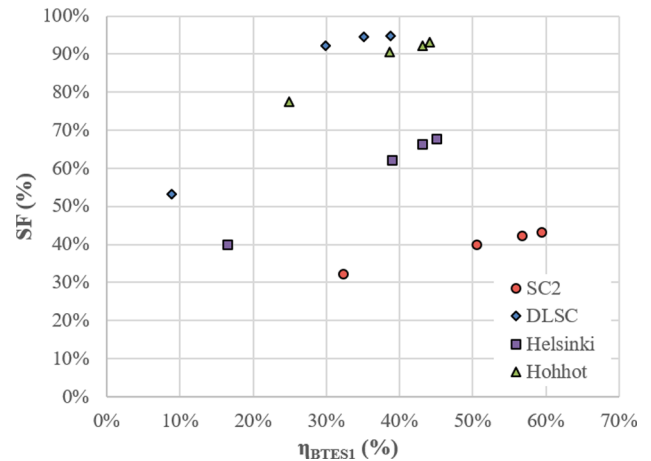
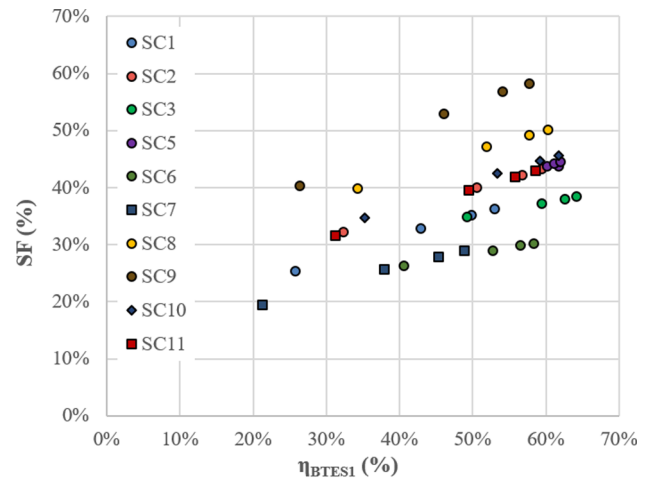


Fig. 18. Above: system recovery plotted against solar fraction for the simulated scenarios (SC4 is not shown as it superimposes SC2). Below: comparison of SC2 with systems in Okotoks (DLSC), Helsinki and Hohhot.

temperature (assumed as monthly constant, see Fig. 8) and the maintenance of the solar collectors' surface as described in Section 3.3. However, an in-situ monitoring system that records data throughout the season could reduce the most important uncertainties and would therefore be a key step to implement before setting up a demonstration system. It should be emphasized that the BTES presented here is located at a site that is free of frozen ground due to specific local geological and hydrogeological conditions (see Section 3.1). Besides Kuujuaq, some other southern Nunavik communities are situated in areas of sporadic (Whapmagoostui-Kuujuaraapik) and discontinuous permafrost (e.g. Umiujaq, Kangiqsualujjuaq, Tasiujaq) [65], and these zones are likely to extend further north given the warming trend [60]. That being said, the results of this study can be considered valid for such communities, where similar sites can be identified for the deployment of BTES technology, now that it has been shown to be viable in a subarctic environment that is colder than any previous works considering BTES.

6. Conclusions

The present paper shows the five-year thermal response of a borehole thermal energy storage (BTES) in an off-grid subarctic community in northern Canada. To the best of the authors' knowledge, this is the first seasonal underground storage study carried out in an area where the space heating demand is characterized by more than 8000 heating degree days below 18 °C. After describing the general setting of the study area, the geological conceptual model is defined and the BTES design outlined. Model set-up and results of the simulations carried out

with the software TRNSYS and FEFLOW are then presented. Finally, a comparison with other similar plants is discussed to evidence challenges of operating BTES in the Arctic.

The modelled BTES system displays higher heat recovery (HR) and similar solar efficiency than analogous applications in warmer climates, but lower solar fraction (SF). This is an important finding that should stimulate BTES installations further north. It also indicates that, although SF is likely to decrease with latitude, efficient energy storage can still be achieved in the ground with undisturbed near-freezing conditions. The present study demonstrates for the first time that the subarctic climate of northern latitudes is not a limitation to the HR of BTES. SF can be increased easily by extending the solar area, but financial constraints come up and detailed cost-benefit analyses are needed to determine optimum techno-economic performance. The 50-years life-cycle cost analysis showed that, despite the significant uncertainty related to the drilling and installation cost of BHE in Nunavik, provincial, federal and intra-national interventions are necessary to increase energy security in the Arctic and help develop BTES systems that would guarantee reductions in both diesel consumption and greenhouse gas emissions. Net present cost (NPC) and levelized cost of energy (LCOE) of BTES in the Arctic could be further reduced by evaluating, for example, the use of air-liquid [92] and photovoltaic solar collectors [93] that would avoid using propylene glycol in the heat carrier fluid, thereby improving the overall system performance. Moreover, photovoltaic panels could also cover part of the 34 MWh of electricity necessary to run the BTES and further diminishing the annual use of diesel. As demonstrated here, this option would guarantee the best NPC, LCOE and CO₂ emission saving. The positive results of the present study should generate interest in the construction of a BTES demonstration plant in Nunavik, which would in turn stimulate further progress towards 100% renewable Arctic in the near future.

Permafrost is not an issue at the Stewart Lake pumping station, but it can be present in other areas of the village and to the north of the discontinuous permafrost zone. For this and similar places, further studies would be needed to avoid degrading the frozen ground that provides stability for the foundations of buildings in cold climates. Strong groundwater flow generates additional advective heat losses that were quantified in this study by complementary thermo-hydrogeological simulations. The BTES thermal load outputs were used as input in FEFLOW to simulate the system's interaction with local groundwater flow. This first-level coupling made it possible to compare different storage shapes and borehole connections, and proved that a square storage with a newly-proposed borehole connection can help limit the amount of thermal energy lost by advection. This novel type of circulation could also be beneficial in other BTES systems operated under the influence of groundwater advection in temperate climates. However, further development of tools such as those used in [57,59] are of paramount importance for more advanced coupled analyses.

Future activities should be directed towards the design of underground storage systems for greenhouses and medium-sized buildings in Kuujuaq and other arctic villages facing the same energy issues. Moreover, according to the definition of Gibb et al. [39], both greenfield and retrofit applications can be deployed in Nunavik. Therefore, detailed analyses of energy storage process integration as well as environmental and economic life-cycle cost assessments at the single-process or community scale would be paramount to determining the actual benefits to the community, and, most importantly, involving all local stakeholders.

Acknowledgments

The authors would like to thank the Institut Nordique du Québec for supporting the research through the Northern Geothermal Potential Research Chair awarded to the second author. The sustainable mining development program of *Fonds de recherche québécois - nature et technologies*, and the *Observatoire Homme Milieu Nunavik* have additionally

contributed to this research. The Centre d'études nordiques, the Nunavik Mineral Exploration Funds, the Makivik Corporation and the Kativik Regional Governments are acknowledged for their help with field logistics. Thanks to Inès Kanzari, Mafalda Miranda and Chrystel Dezayes for contributing to the field campaign in Kuujuaq, and particularly to the first two who analysed the thermal properties of the Quaternary deposits. Last but not least, thanks to Evelyn Gunawan for her contribution to the LCCA.

Appendix A

Taxes: A 14.98% Québec sales tax was applied to all costs.

Price and lifetime of equipment: The price of 10 m³ oil tank is 5000 USD, which has an expected lifetime of 25 years. The price of a 100 kW boiler is 12 000 USD and a lifetime of 15 years. The price of the 100 m³ water tank is 20 000 USD, which has an expected lifetime of 50 years. The price of 0.3 and 3.3 kW hydraulic pumps is 250 and 1000 USD, respectively, which have an expected lifetime of 25 years. The lifetime of the heat exchanger is assumed to be 50 years. The cost of solar panel installation, which includes both labour and equipment is assumed to be at a higher end at 3.7 USD W⁻¹ in Kuujuaq. The lifetime of solar panel is assumed to be 25 years.

Labour wage and installation time: The average wage for 13 maintenance and technician jobs in Kuujuaq was 19.64 USD [94]. It takes two working days for boiler installation, one working day for tank installation and 1 week for the hydraulic installation of the BTES system.

Maintenance: Maintenance for all heating scenario is assumed to be conducted annually at 1000 USD for diesel furnace system and 500 USD for the water tanks. Since in the BTES scenarios the furnace is only used to cover on average the 50% of the total energy demand, its maintenance cost in these cases was halved. Therefore, the total maintenance cost was assumed to be the same in the three options.

Shipping: Shipping of all the material from Québec City is provided by NEAS cargo shipping company at approximately 0.86 USD kg⁻¹, which includes tax and fuel surcharge.

Equipment weight: A 10 m³ oil tank weighs 1000 kg. A 100 m³ water tank weighs 5000 kg. The weight of an average 100 kW oil boiler is 950 kg. A 10% weight of packaging was assumed. The weight of solar panel was assumed at 20 kg m⁻².

In addition to the costs stated above, the following technical and economic assumptions were made:

1. The cost of electricity consumption of the pumps withdrawing water from the lake and pumping it into the pipeline was not considered since it would be the same in BAU and BTES scenarios.
2. The cost of heating distribution was not considered.
3. Tools and parts, such as bolts and screws were considered negligible and not included.
4. The price of diesel considered in scenarios BAU, BTES 224 and BTES 37 is the real cost at 1.51 USD l⁻¹.
5. The cost of PV electricity production considered in "BTES 37 PV Subsidised" is the average LCOE described by [4] in Yukon (Canada), i.e. 0.51 USD kWh⁻¹.
6. The cost of propylene glycol and related shipping was not considered.
7. The CO₂ emissions related to transportation by boat of fuel oil and materials were not included in the calculation.
8. The cost of a monitoring system was not considered.
9. Discount rate = 6% [95].
10. Annual energy and maintenance costs escalation rates = 0%.
11. Project lifetime = 50 years. Project starts in 2020 and ends in 2069.
12. No sudden fluctuation in the costs of electricity and diesel throughout the project life-cycle.
13. Depreciation rates of heating equipment not considered.

More details about the costs chosen for each item considered in the

LCCA can be found in [96].

Appendix B. Supplementary material

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113463>.

REFERENCES

- Funston BW. SDWG report on arctic energy; 2009.
- Hemsath JP. The Arctic Energy Summit: Final report and technical proceeding. Anchorage, Alaska; 2010.
- Poelzer G, Gjørsvig GH, Holdmann G, Johnson N, Magnússon BM, Sokka L, et al. Developing renewable energy in arctic and sub-arctic regions and communities: working recommendations of the fulbright arctic initiative energy group. University of Saskatchewan/International Centre for Northern Governance and Development; 2016.
- Cherniak D, Dufresne V, Keyte L, Mallett A, Schott S. Report on the state of alternative energy in the arctic (Presented to Polar Knowledge Canada); 2015.
- Berdin VK, Kokorin AO, Yulkin GM. Renewable energy in off-grid settlements in the Russian Arctic; 2017.
- Energy Studies Institute. Arctic Renewable Energy Atlas (AREA) Project: August 2018 Singapore Workshop Report. Singapore; 2018.
- Biskaborn BK, Smith SL, Noetzli J, Matthes H, Vieira G, Streletskiy DA, et al. Permafrost is warming at a global scale. *Nat Commun* 2019;10:264. <https://doi.org/10.1038/s41467-018-08240-4>.
- Hoegh-Guldberg O, Jacob D, Taylor M, Bindi M, Brown S, Camilloni I, et al. Impacts of 1.5 °C global warming on natural and human systems. *Glob. Warm. 1.5°C*. An IPCC Spec. Rep. impacts *Glob. Warm. 1.5°C* above pre-industrial levels *Relat. Glob. Greenh. gas Emiss. pathways, Context Strength. Glob. response to Threat Clim. Chang., Intergovernmental Panel on Climate Change*; 2018, p. 138.
- International Gwich'in Council. Arctic sustainable energy toolkit; n.d. <https://gwichincouncil.com/arctic-sustainable-energy-toolkit> (accessed March 18, 2019).
- Royer J. Status of remote/off-grid communities in Canada; 2011.
- Société d'habitation du Québec. Le Logement Au Nunavik Document D'Information. Québec City; 2014.
- Hydro-Québec. Réseaux autonomes - Portrait d'ensemble et perspectives d'avenir. Québec City; 2011.
- Karanasios K, Parker P. Recent Developments in Renewable Energy in Remote Aboriginal Communities, Quebec, Canada. In: University of Waterloo, editor. *Pap. Can. Econ. Dev.*, Waterloo; 2016, p. 98–108. doi:10.15353/pced.v16i0.
- Makivik Corporation. Rise in the Cost of Gasoline 2018:1.
- Ministère du développement durable environnement et lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). Plan d'action sur les changements climatiques 2013 – 2020. Québec City; 2012.
- Xu J, Wang RZ, Li Y. A review of available technologies for seasonal thermal energy storage. *Sol Energy* 2014;103:610–38. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.06.006>.
- Alva G, Lin Y, Fang G. An overview of thermal energy storage systems. *Energy* 2018;144:341–78. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.037>.
- Cabeza LF, Concurrent GI, Lleida UD. *Thermal energy storage vol. 3*. Elsevier Ltd.; 2012. doi:10.1016/B978-0-08-087872-0.00307-3.
- Gehlin S. 11 - Borehole thermal energy storage. In: Rees SJBT-A in G-SHPS, editor. *Adv. Ground-Source Heat Pump Syst.*, Woodhead Publishing; 2016, p. 295–327. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100311-4.00011-X>.
- Welsch B, Göllner-Völker L, Schulte DO, Bär K, Sass I, Schebek L. Environmental and economic assessment of borehole thermal energy storage in district heating systems. *Appl Energy* 2018;216:73–90. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.011>.
- Giordano N, Comina C, Mandrone G, Cagni A. Borehole thermal energy storage (BTES). First results from the injection phase of a living lab in Torino (NW Italy). *Renew Energy* 2016;86. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.052>.
- Brun G. La régularisation de l'énergie solaire par stockage thermique dans le sol. *Rev Général Therm* 1965;44.
- Dalenbäck J-O. *Central solar heating plants with seasonal storage: status report*. Stockholm: Swedish Council for Building Research; 1990.
- Hellström G. *Ground heat storage, thermal analyses of duct storage systems, part I: theory (thesis)*. University of Lund; 1991.
- Hadorn JC, Saugy B. Stockage souterrain de chaleur en terre humide. Développement d'un modèle de calcul et comparaison avec des mesures in situ. Lausanne; 1981.
- Fisch MN, Guigas M, Dalenbäck JO. A review of large-scale solar heating systems in Europe. *Sol Energy* 1998;63:355–66.
- Schmidt T, Mangold D, Müller-Steinhagen H. Central solar heating plants with seasonal storage in Germany. *Sol Energy* 2004;76:165–74. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.07.025>.
- Gao L, Zhao J, Tang Z. A review on borehole seasonal solar thermal energy storage. *Energy Procedia* 2015;70:209–18. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.02.117>.
- Sibbitt B, Mcclenahan D, Djebbar R, Thornton J, Wong B. The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system – five years of operation 2012;30:856–65. doi:10.1016/j.egypro.2012.11.097.
- Tordrup KW, Poulsen SE, Bjørn H. An improved method for upscaling borehole thermal energy storage using inverse finite element modelling. *Renew Energy* 2017;105:13–21. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.011>.
- Giordano N, Arato A, Comina C, Mandrone G. Time-lapse electrical resistivity imaging of the thermally affected zone of a Borehole Thermal Energy Storage system near Torino (Northern Italy). *J Appl Geophys* 2017;140. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2017.03.015>.
- Ciampi G, Rosato A, Sibilio S. Thermo-economic sensitivity analysis by dynamic simulations of a small Italian solar district heating system with a seasonal borehole thermal energy storage. *Energy* 2018;143:757–71. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.029>.
- Panno D, Buscemi A, Beccali M, Chiaruzzi C, Cipriani G, Ciulla G, et al. A solar assisted seasonal borehole thermal energy system for a non-residential building in the Mediterranean area. *Sol Energy* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.014>.
- Rapantova N, Pospisil P, Koziorek J, Vojcinak P, Grycz D, Rozehnal Z. Optimisation of experimental operation of borehole thermal energy storage 2016;181:464–76. doi:10.1016/j.apenergy.2016.08.091.
- Jacobson MZ, Mark A, Bauer ZAF, Wang J, Weiner E, Yachanin AS, et al. 100 % Clean and renewable wind, water, and sunlight all-sector energy roadmaps for 139 countries of the World. *Joule* 2017;1:108–21. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005>.
- Flynn C, Siren K. Influence of location and design on the performance of a solar district heating system equipped with borehole seasonal storage. *Renew Energy* 2015;81:377–88. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.03.036>.
- Chapuis S, Bernier M. Seasonal storage of solar energy in borehole heat exchangers. In: 11th Int IBSA Conf 2009, p. 599–6.
- Rad FM, Fung AS, Rosen MA. An integrated model for designing a solar community heating system with borehole thermal storage. *Energy Sustain Dev* 2017;36:6–15. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.10.003>.
- Gibb D, Johnson M, Roman J, Gasia J, Cabeza LF, Seitz A. Process integration of thermal energy storage systems – Evaluation methodology and case studies. *Appl Energy* 2018;230:750–60. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.001>.
- Tulus V, Boer D, Cabeza LF, Jiménez L, Guillén-Gosálbez G. Enhanced thermal energy supply via central solar heating plants with seasonal storage: a multi-objective optimization approach. *Appl Energy* 2016;181:549–61. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.037>.
- Koohi-Fayegh S, Rosen MA. Optimization of seasonal storage for community-level energy systems: status and needs. *Energy, Ecol Environ* 2017;2:169–81. <https://doi.org/10.1007/s40974-017-0051-1>.
- Hirvonen J, ur Rehman H, Sirén K. Techno-economic optimization and analysis of a high latitude solar district heating system with seasonal storage, considering different community sizes. *Sol Energy* 2018;162:472–88. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.052>.
- Elde S, Kvalvik I, Nøstvold BH, Rødbotten R, Dalmannsdottir S, Halland H, et al. The Arctic as a Food Producing Region Phase 1: current status in five Arctic countries. Tromsø, Norway; 2018.
- Lamalice A, Haillot D, Lamontagne M-A, Herrmann TM, Gibout S, Blangy S, et al. *Building food security in the Canadian Arctic through the development of sustainable community greenhouses and gardening*. *Écoscience* 2018;25:325–41.
- Stevens V, Craven C, Grunau B. Thermal storage technology assessment - An Introductory assessment of thermal storage in residential cold climate construction; 2013.
- Janiszewski M, Kopoly A, Honkonen M, Kukkonen I, Uotinen L, Siren T, et al. Feasibility of underground seasonal storage of solar heat in Finland. In: *Int Conf Geo-Mechanics, Geo-Energy Geo-Resources Conf Proc*; 2016, p. 959–65.
- Government of Canada. *Canadian Climate Normals 1981–2010*; n.d. http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/index_e.html (accessed August 20, 2001).
- Leidos Canada Inc. *Whistle Bend Community Solar BTES District Energy Feasibility Study Report*. Whitehorse, Yukon; 2014.
- Chuard P, Hadorn J-C. *Central solar heating plants with seasonal storage - Heat storage systems: concepts, engineering data and compilation of projects*. Sorane, Switzerland; 1983.
- Garber-Slaght R, Craven, Colin, Peterson, Rorik, Daanen RP. *Ground Source Heat Pump Demonstration in Fairbanks, Alaska*; 2017.
- You T, Wu W, Shi W, Wang B, Li X. An overview of the problems and solutions of soil thermal imbalance of ground-coupled heat pumps in cold regions. *Appl Energy* 2016;177:515–36. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.115>.
- Fontaine PO, Marcotte D, Pasquier P, Thibodeau D. Modeling of horizontal geoechange systems for building heating and permafrost stabilization. *Geothermics* 2011;40:211–20. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2011.07.002>.
- Belzile P, Comeau F-A, Raymond J, Lamarche L, Carreau M. Arctic climate horizontal ground-coupled heat pump. *Trans - Geotherm Resour Counc* 2017;41.
- Casasso A, Sethi R. Efficiency of closed loop geothermal heat pumps: a sensitivity analysis. *Renew Energy* 2014;62:737–46. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.019>.
- Zarella A, Pasquier P. Effect of axial heat transfer and atmospheric conditions on the energy performance of GSHP systems: a simulation-based analysis. *Appl Therm Eng* 2015;78:591–604.
- Nguyen A, Pasquier P, Marcotte D. Borehole thermal energy storage systems under the influence of groundwater flow and time-varying surface temperature. *Geothermics* 2017;66:110–8.
- Mielke P, Bauer D, Homuth S, Götz AE, Sass I. Thermal effect of a borehole thermal energy store on the subsurface. *Geotherm Energy* 2014;2:1–15.
- Bauer D, Heidemann W, Müller-Steinhagen H, Diersch H-JG. Modelling and simulation of groundwater influence on borehole thermal energy stores. In: *Proc. Effstock 11th Int. Conf. Energy Storage, Stockholm*; 2009, p. 8.

- [59] Diersch H-JG, Bauer D, Heidemann W, Ruhaak W, Schatzl P. Finite element modeling of borehole heat exchanger systems Part 2. Numerical simulation. *Comput Geosci* 2011;37:1136–47. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2010.08.002>.
- [60] Fortier R, Allard M, Lemieux J-M, Therrien R, Molson J, Fortier D. Cartographie des dépôts quaternaires des villages nordiques de Whapmagoostui-Kuujuaqrapik, Umiuq, Salluit et Kuujuaq. Rapport de synthèse de la Phase 1 Stratégie de déploiement du réseau Immatsiak. Québec City; 2011.
- [61] Lemieux J-M, Fortier R, Talbot-Poulin M-C, Molson J, Therrien R, Ouellet M, et al. Groundwater occurrence in cold environments: examples from Nunavik, Canada. *Hydrogeol J* 2016;24:1497–513. <https://doi.org/10.1007/s10040-016-1411-1>.
- [62] Klein SA, Beckman WA, Mitchell JW, Duffie JA, Duffie NA, Freeman TL, et al. TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program 2017.
- [63] Giordano N, Kanzari I, Miranda MM, Dezayes C, Raymond J. Thermal energy storage in subarctic climates: a feasibility study conducted in Kuujuaq (QC, Canada). In: Spittler J, Acuna J, Bernier M, Fang Z, Gehlin S, Javed S, et al., editors. IGSHPA Res. Conf. Proc., Stockholm; 2018, p. 150–9. doi:10.22488/okstate.18.000024.
- [64] Diersch HJG. *FEFLOW Finite element modeling of flow, mass and heat transport in porous and fractured media*. Berlin: Springer, Berlin Heidelberg; 2014.
- [65] Allard M, Lemay M. Nunavik and Nunatsiavut: From science to policy. An Integrated Regional Impact Study (IRIS) of climate change and modernization. Québec City; 2012.
- [66] Wardle RJ, James DT, Scott DJ, Hall J. The southeastern Churchill Province: synthesis of a Paleoproterozoic transpressional orogen. *Can J Earth Sci* 2002;39:639–63. <https://doi.org/10.1139/e02-004>.
- [67] Simard M, Lafrance I, Hammouche H, Legoux C. *Géologie de la région de Kuujuaq et de la baie d'Ungava (SRNC 24J, 24K)*. Québec City: Gouvernement du Québec; 2013.
- [68] Giordano N, Kanzari I, Miranda MM, Dezayes C, Raymond J. Shallow geothermal resource assessments for the northern community of Kuujuaq, Québec, Canada. In: IGCP636 Annu. Meet., Santiago de Chile; 2017, p. 1–4.
- [69] Miranda MM, Dezayes C, Giordano N, Kanzari I, Raymond J, Carvalho J. Fracture network characterization as input for geothermal energy research: preliminary data from Kuujuaq, Northern Québec, Canada. In: 43rd Work. Geotherm. Reserv. Eng. Stanford Univ., Stanford; 2018, p. 1–12.
- [70] Ritzema HP. *Drainage principles and applications*. 3rd ed. ILRI; 2006.
- [71] QGIS Development Team. *QGIS Geographic Information System*; 2018.
- [72] Davis SN, DeWiest RJM. *Hydrogeology*. University. Ann Arbor: Wiley; 1966.
- [73] Raymond J, Comeau F, Malo M, Blessent D, Jacqueline I, Sánchez L. The Geothermal Open Laboratory: a free space to measure thermal and hydraulic properties of geological materials; 2017.
- [74] Bélanger C, Huard D, Gratton Y, Jeong DI, St-Hilaire A, Auclair JC, et al. Impacts des changements climatiques sur l'habitat des salmonidés dans les lacs nordiques du Québec. 2013.
- [75] Skarphagen H, Banks D, Frengstad BS, Gether H. Design Considerations for borehole thermal energy storage (BTES): a review with emphasis on convective heat transfer. *Geofluids* 2019;1–26. <https://doi.org/10.1155/2019/4961781>.
- [76] Pahud D. Central solar heating plants with seasonal duct storage and short-term water storage: design guidelines obtained by dynamic system simulations 2000;69:495–509.
- [77] Sweet ML, McLeskey JT. Numerical simulation of underground Seasonal Solar Thermal Energy Storage (SSTES) for a single family dwelling using TRNSYS. Sol Energy 2012;86:289–300. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.10.002>.
- [78] Terziotti LT, Sweet ML, McLeskey JT. Modeling seasonal solar thermal energy storage in a large urban residential building using TRNSYS 16. *Energy Build* 2012;45:28–31. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.10.023>.
- [79] Hellström G. Duct ground heat storage model, manual for computer code. Swedish Council for Building Research (BFR) and National Energy Administration; 1989.
- [80] Reuss M, Beck M, Müller JP. Design of a seasonal thermal energy storage in the ground. *Sol Energy* 1997;59:247–57.
- [81] Di Sipio E, Galgano A, Destro E, Teza G, Chiesa S, Giaretta A, et al. Subsurface thermal conductivity assessment in Calabria (southern Italy): a regional case study. *Environ Earth Sci* 2014;72:1383–401. <https://doi.org/10.1007/s12665-014-3277-7>.
- [82] PlanEnergi. *Boreholes in Braedstrup - Final report*. Braedstrup, DK; 2013.
- [83] Bauer D, Heidemann W, Muller-Steinhagen H, Diersch HJG. Thermal resistance and capacity models for borehole heat exchangers. *Int J Energy Res* 2011;35:312–20. <https://doi.org/10.1002/er.1689>.
- [84] Eskilson P, Claesson J. Simulation model for thermally interacting heat extraction boreholes. *Numer Heat Transf* 1988;13:149–65. <https://doi.org/10.1080/10407788808913609>.
- [85] Al-Khoury R, Bonnier PG, Brinkgreve RBJ. Efficient finite element formulation for geothermal heating systems. Part I: steady state. *Int J Numer Methods Eng* 2005;63:988–1013. <https://doi.org/10.1002/nme.1313>.
- [86] Al-Khoury R, Bonnier PG. Efficient finite element formulation for geothermal heating systems. Part II: transient. *Int J Numer Methods Eng* 2006;67:725–45. <https://doi.org/10.1002/nme.1662>.
- [87] Anbergen H, Rühaak W, Frank J, Sass I. Numerical simulation of a freeze – thaw testing procedure for borehole heat exchanger grouts. *Can Geotech J* 2015;52:1–14.
- [88] Xu J, Li Y, Wang RZ, Liu W. Performance investigation of a solar heating system with underground seasonal energy storage for greenhouse application. *Energy* 2014;67:63–73. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.049>.
- [89] Hydro-Québec. *Plan d'approvisionnement 2017–2026*. Réseaux autonomes; 2016.
- [90] Belzile P, Comeau F-A, Raymond J, Lamarche L. *Revue technologique : efficacité énergétique et énergies renouvelables au nord du Québec* 2017:38.
- [91] Zhang L, Xu P, Mao J, Tang X, Li Z, Shi J. A low cost seasonal solar soil heat storage system for greenhouse heating: design and pilot study. *Appl Energy* 2015;156:213–22. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.036>.
- [92] Bourbonnais M, Déry P, Nadeau Y, Savard G, Pagé M, Duval M. Optimisation d'un chauffe-eau solaire thermique air-liquide: Essais et étude des performances comparatives en situation réelle avec un chauffe-eau solaire standard au glycol. *ASHRAE Chapitre Québec* 2017;40:4–9.
- [93] Bourbonnais M, Déry P. Le chauffe-eau solaire photovoltaïque (PV). Une option prometteuse pour le développement du solaire au Québec? *Électricité Québec* 2018;65:8–20.
- [94] Régie Régionale De La Santé Et Des Services Sociaux Nunavik; n.d. https://ca.indeed.com/cmp/Régie-Régionale-De-La-Santé-Et-Des-Services-Sociaux-Nunavik/salaries?job_category=install&location=CA%2FQC%2FKuujuaq (accessed May 6, 2019).
- [95] Thornton G. *Renewable energy discount rate survey results – 2017*; 2017.
- [96] Gunawan E. *Alternative heating systems for northern remote communities: techno-economic analysis of ground-source heat pumps in Kuujuaq, Nunavik, Canada*. Reykjavik University; 2019.

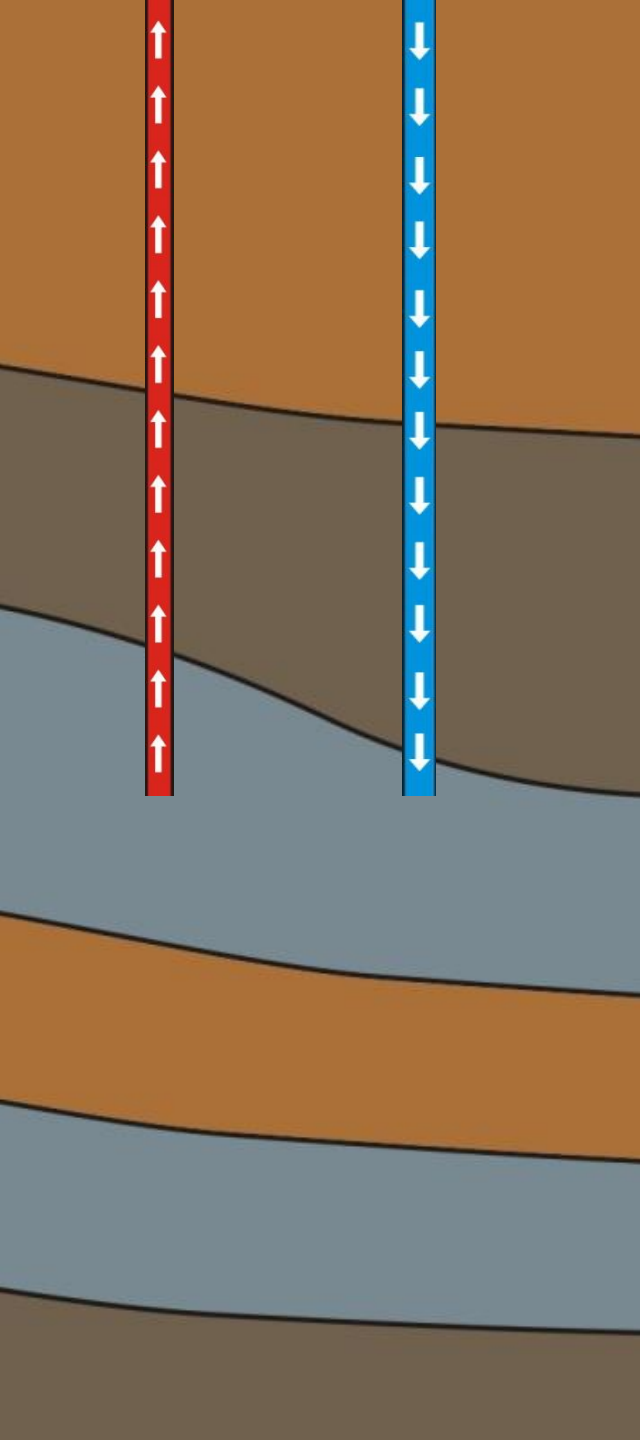
Évaluation du potentiel géothermique de la mine Éléonore

Rapport de recherche
R1869

Edgardo Alvarado
Jasmin Raymond
Félix-Antoine Comeau
David Labrecque

**IN
RS**

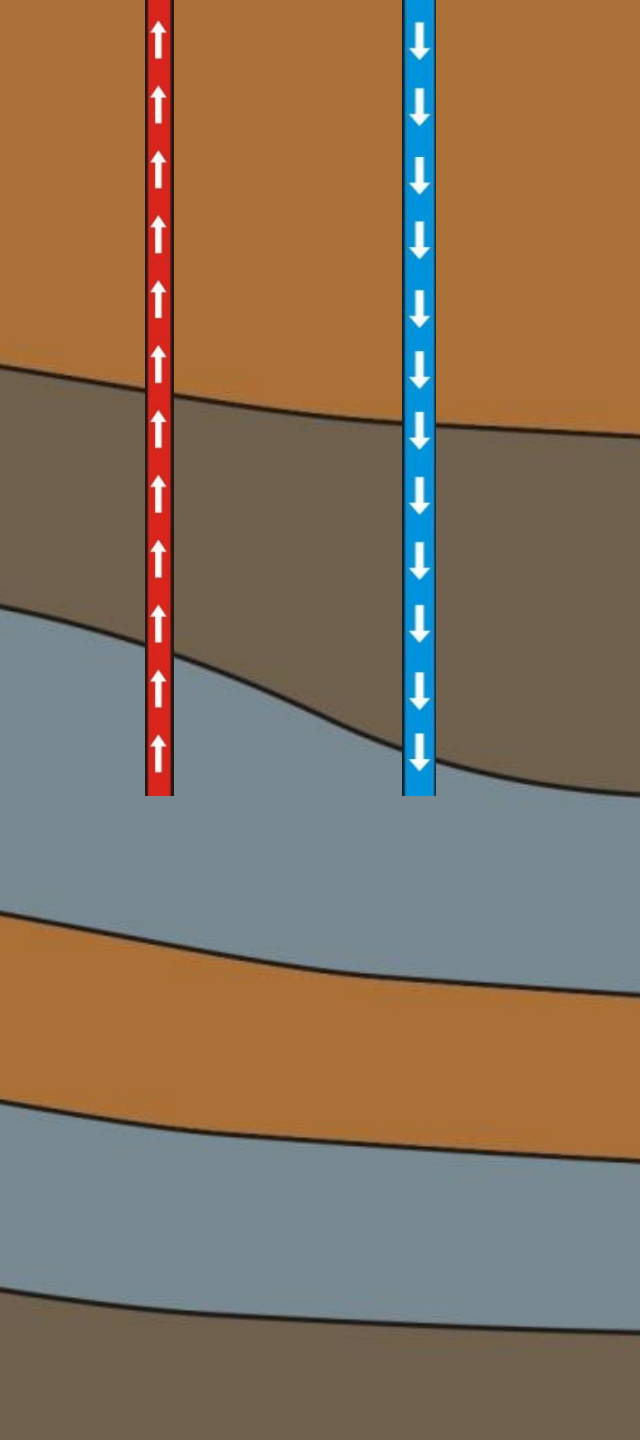
Institut national
de la recherche
scientifique



Résumé

Plusieurs mines situées dans les régions nordiques doivent chauffer les galeries souterraines en raison des conditions climatiques très froides. L'appel de puissance requis pour chauffer les galeries avec un système électrique est élevé et entraîne des coûts énergétiques importants. Les minières emploient donc des hydrocarbures pour suffire à leur besoin calorifique, mais l'impact environnemental demeure un enjeu de taille. L'une des alternatives de chauffage, reposant sur des ressources locales et ayant une faible consommation électrique, est l'énergie géothermique issue de l'eau de dénoyage d'une mine. L'objectif principal de ce projet est d'évaluer le potentiel géothermique de la mine Éléonore de Goldcorp, une mine en opération située à Eeyou Istchee Baie-James dans le Nord-du-Québec. Plus précisément, ce projet vise à caractériser la ressource géothermique afin de concevoir un système de pompe à chaleur (PAC), adapté aux opérations minières, qui permettra de réduire les coûts, la consommation d'hydrocarbures et les émissions de gaz à effet de serre (GES). D'abord, un bilan énergétique a été réalisé pour établir la quantité d'énergie nécessaire pour chauffer les galeries. Ensuite, des échantillons d'eau ont été prélevés à la sortie de la mine, à l'entrée et à la sortie de l'usine de traitement des eaux industrielles (UTEI), ainsi qu'à la sortie de l'émissaire pour réaliser des analyses chimiques. Les résultats ont permis d'évaluer le risque de corrosion et d'entartrage. D'autre part, les données de température et de débit de l'eau ont été recueillies par Goldcorp. À l'aide de toutes ces informations, un système de PAC préliminaire a été conçu pour calculer la quantité d'énergie géothermique qui peut être extraite de l'eau de dénoyage de la mine.

Les résultats montrent que la zone de sortie de l'eau de dénoyage serait l'emplacement ayant le plus de potentiel géothermique, avec un débit d'eau moyen de 299 m³/h et une température moyenne de 12,1 °C, bien qu'un risque d'entartrage et de corrosion soit présent. Un système de PAC muni d'un échangeur de chaleur intermédiaire installé à la sortie de la mine permettrait de produire 37 % des 26,6 GWh/année nécessaires pour chauffer les galeries souterraines, de diminuer les coûts de chauffage de 31 %, en plus de réduire les émissions de GES d'environ 2000 tonnes/année. De plus, un système PAC modifié, situé à la sortie de l'UTEI permettrait de produire 275 % des 2073 MWh/année nécessaires pour chauffer l'eau entrant dans l'UTEI. L'énergie excédentaire pourrait être utilisée pour chauffer le bâtiment de l'UTEI. Le système de PACG contribuerait aussi à diminuer les coûts de chauffage de 79 %, en plus de réduire les émissions de GES d'environ 420 tonnes/année, équivalent à 10 765 arbres.



Plan du rapport

I. Mise en contexte et problématique

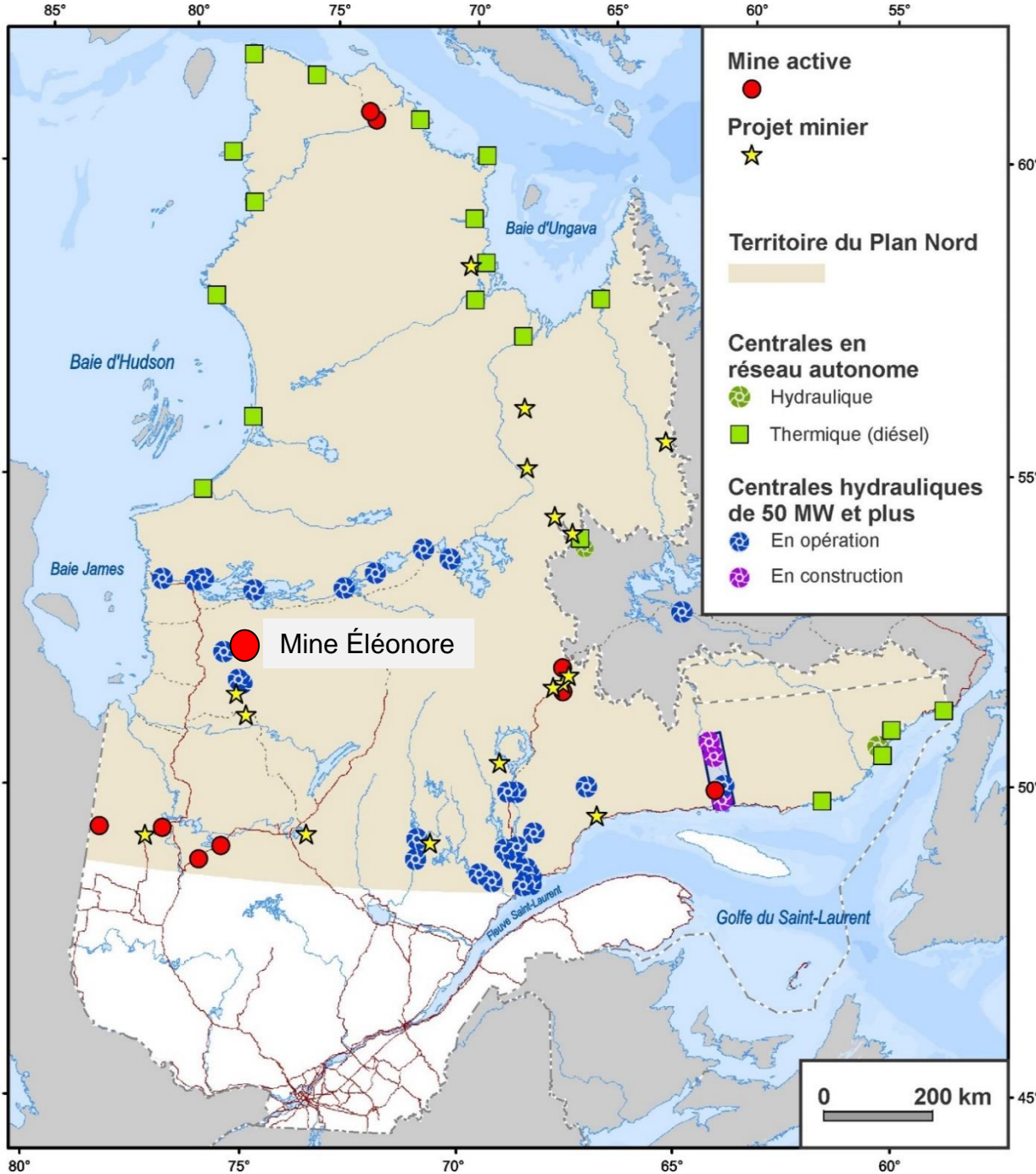
II. Objectifs

III. Méthodologie :

1. Bilan énergétique
2. Collecte des données :
 - Débit
 - Température
 - Analyses chimiques
3. Conception du système

IV. Résultats :

1. Sortie de l'eau de dénoyage
2. Sortie de l'usine de traitement des eaux industrielles (UTEI)
3. Émissaire



Les mines dans un contexte nordique

Au Québec, environ 50 % des mines actives sont situées au nord du 49e parallèle, où le réseau électrique provincial est parfois inaccessible. Les coûts de transport et de production de l'énergie dans le Nord-du-Québec sont élevés alors que la demande en chauffage est importante. Également, l'appel de puissance des systèmes électriques est élevé et entraîne des coûts financiers importants. Ainsi, les entreprises minières utilisent des combustibles fossiles pour satisfaire leurs besoins énergétiques, mais avec un impact environnemental conséquent. En effet, dans la mine Éléonore de Goldcorp, une mine en exploitation située sur le territoire d'Eeyou Istchee en Jamésie dans le Nord-du-Québec, un système de brûleurs au propane est employé afin de chauffer les galeries souterraines (communication personnelle, Goldcorp, 2017). Ce système consomme 3,9 millions de litres de propane annuellement. Les coûts générés par le système employé s'élèvent à 1,5 million CAD par an (2016), tout en libérant 5600 tonnes de CO₂. Il est donc primordial d'entreprendre des démarches afin de trouver une source d'énergie pour un chauffage plus écologique et abordable.

Cependant, les sources d'énergie renouvelables les plus couramment utilisées, telles que l'éolien et le solaire, sont intermittentes et ne peuvent pas garantir un chauffage en continu. Ainsi, l'une des alternatives de chauffage est l'utilisation de l'énergie géothermique contenue dans l'eau de dénoyage d'une mine par l'entremise d'un système de pompes à chaleur (PAC).

[1] Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles. (2015). Carte 6 - La production électrique sur le territoire du Plan Nord. (2015). Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Direction générale de l'information géographique. Québec, Québec. <https://bit.ly/2UJCHQI> (Consulté le 4 septembre 2017).

Objectifs du projet

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer le potentiel géothermique d'une mine dans un contexte nordique. Le sujet d'étude est la mine Éléonore, une mine en exploitation située sur le territoire d'Eeyou Istchee en Jamésie dans le Nord-du-Québec. Plus précisément, ce projet vise à caractériser la ressource géothermique afin de faire une conception préliminaire d'un système de pompe à chaleur adapté aux opérations minières. Ce système permettra de diversifier les sources d'énergie, ainsi que de participer aux besoins énergétiques de chauffage dans une perspective de développement durable en minimisant les coûts, la consommation d'hydrocarbures, et les émissions de gaz à effets de serre (GES).

Évaluer le potentiel géothermique d'une mine en milieu nordique

Évaluer le potentiel géothermique de la mine Éléonore

Concevoir un système de pompes à chaleur adapté aux opérations minières

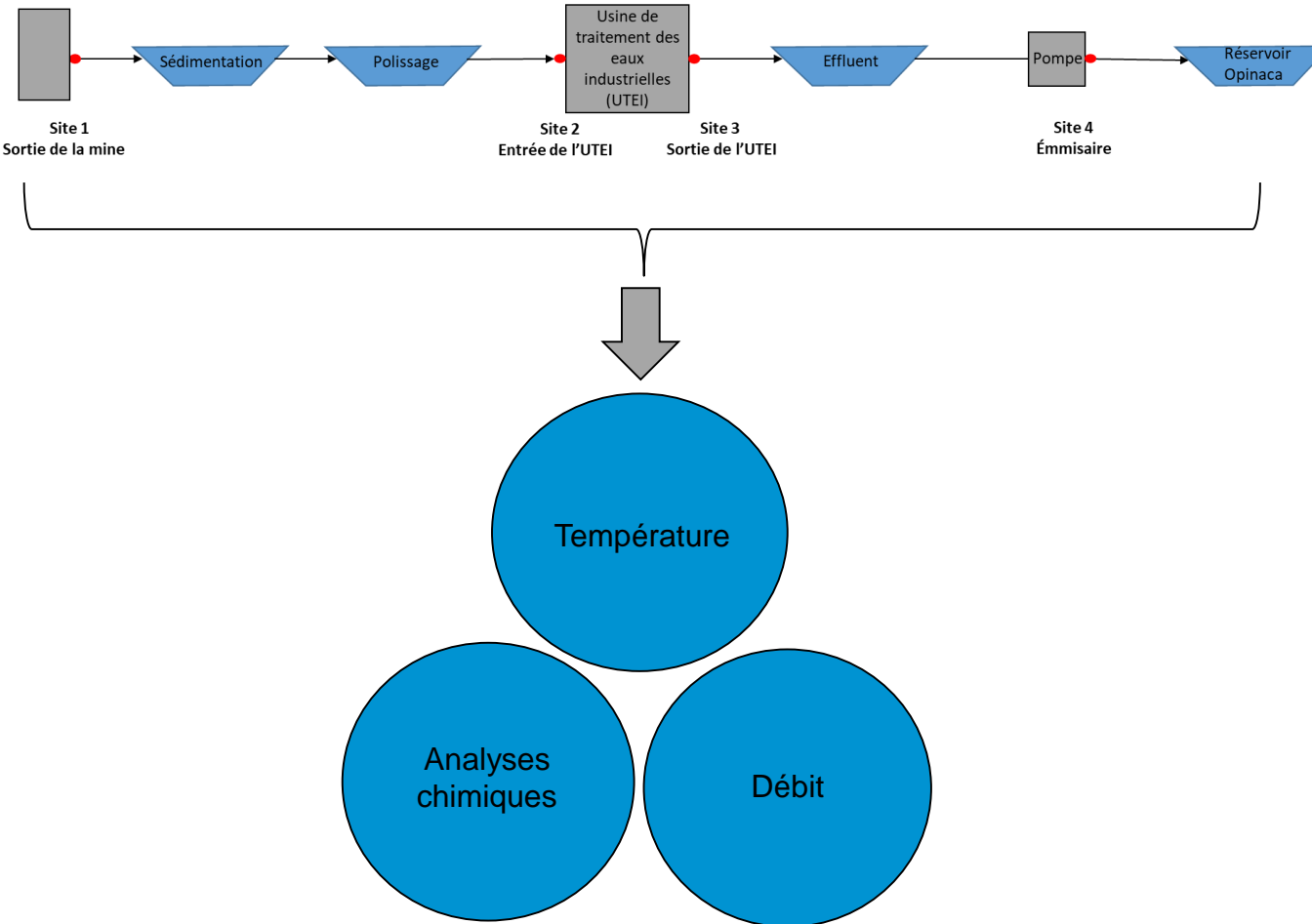
Minimiser les coûts

Minimiser les coûts associés au chauffage des galeries

Minimiser les coûts associés au chauffage de l'usine de traitement des eaux industrielles

Minimiser la consommation et la dépendance aux combustibles fossiles

Minimiser les émissions de gaz à effet de serre



Méthodologie

D'abord, le besoin énergétique en chauffage de la mine a été estimé. Ensuite, une campagne de collecte de données a été effectuée à quatre différents emplacements situés le long du parcours de traitement des eaux industrielles qui s'étend de la zone de sortie de l'eau de dénoyage de la mine jusqu'à l'émissaire. La figure adjacente permet de visualiser les quatre emplacements de collecte de données. Il s'agit des sites identifiés avec les numéros I, II, III et IV. Les trois cercles du bas représentent les trois types d'analyses qui ont été réalisées pour chaque emplacement. Le but est d'identifier le site ayant le meilleur potentiel géothermique, soit avec le débit et la température la plus élevée au cours d'une année et présentant un faible risque de corrosion et d'entartrage.

L'eau a été échantillonnée à la sortie de la mine, à l'entrée et à la sortie de l'usine de traitement des eaux industrielles (UTEI), ainsi qu'à la sortie de l'émissaire pour réaliser des analyses chimiques. Les résultats ont permis d'évaluer le risque de corrosion et d'entartrage. D'autre part, les données de température et de débit de l'eau ont été recueillies par Goldcorp. Avec toutes ces informations, un système de pompes à chaleur préliminaire a été conçu pour calculer la quantité d'énergie qui peut être extraite de l'eau de dénoyage de la mine.

Bilan initial

Endroit	Année	Besoin énergétique en chauffage (kWh)	Coût du chauffage au propane (\$ CAD)	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage au propane (tonnes CO ₂)
Galeries souterraines	2016	26 664 248 ¹	1 559 033	5 599
UTEI	2016	2 073 831 ²	123 731	436

¹ 22,5% du besoin énergétique total de la mine

² 1,8 % du besoin énergétique total de la mine

Bilan énergétique initial

Les données de consommation du propane fournies par le partenaire Goldcorp ont été utilisées afin d'établir le bilan énergétique de la mine. Il s'agit d'une étape primordiale dans l'évaluation du potentiel géothermique. En effet, cela permet de déterminer la quantité d'énergie nécessaire pour chauffer les galeries ainsi que l'eau entrant dans l'UTEI, les coûts actuels associés au chauffage, en plus des effets environnementaux. Le besoin énergétique en chauffage mensuel a été calculé avec l'équation suivante :

$$E = Q \times t$$

$$Q = [Q' \rho_{air} c_{p,air} (T_{consigne} - T_{initiale})]$$

Où:

E = besoin énergétique [kWh];

Q = taux d'extraction de chaleur [kW];

Q' = débit d'air [m^3/s];

$c_{p,air}$ = capacité thermique spécifique de l'air [$J/kg \cdot K$] = 1.01

ρ_{air} = masse volumique de l'air [kg/m^3]

$T_{consigne}$ = température de consigne [K] = 4°C;

$T_{initiale}$ = température initiale de l'air ou de l'eau [K];

t = temps [heures] = heures par jour \times jours dans le mois ;

Par la suite, les coûts ont été déterminés avec les relations suivantes :

$$Coût_{tot} = consommation_{propane} \times prix_{propane}$$

$$consommation_{propane} = \left[\left(\frac{Q \times t_{secondes}}{[\Delta_c H^0 \times \rho]} \right) \times f_{gaz-liquide} \right]$$

Où:

$Coût_{tot}$ = dépenses [\$ CAD];

$consommation_{propane}$ = consommation liquide [litres];

$prix_{propane}$ = prix d'achat [\$ / litre] + prix de transport = 0.42

Q = taux d'extraction de chaleur [kW ou MJ/s];

t = temps [s];

$\Delta_c H^0$ = enthalpie de combustion du propane [MJ/kg] = 46.3;

ρ = masse volumique du gaz propane [kg/m^3] = 1.83;

f = facteur de conversion gaz – liquide = 0.003215

Finalement, les émissions de CO₂ générées par un système de chauffage au propane ont été calculées de la façon suivante :

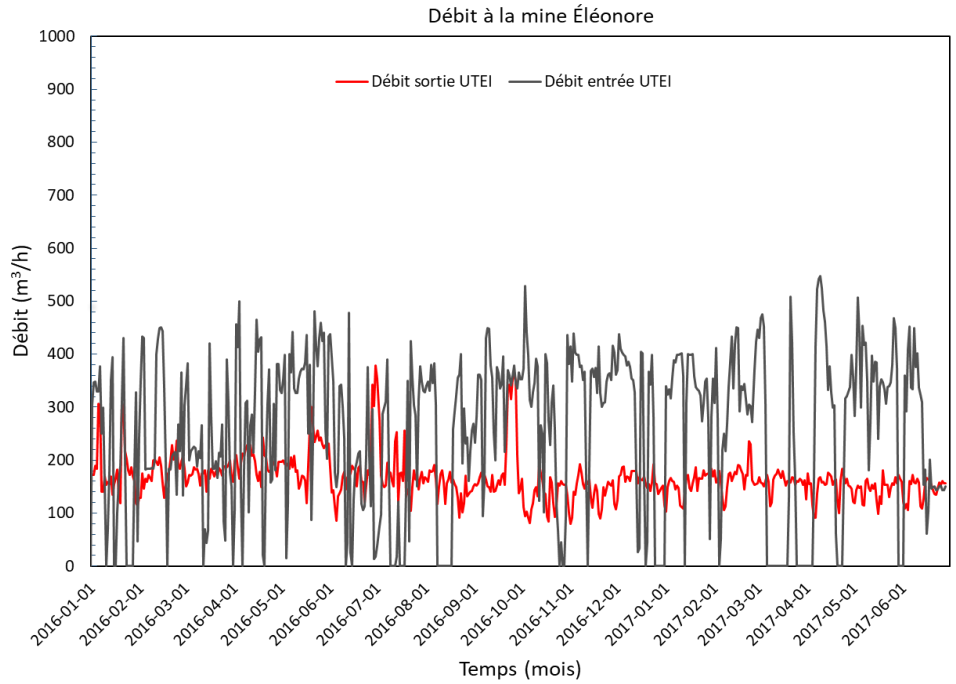
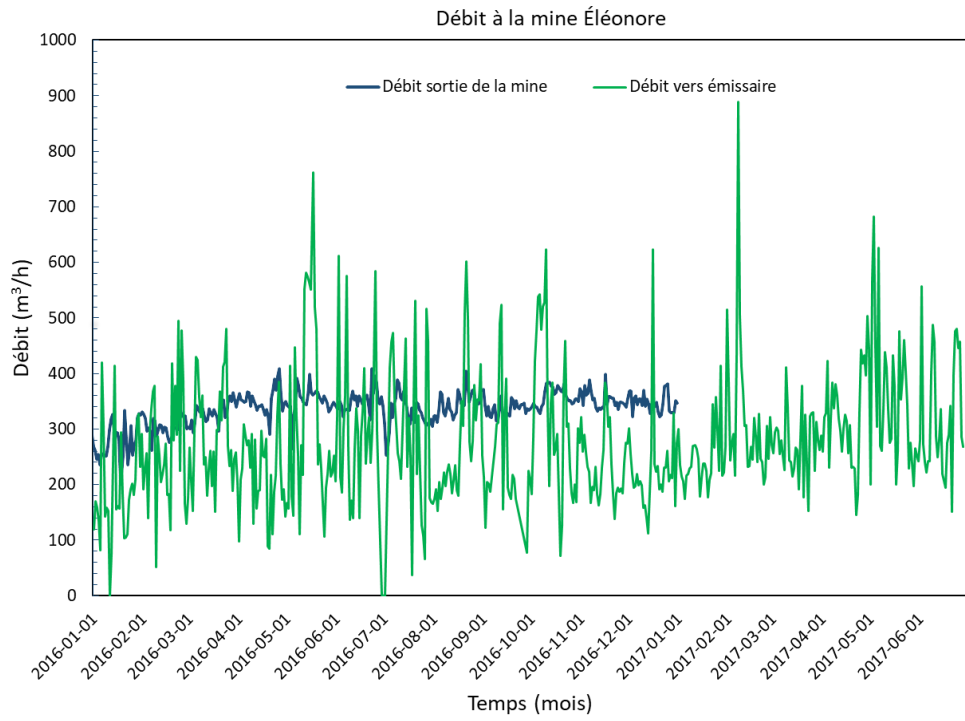
$$E_{CO_2} = E \times e_{propane}$$

Où:

E_{CO_2} = émissions de CO₂ [kg ou tonnes];

E = énergie fournie par le système au propane [kWh];

$e_{propane}$ = empreinte carbone du propane [$kgCO_2/kWh$] = 0.21 [4]



Débit

D'après la comparaison pour la période 2015-2017, le débit le plus élevé est celui à la sortie de la mine, avec un débit moyen de 299 m³/h. Le débit vers l'émissaire présente un débit légèrement plus faible, avec 278 m³/h. Quant à lui, le débit moyen à l'entrée de l'UTEI est de 230 m³/h, tandis qu'à la sortie de l'usine de traitement des eaux le débit moyen est 167 m³/h.

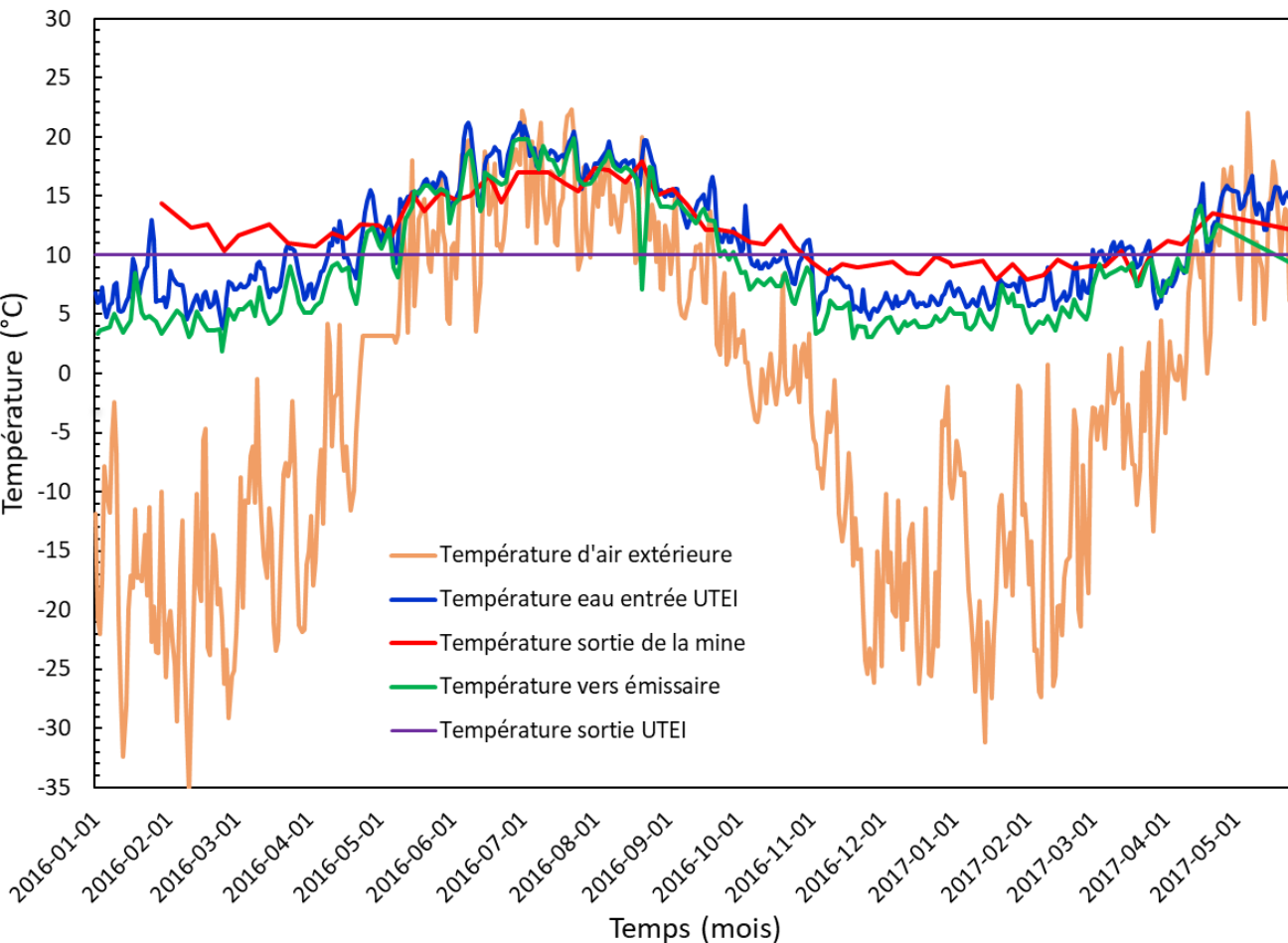
Le débit à la sortie de l'UTEI est inférieur comparativement à celui à la sortie de la mine, car une proportion de l'eau à l'usine de traitement des eaux est utilisée par l'usine de gestion de résidus. Également, le débit vers l'émissaire est aussi légèrement inférieur, car une proportion de l'eau est utilisée pour le contrôle de la poussière, pour le garage et pour remplir le réservoir d'eau douce.

Température

D'après la comparaison pour la période 2016-2017, l'eau avec la température moyenne la plus élevée se retrouve à la sortie de la mine, avec une température moyenne annuelle de 12,1 °C. Cela s'explique notamment par le fait que l'eau de mine provient d'un réservoir d'eau localisé au niveau 400 où les eaux de plusieurs procédés, tels que le nettoyage du remblai à pâte (*paste flush water*) en plus de l'eau d'infiltration, se réunissent. Les eaux provenant du puits d'exploration et de production, ainsi que de la rampe sont aussi dirigées vers ce réservoir. L'eau de mine préserve alors une température plus élevée comparativement aux autres endroits, puisque l'eau souterraine a une température constante qui augmente avec le gradient géothermique. En plus, le sol agit comme isolant en protégeant l'eau contre les conditions météorologiques. D'ailleurs, la température à l'entrée de l'UTEI est légèrement plus faible, avec une température moyenne de 10,9 °C. Toutefois, durant l'hiver, l'eau entrant dans l'UTEI a une température moyenne de 8 °C. Indiquant une perte d'entre 1,2 et 4,1 °C entre la zone de sortie de l'eau de dénoyage de la mine et l'entrée de l'UTEI. La perte de chaleur est le résultat de l'exposition de l'eau aux conditions atmosphériques lorsque l'eau passe par le bassin de polissage et sédimentation précédant l'UTEI. Ainsi, l'eau doit être chauffée à une température estimée de 10 °C afin de réaliser le traitement de l'eau par le procédé MBBR (*Moving Bed Biofilm Reactor*). Finalement, la température moyenne vers l'émissaire est de 9,0 °C.

Par ailleurs, il s'avère important de noter que la température moyenne à la sortie de la mine est considérablement plus élevée par rapport aux autres sites durant l'hiver et le printemps, en plus d'être légèrement moins élevée pendant l'été. Ces conditions sont idéales pour le chauffage des galeries pendant la saison froide et la climatisation au cours de l'été.

Température de l'eau à la mine Éléonore



Évaluation du potentiel de corrosion et d'entartrage

Index de saturation Langelier [4]: $ISL = pH - pH_s$	$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D)$
Index de saturation Ryznar [5]: $ISR = 2pH_s - pH$	$pH_{eq} = 1.465 \log_{10}[\text{alcalinité}] + 4.54$
Index d'entartrage Puckorius [6]: $IEP = 2pH_s - pH_{eq}$	$A = (\log_{10} [\text{Solides dissous totaux}] - 1) / 10$ $B = -13,12 \log_{10}[T + 273] + 34,55$
Index de corrosion Larson-Skold [7]: $ICLS = \frac{Co_{Cl^-} + Co_{SO_4^{2-}}}{Co_{HCO_3^-}}$	$C = \log_{10} [\text{dureté}] - 0,4$ $D = \log_{10} [\text{alcalinité}]$ Co = concentration en [mg/l]

Site No. 1 : sortie de l'eau de dénoyage

Paramètres

Alcalinité totale (mg/l en CaCO ₃)	73.0
Dureté totale (mg/l en CaCO ₃)	855.0
Solides dissous totaux (mg/l)	1966.0
Cl ⁻ (meq/l)	18.5
SO ₄ (meq/l)	5.6
HCO ₃ (meq/l)	1.5
pH _s	7.5
pH _{eq}	7.3
pH	8.6
T(°C)	12.2

Indices calculés

Indice de saturation Langelier (ISL)	1.2
Indice de saturation Ryznar (ISR)	6.3
Indice d'entartrage Puckorius (IEP)	7.7
Indice de corrosion Larson-Skold (ICLS)	16.6

Site No. 4 : Émissaire

Paramètres

Alcalinité totale (mg/l en CaCO ₃)	38.0
Dureté totale (mg/l en CaCO ₃)	696.4
Solides dissous totaux (mg/l)	2289.0
Cl ⁻ (meq/l)	20.3
SO ₄ (meq/l)	11.7
HCO ₃ (meq/l)	0.6
pH _s	8.1
pH _{eq}	6.9
pH	7.2
T(°C)	9.6

Indices calculés

Indice de saturation Langelier (ISL)	-0.9
Indice de saturation Ryznar (ISR)	8.9
Indice d'entartrage Puckorius (IEP)	8.9
Indice de corrosion Larson-Skold (ICLS)	45.7

Analyses chimiques

Il s'avère important d'analyser la composition chimique de l'eau afin de concevoir un système adapté aux conditions de l'eau de la mine pour protéger la pompe à chaleur et l'échangeur à plaques de la corrosion et l'entartrage. Ainsi, des analyses chimiques ont été réalisées avec des échantillons d'eau provenant de chacun des quatre sites. Les résultats ont permis de calculer les indices *Langelier*, *Ryznar*, *Puckorius* et *Larson-Skold* afin d'évaluer le risque de corrosion et d'entartrage de l'eau.

Les indices Langelier et Ryznar ont été développés afin de déterminer le potentiel d'entartrage de l'eau potable par précipitation du carbonate de calcium (CaCO₃). L'évaluation du risque d'incrustation est obtenue en utilisant les données d'alcalinité totale, dureté totale, solides dissous totaux, température et pH. Cependant, les indices de Langelier et Ryznar ne tiennent pas compte de deux aspects importants, notamment la capacité tampon de l'eau et la quantité maximale de dépôts qui peuvent être précipités lorsque l'eau est à l'équilibre. Ainsi, la méthode de Puckorius est employée, car cette méthode considère le lien entre l'entartrage et la sursaturation de l'eau en considérant la capacité de l'eau à réguler le pH. Finalement, l'indice Larson-Skold permet d'évaluer le risque de corrosion de l'eau en considérant le ratio entre la concentration de chlorures et sulfates par rapport au bicarbonate.

[4] Langelier, W. F. (1936). The analytical control of anti-corrosion water treatment. *American Water Works Association*, 28(10), 1500-1521.

<http://www.jstor.org/stable/41226418>

Les résultats indiquent un faible potentiel d'entartrage et un risque de corrosion modéré-élevé à la sortie de l'eau de dénoyage (I). À l'émissaire (IV), aucun risque d'entartrage n'est présent, mais le potentiel de corrosion est très élevé. La teneur élevée en chlorures, sulfates et solides dissous totaux contribuent à accroître le risque de corrosion. L'utilisation d'acier inoxydable de type 316 est donc requise pour prévenir la corrosion du système [8; 9]. De plus, la concentration en chlorures, sulfates et solides dissous totaux augmente vers l'émissaire, tandis que l'alcalinité totale diminue. Cette tendance suggère la présence d'une eau qui n'est pas à l'équilibre et subit alors une acidification entre la zone de sortie de l'eau de dénoyage de la mine et l'émissaire. Ces variations dans l'acidité de l'eau ont empêché l'analyse et le calcul des indices pour le site II et III. Pour cette raison, seulement les résultats du site I et IV sont présentés dans la diapositive précédente.

Ainsi, la zone de sortie d'eau de dénoyage de la mine, c'est-à-dire le site I, est l'endroit avec la température et le débit les plus élevés ainsi que le plus faible risque de corrosion.

[6] Puckorius, P., & Brooke, J. (1991). A new practical index for calcium carbonate scale prediction in cooling tower systems. *Corrosion*, 47(4), 280-284. <https://doi.org/10.5006/1.3585256>

[7] Larson, T. E., & Skold, R. V. (1958). Laboratory studies relating mineral quality of water to corrosion of steel and cast iron. *Corrosion*, 14(6), 43-46. <https://doi.org/10.5006/0010-9312-14.6.43>

[8] S.N Karlsdóttir, communication personnelle, 10 août 2017

[9] S. P. Kavanaugh and K. D. Rafferty, *Geothermal heating and cooling: design of ground-source heat pump systems*. 2014.

Site	Langelier	Ryznar	Puckorius	Larson & Skold
Site No. 1 : sortie de la mine	> 2 : risque d'entartrage et non-corrosif	4.0 à 5.0 : entartrage élevé	4.0 à 5.0 : entartrage élevé	< 0.8 : aucun risque de corrosion
	0.5 à 2 : léger risque d'entartrage et corrosion	5.0 à 6.0 : entartrage léger	5.0 à 6.0 : entartrage léger	0.8 à 1.2 : possibilité de corrosion
	0.0 à 0.5 : à l'équilibre, mais risque de corrosion par piqûres	6.0 à 7.0 : peu de entartrage ou corrosion	6.0 à 7.0 : peu de entartrage ou corrosion	> 1.2 : corrosion élevé
	-0.5 à 0.0 : aucun risque d'entartrage, mais légèrement corrosif	7.0 à 7.5 : corrosion importante	7.0 à 7.5 : corrosion importante	
	-2.0 à -0.5 : corrosion élevée	7.5 à 9.0 : corrosion élevé	7.5 à 9.0 : corrosion élevé	
		> 9.0 : corrosion intolérable	> 9.0 : corrosion intolérable	
Site No. 4 : émissaire	> 2 : risque d'entartrage et non-corrosif	4.0 à 5.0 : entartrage élevé	4.0 à 5.0 : entartrage élevé	< 0.8 : aucun risque de corrosion
	0.5 à 2 : léger risque d'entartrage et corrosion	5.0 à 6.0 : entartrage léger	5.0 à 6.0 : entartrage léger	0.8 à 1.2 : possibilité de corrosion
	0.0 à 0.5 : à l'équilibre, mais corrosion par piqûres	6.0 à 7.0 : peu de entartrage ou corrosion	6.0 à 7.0 : peu de entartrage ou corrosion	
	-0.5 à 0.0 : aucun risque d'entartrage, mais légèrement corrosif	7.0 à 7.5 : corrosion importante	7.0 à 7.5 : corrosion importante	
	-2.0 à -0.5 : corrosion élevée	7.5 à 9.0 : corrosion élevé	7.5 à 9.0 : corrosion élevé	
		> 9.0 : corrosion intolérable	> 9.0 : corrosion intolérable	

Conception du système

La conception a été réalisée d'abord pour le site I, car il s'agit de l'endroit avec le plus haut potentiel géothermique. Le système a été conçu à l'aide des données de débit et de la température, en plus des analyses chimiques. Le système proposé est constitué de trois pompes à chaleur de type Multistack et d'un échangeur intermédiaire. Néanmoins, un échangeur à plaques a été utilisé afin de réaliser les calculs. D'autre part, le fluide caloporteur choisi est une solution aqueuse standard de 30 % propylène glycol. Le volume de propylène glycol peut varier, mais une concentration entre 25 et 30 % est recommandée afin de prévenir le gel, la corrosion ainsi que la croissance bactérienne [10]. Finalement, l'équipement est fabriqué d'acier inoxydable de type 316 et les courbes de performance utilisées pour le calcul proviennent de la compagnie TRANE.

Efficacité de l'échangeur

Afin d'évaluer la performance du système, il faut d'abord déterminer l'efficacité de l'échangeur à plaques avec les relations suivantes [11] :

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp[-NTU(1 - C_r)]}{1 - C_r \exp[-NTU(1 - C_r)]}$$

Où:

ε = efficacité en %;

$$NTU = \text{nombre d'unités de transfert} = \frac{U \times A}{C_{min}}$$

$$U = \text{coefficient de transfert de chaleur global} = \frac{1}{\frac{1}{h_{glycol}} + \frac{1}{h_{eau}}} [W/m^2 \cdot K];$$

$$A = \text{surface active de l'échangeur [m}^2] = 68.3$$

$$C_{glycol} = \dot{m}_{glycol} c_{p,glycol} [W/K];$$

$$C_{eau} = \dot{m}_{eau} c_{p,eau} [W/K];$$

$$C_{min} = C_{glycol} \text{ ou } C_{eau}, \text{ la valeur inférieure};$$

$$C_{max} = C_{glycol} \text{ ou } C_{eau}, \text{ la valeur maximale};$$

$$C_r = C_{min}/C_{max}$$

$$\dot{m}_{eau} = \text{débit massique de l'eau [kg/s];}$$

$$\dot{m}_{glycol} = \text{débit massique du glycol [kg/s]} = 98.1;$$

$$c_{p,eau} = \text{chaleur spécifique [J/kg} \cdot \text{K]} = 3714;$$

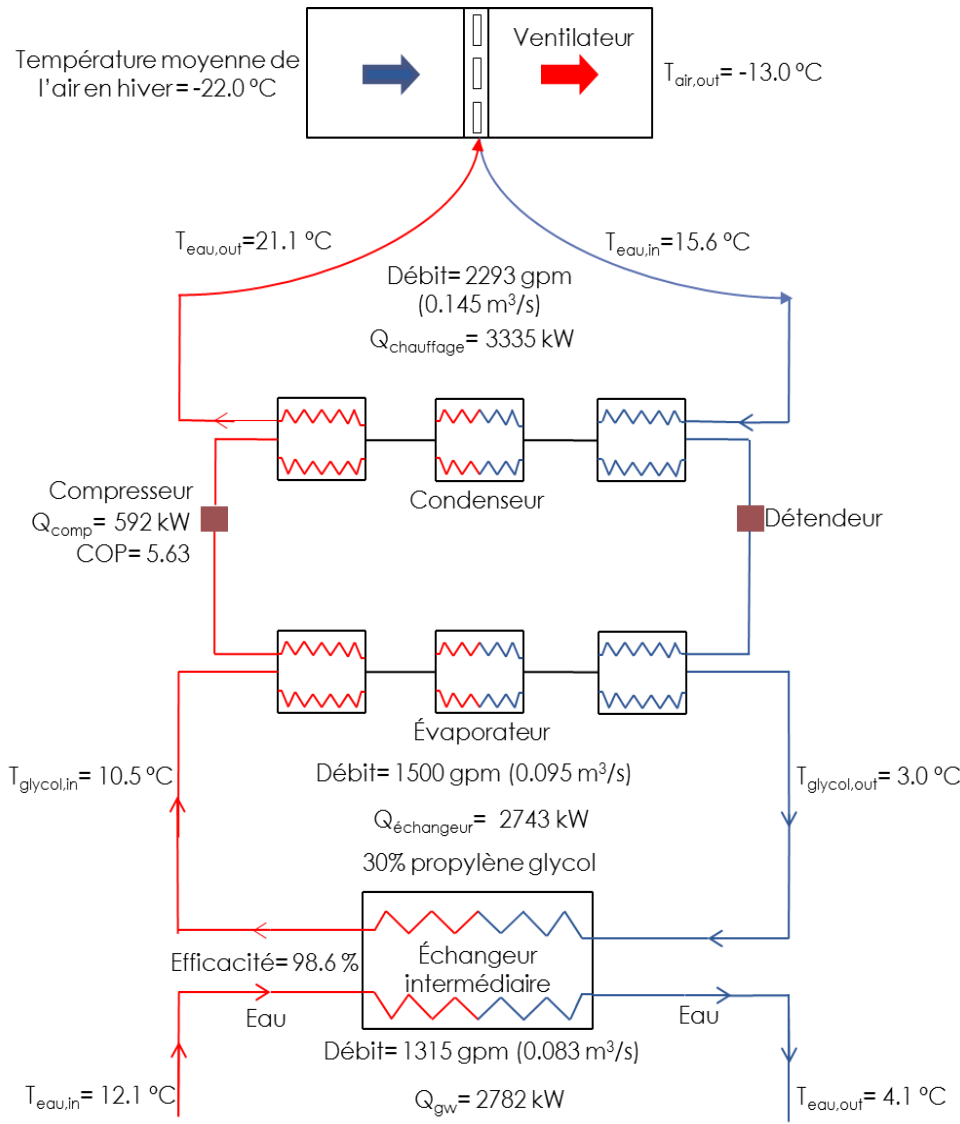
$$c_{p,glycol} = \text{chaleur spécifique en [J/kg} \cdot \text{K]};$$

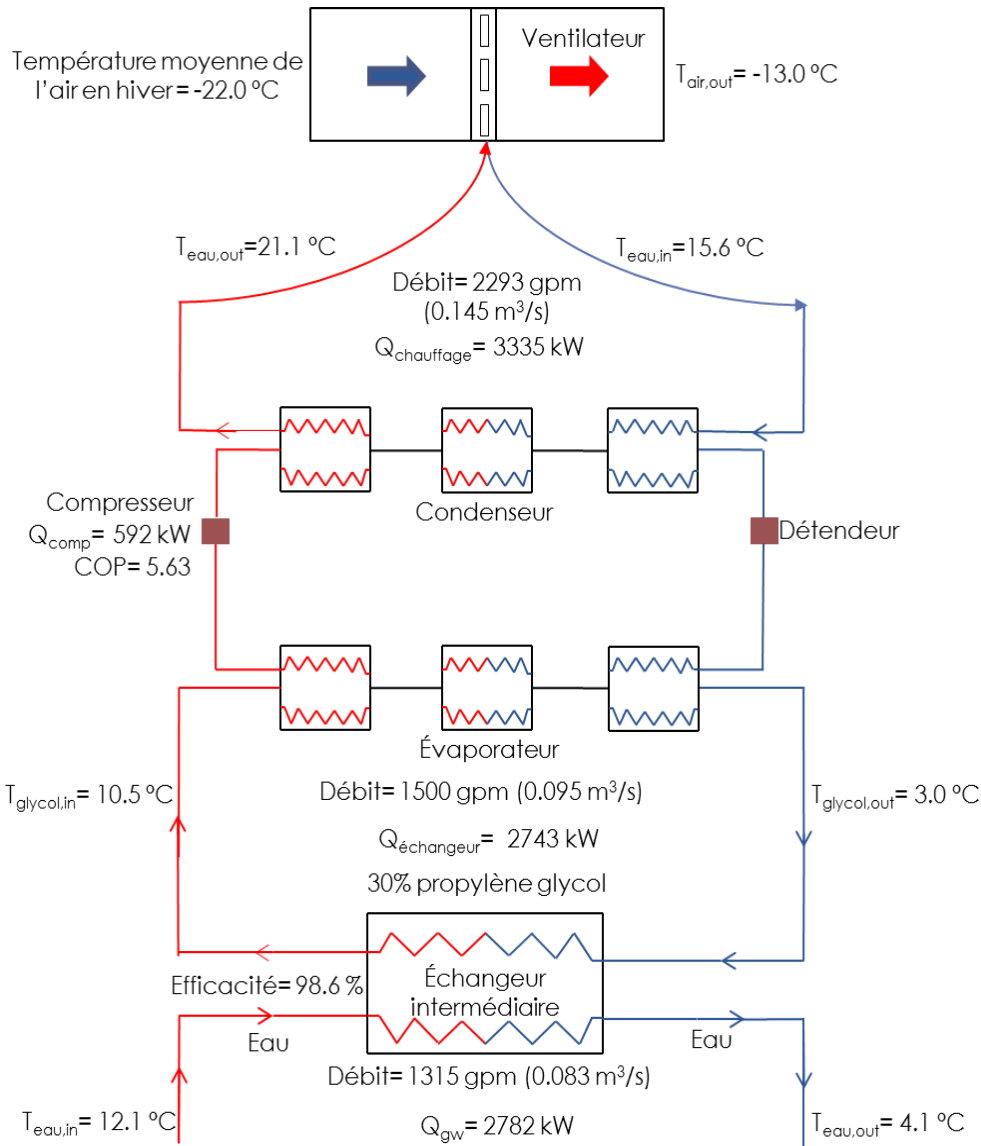
$$h_{eau} = \text{coefficient de transfert de chaleur de l'eau} = \frac{0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \times k}{2a} [W/m^2 \cdot K];$$

$$h_{glycol} = \text{coefficient de transfert de chaleur du glycol} = \frac{0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \times k}{2a} [W/m^2 \cdot K];$$

$$Re = \text{Reynolds} = (2\rho u_m a)/\mu;$$

[10] Dow Answer Center. (2018). Dow Chemicals: what is the recommended minimum concentration of glycol-based heat transfer fluid? Repéré à : <https://bit.ly/2DsS815> (Consulté le 29 janvier 2019)





Où:

$$Pr = Prandtl = \frac{c_p \mu}{k};$$

$$\rho = \text{masse volumique [kg/m}^3];$$

$$u_m = \text{vitesse moyenne du fluide} = \frac{\dot{m}}{\rho(a \times L)} \text{ [m/s];}$$

$$\mu = \text{viscosité dynamique [N} \cdot \text{s/m}^2];$$

$$c_p = \text{chaleur spécifique [J/kg} \cdot \text{K];}$$

$$a = \text{distance entre les plaques [mètres]} = 0.004$$

$$k = \text{conductivité thermique [W/m} \cdot \text{K];}$$

$$\dot{m} = \text{débit massique [kg/s];}$$

$$L = \text{longueur des plaques [mètres]} = 0.72$$

Évaluation de la performance

Boucle souterraine

L'eau de dénoyage de la mine entre dans l'échangeur à plaques à une température moyenne de 12,1 °C (1315 gpm). Ici, le transfert de chaleur a lieu entre l'eau de la mine et le propylène glycol qui rentre dans l'échangeur à une température de 3 °C. La température du fluide caloporteur varie en fonction du temps, mais celle-ci a été fixée à 3 °C initialement en sachant que le système est conçu pour maintenir une différence de température de 1,1 °C entre le glycol entrant à l'échangeur et l'eau sortant de l'échangeur. L'approche a été choisie en considérant le rapport entre la performance et le prix d'achat du système. Par ailleurs, la température du glycol entrant à l'échangeur est aussi définie par la température minimale souhaitée de l'eau sortant de l'échangeur qui est de 4 °C. Ainsi, la puissance générée dans cette boucle est calculée avec l'équation suivante [11] :

$$Q_{gw} = Q'_{\text{eau}} \rho_{\text{eau}} c_{p,\text{eau}} (T_{\text{eau,in}} - T_{\text{eau,out}})$$

Où:

$Q_{gw} = \text{taux d'extraction de chaleur (boucle souterraine) [W]}$

$c_{p,\text{eau}} = \text{capacité thermique spécifique [J/kg} \cdot \text{K]} = 4190$

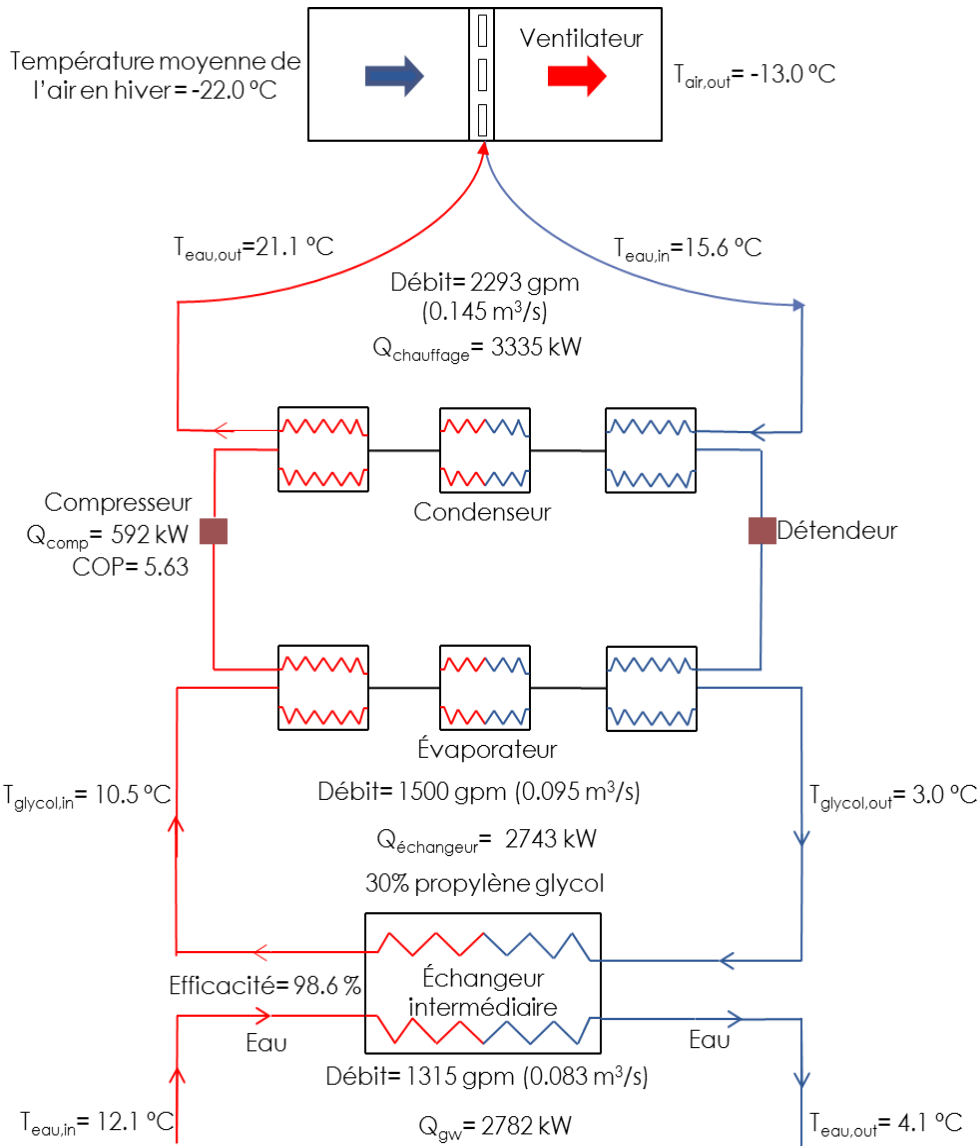
$Q'_{\text{eau}} = \text{débit de l'eau [m}^3\text{/s]} = 0.083$

$\rho_{\text{eau}} = \text{masse volumique de l'eau [kg/m}^3] = 999.8$

$T_{\text{eau,in}} = \text{température de l'eau entrant à l'échangeur [K]} = 285.25$

$T_{\text{eau,out}} = \text{température de l'eau sortant de l'échangeur [K]} = 277.25$

[11] Bergman, T. L., & Incropera, F. P. (2011). *Fundamentals of heat and mass transfer* (6th ed.). Hoboken, NJ: John Wiley & Sons.



Boucle de propylène glycol

Par ailleurs, le calcul de l'efficacité de l'échangeur indique que l'échangeur à plaques a une efficacité moyenne de 98 %. Il est donc possible de calculer la puissance transférée à la boucle du glycol de la façon suivante [11] :

$$Q_{\text{échangeur}} = \varepsilon \cdot Q_{\text{gw}}$$

$$Q_{\text{gw}} = Q'_{\text{eau}} \rho_{\text{eau}} c_{p,\text{eau}} (T_{\text{eau,in}} - T_{\text{eau,out}})$$

Où:

$Q_{\text{échangeur}}$ = taux d'extraction de chaleur (boucle glycol) [W]

Q_{gw} = taux d'extraction de chaleur (boucle souterraine) [W]

ε = efficacité de l'échangeur [%] = 98.6

$c_{p,\text{eau}}$ = capacité thermique spécifique [J/kg · K] = 4190

Q'_{eau} = débit de l'eau [m³/s] = 0.083

ρ_{eau} = masse volumique de l'eau [kg/m³] = 999.8

$T_{\text{eau,in}}$ = température de l'eau entrant à l'échangeur [K] = 285.25

$T_{\text{eau,out}}$ = température de l'eau sortant de l'échangeur [K] = 277.25

Pompe à chaleur

Une fois que le transfert de chaleur entre l'eau de mine et le propylène glycol a eu lieu, le propylène glycol circule vers l'évaporateur à un débit constant de 0,095 m³/s (1500 gpm) et retourne à l'échangeur à plaques à 3,0 °C. Cependant, il est nécessaire de déterminer la température du glycol entrant à l'évaporateur de la façon suivante [11] :

$$T_{\text{glycol,in}} = \frac{Q_{\text{échangeur}}}{Q'_{\text{glycol}} \rho_{\text{glycol}} c_{p,\text{glycol}}} + T_{\text{glycol,out}}$$

Où:

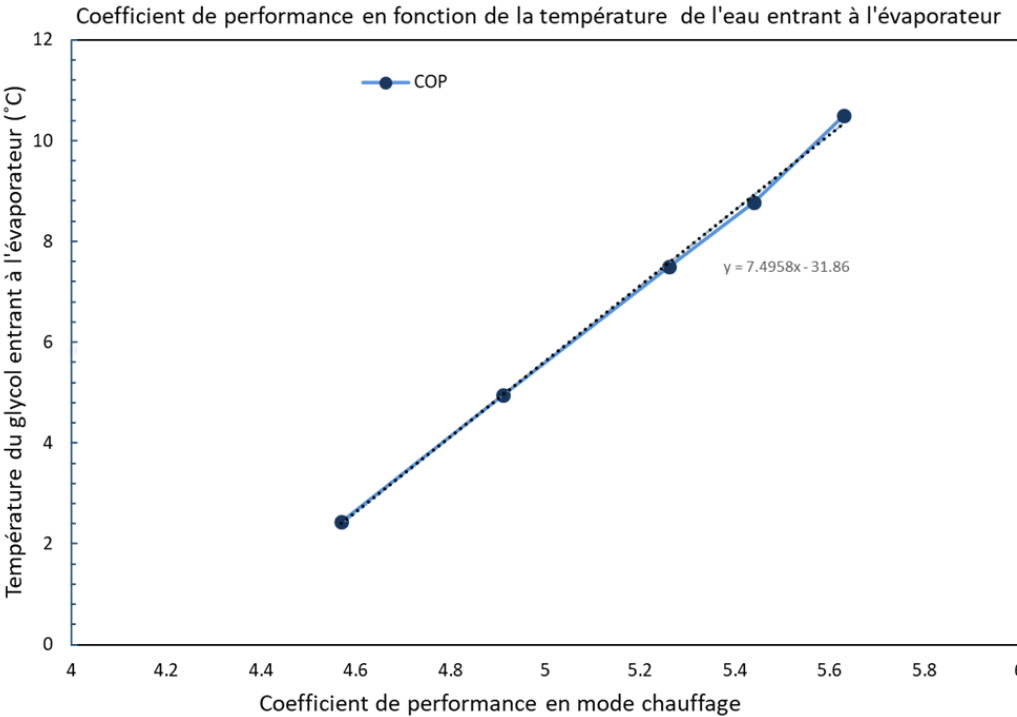
$c_{p,\text{glycol}}$ = chaleur spécifique [J/kg · K] = 3713.7

Q'_{glycol} = débit du glycol [m³/s] = 0.095

ρ_{glycol} = masse volumique du glycol [kg/m³] = 1037.5

$T_{\text{glycol,in}}$ = température du glycol entrant à l'évaporateur [K] = 283.6

$T_{\text{glycol,out}}$ = température du glycol sortant de l'évaporateur [K] = 276.1



Performance du système de pompes à chaleur en fonction de la température du glycol entrant à l'évaporateur

Lorsque le transfert de chaleur entre le propylène glycol et le réfrigérant a eu lieu, le réfrigérant circule vers un compresseur pour augmenter la pression et conséquemment la température du gaz. La quantité d'énergie requise par le compresseur est calculée comme suit [12] :

$$Q_{comp} = \frac{Q_{échangeur}}{COP - 1}$$

Où:

$COP = \text{coefficient de performance} = 5.63$

Le coefficient de performance dépend de la température d'entrée du glycol à l'évaporateur. Les données de performance de la pompe à chaleur ont été fournies par la compagnie TRANE. La relation suivante permet d'estimer le coefficient de performance :

$$T_{glycol,in} = 7.4958 \times COP - 31.86$$

Ainsi, un glycol entrant à 10,5 °C correspond à un COP de 5,63. La température s'élève donc à 21,1 °C. Finalement, le réfrigérant se dirige vers le condenseur à un débit de 0,145 m³/s (2293 gpm) pour chauffer l'air de la mine. La puissance de chauffage générée pour chauffer la mine est :

$$Q_{chauffage} = Q_{échangeur} + Q_{comp}$$

Finalement, le débit dans cette boucle est calculé comme suit :

$$Q_{chauffage} = Q'_{eau} \rho_{eau} c_{p,eau} (T_{eau,in} - T_{eau,out})$$

$$Q'_{eau} = \frac{Q_{chauffage}}{\rho_{eau} c_{p,eau} (T_{eau,in} - T_{eau,out})}$$

Où:

$Q_{chauffage} = \text{puissance de chauffage [W]}$

$Q'_{eau} = \text{débit de l'eau [m}^3\text{/s]}$

$c_{p,eau} = \text{capacité thermique spécifique [J/kg} \cdot \text{K]} = 4190$

$\rho_{eau} = \text{masse volumique de l'eau [kg/m}^3\text{]} = 999.8$

$T_{eau,in} = \text{température de l'eau entrant au condenseur [K]} = 288.75$

$T_{eau,out} = \text{température de l'eau sortant du condenseur [K]} = 294.25$

[12] Kavanaugh, S. P., & Rafferty, K. D. (2014). *Geothermal heating and cooling: design of ground-source heat pump systems*. Atlanta, GA: American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.

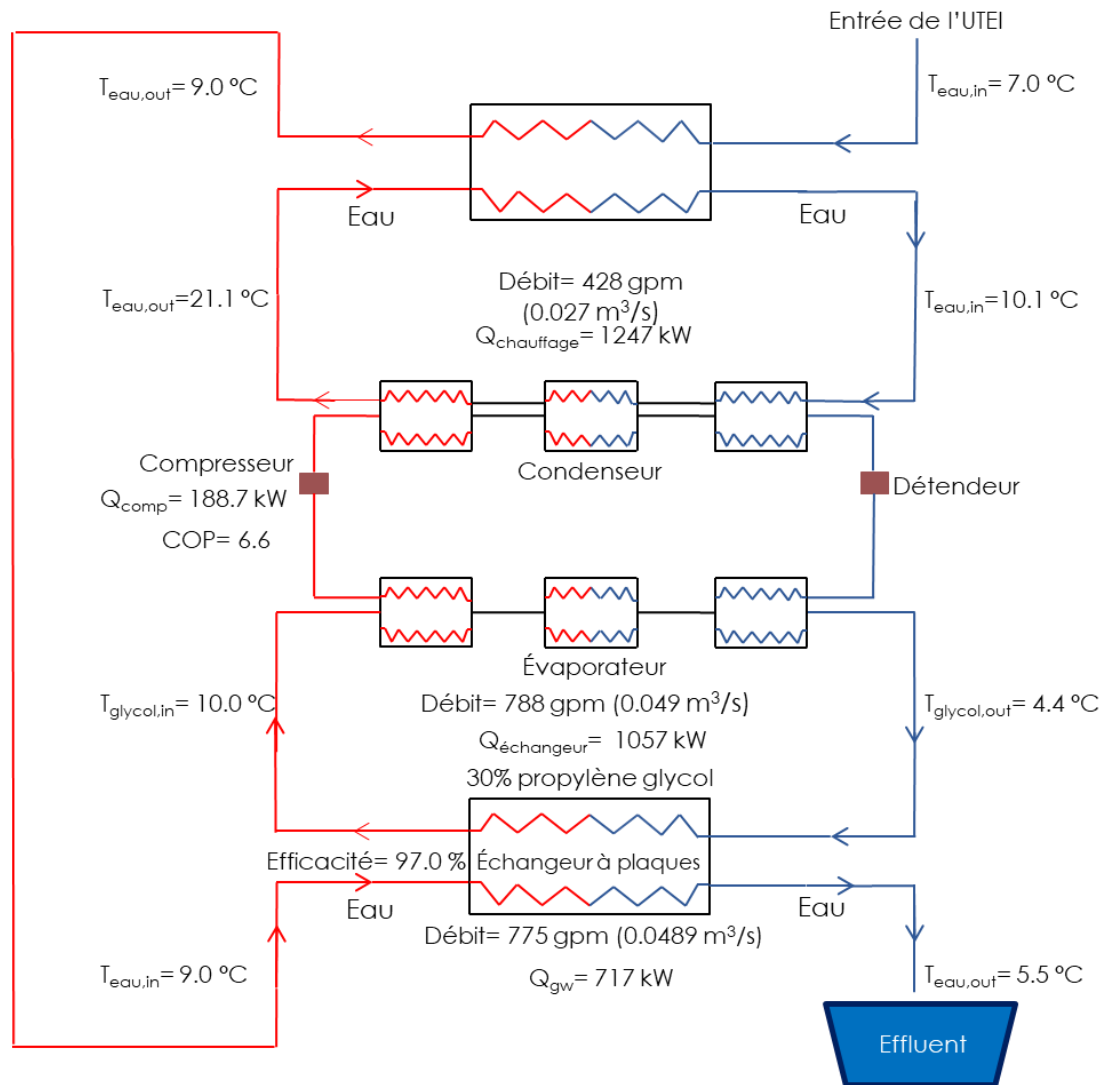
Conception du système - sortie de l'UTEI

Le but de ce système est d'employer l'eau à la sortie de l'UTEI afin de chauffer l'eau entrant à l'UTEI. Le système proposé est constitué d'une pompe à chaleur avec un échangeur à plaques. Le fluide caloporteur choisi est une solution aqueuse de 30 % propylène glycol pour prévenir le gel. L'équipement est fabriqué d'acier inoxydable de type 316. Les courbes de performance utilisées pour le calcul proviennent également de la compagnie TRANE.

La démarche nécessaire pour évaluer la performance de ce système est la même que dans le système précédent. D'abord, la température de l'eau sortant de l'UTEI est supposée comme étant 9 °C. Il s'agit de la température après une première injection de chaleur avec le système de propane. Alors, dans ce système de PAC, l'eau de dénoyage sortant de l'UTEI entre dans l'échangeur à plaques à une température moyenne de 9 °C (775 usgpm). Le transfert de chaleur a lieu entre l'eau provenant de l'UTEI et le propylène glycol qui rentre dans l'échangeur à une température de 4,4 °C. L'eau sortant de l'échangeur à plaques circule vers l'effluent à une température de 5,5 °C. Une différence de température de 1,1 °C est conservée en tout temps entre le fluide glycolé sortant de l'évaporateur et l'eau sortant de l'échangeur. Alors, la puissance générée dans la première boucle est égale à 717 kW.

La puissance transférée à la boucle du glycol est de 696 kW, car l'efficacité calculée de l'échangeur à plaques est de 97 %. Néanmoins, après le transfert de chaleur entre l'eau provenant de l'UTEI et le propylène glycol, le débit ainsi que la différence de température du propylène glycol est augmenté. Le glycol circule maintenant à un débit fixe de 0,049 m³/s (788 usgpm) et le fluide glycolé rentre dans l'évaporateur à une température de 10,0 °C. La puissance générée dans la boucle du glycol est égale à 1057 kW.

Le transfert de chaleur entre le propylène glycol et le réfrigérant a lieu à l'évaporateur. Par la suite, le réfrigérant circule vers un compresseur pour augmenter la pression et conséquemment la température du gaz. Le coefficient de performance de la pompe à chaleur lorsque l'eau entre à une température de 10,0 °C est égal à 6,6. La puissance injectée par le compresseur est donc égale à 188,7 kW. La compression du gaz permet d'élever la température du réfrigérant à 21,1 °C. Finalement, le réfrigérant se dirige vers un échangeur à plaques situé à l'entrée de l'UTEI à un débit fixe de 0,027 m³/s (428 gpm) pour chauffer l'eau entrant dans l'usine. La puissance de chauffage générée par ce système est ainsi de 1247 kW.



Site 1: sortie de l'eau de dénoyage de la mine

Bilan énergétique pour le chauffage de la mine

Année	Besoin énergétique en chauffage (kWh)	Puissance de chauffage pouvant être fournie par un système PAC (kW)	Énergie pouvant être fournie par un système PAC (kWh)	Pourcentage du besoin énergétique de chauffage pouvant être fourni par un système PAC (%)
2016	26 664 248	13 351	9 784 026	37

Bilan économique

Année	Coût du chauffage au propane incluant les coûts de transport (\$ CAD)	Coût du chauffage au propane + système PAC (\$ CAD)	Économie nette annuelle (\$)	Économie nette annuelle (%)
2016	1 559 033	1 077 903	481 129	31

Bilan environnemental

Année	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage au propane (tonnes CO ₂)	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage hybride (tonnes CO ₂)	Réduction CO ₂ (tonnes)	Équivalence (nombre d'arbres)
2016	5 599	3 562	2 037	52 241

Résultats

Site 1 : sortie de l'eau de dénoyage

Les résultats montrent que ce système peut combler environ 37 % du besoin énergétique de chauffage annuel de la mine souterraine, menant à des économies nettes de 481 000 CAD. L'installation d'un tel système permettrait de réduire la consommation de propane de 2,3 millions de litres annuellement, ainsi que de diminuer les émissions de CO₂ de 2 037 tonnes annuelles, ce qui équivaut à 6 % des émissions totales de la mine. Par ailleurs, le coût d'achat du système est de 325 000 CAD. Ce prix inclut l'échangeur à plaques, le compresseur et l'évaporateur ainsi qu'un échangeur à air. Ce prix ne comprend pas les coûts d'installation, d'aménagement, d'entretien et l'inflation.

Site 3: sortie de l'UTEI

Bilan énergétique pour chauffer l'eau de l'UTEI

Année	Besoin énergétique en chauffage (kWh)	Puissance de chauffage pouvant être fournie par un système PAC (kW)	Énergie pouvant être fournie par un système PAC (kWh)	Pourcentage du besoin énergétique de chauffage pouvant être fourni par un système PAC (%)
2016	2 073 831	7 802	5 700 678	275

Bilan économique

Année	Coût du chauffage au propane incluant les coûts de transport (\$ CAD)	Coût du chauffage au propane + système PAC (\$ CAD)	Économie nette annuelle (\$)	Économie nette annuelle (%)
2016	123 731	26 593	97 138	79

Bilan environnemental

Année	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage au propane (tonnes CO ₂)	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage hybride (tonnes CO ₂)	Réduction CO ₂ (tonnes)	Équivalence (nombre d'arbres)
2016	436	16	420	10 765

Résultats

Site 3 : sortie de l'UTEI

D'après la performance du système et selon les données de température et débit de l'année 2016, le système proposé permettrait de produire 275 % des 2073 MWh nécessaires annuellement pour chauffer l'eau entrant dans l'UTEI. L'énergie excédentaire pourrait être utilisée pour chauffer le bâtiment de l'UTEI. Le système de PAC contribuerait aussi à diminuer les coûts de chauffage de 79 %, en plus de réduire les émissions de GES d'environ 420 tonnes/année, ce qui équivaut à 1,3 % des émissions totales de la mine. Finalement, le prix d'achat du système est de 375 000 CAD. Le prix du système inclut l'échangeur à plaques, le compresseur et l'évaporateur ainsi que l'échangeur à plaques. Le prix mentionné ne comprend pas les coûts d'installation, d'aménagement, d'entretien et l'inflation. Finalement, le coût d'achat de ce système est plus élevé que celui à la sortie de l'eau de dénoyage de la mine, car ce système est constitué de cinq modules, chacun avec des compresseurs à vitesses variables. Le système possède alors une grande capacité de modulation, ce qui permet au système de gérer les variations du débit à cet emplacement. D'autre part, le système possède également un coefficient de performance élevé.

Site 4: émissaire

Bilan énergétique pour le chauffage de la mine

Année	Besoin énergétique en chauffage (kWh)	Puissance de chauffage pouvant être fournie par un système PAC (kW)	Énergie pouvant être fournie par un système PAC (kWh)	Pourcentage du besoin énergétique de chauffage pouvant être fourni par un système PAC (%)
2016	26 664 248	8 568	6 249 198	23

Bilan économique

Année	Coût du chauffage au propane incluant les coûts de transport (\$ CAD)	Coût du chauffage au propane + système PAC (\$ CAD)	Économie nette annuelle (\$)	Économie nette annuelle (%)
2016	1 559 033	1 267 314	291 719	19

Bilan environnemental

Année	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage au propane (tonnes CO ₂)	Émissions de CO ₂ générées par un système de chauffage hybride (tonnes CO ₂)	Réduction CO ₂ (tonnes)	Équivalence (nombre d'arbres)
2016	5 599	4 301	1 299	33 304

Résultats

Site 4 : émissaire

Un système PAC situé à la sortie de l'émissaire peut combler environ 23 % du besoin énergétique de chauffage annuel de la mine, menant à des économies nettes de 292 000 CAD. L'installation d'un tel système permettrait de réduire les émissions de CO₂ de 1 299 tonnes annuelles, ce qui équivaut à 33 304 arbres, soit 4,0 % des émissions totales de la mine [13].

Perspectives

L'installation d'un système de pompes à chaleur est un projet très prometteur pour la mine Éléonore et les mines dans un contexte nordique. Ce système permettrait de combler une proportion du besoin énergétique en chauffage d'une manière constante, abordable et écologique. De plus, un tel système pourrait être employé pour chauffer et climatiser les galeries souterraines ou d'autres infrastructures en surface. Toutefois, les recherches se poursuivront afin de développer un modèle numérique hydrogéologique. Celui-ci permettra de préciser la quantité d'énergie disponible durant l'exploitation de la mine selon des conditions variables de température et de débit, en plus d'assurer la pérennité de la ressource géothermique. Le modèle numérique développé dans ce projet servira aussi à évaluer l'énergie géothermique comme solution aux besoins de chauffage des mines situées en milieux nordiques.

[13] US EPA. (2017). *Greenhouse Gas Equivalencies Calculator*. Repéré à :

<https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator> (Consulté le 16 novembre 2017).

Fonds de recherche
Nature et
technologies
Québec



INRS
Institut national
de la recherche
scientifique

GOLDCORP
PROJET ÉLÉONORE

HATCH

Hydro Québec
Institut de recherche



TRANE®



HÁSKÓLI ÍSLANDS

ÉTS

Système géothermique à Reykjavík, Islande. La visite a été réalisée avec Orkuveita Reykjavíkur

log 1laboratoire ouvert de géothermie

La recherche réalisée au LOG a pour objectif d'améliorer la compréhension des phénomènes de transfert de chaleur et d'écoulement souterrain, diminuant les risques technologiques en géothermie. L'accès au laboratoire est ouvert, inspiré de la philosophie des logiciels libres.

Les **connaissances** acquises au **LOG** serviront plus spécifiquement à :

- **valoriser** les environnements favorables aux systèmes géothermiques superficiels et profonds;
- **améliorer** la conception des composantes souterraines des systèmes géothermiques;
- **développer** des technologies géothermiques plus compétitives.

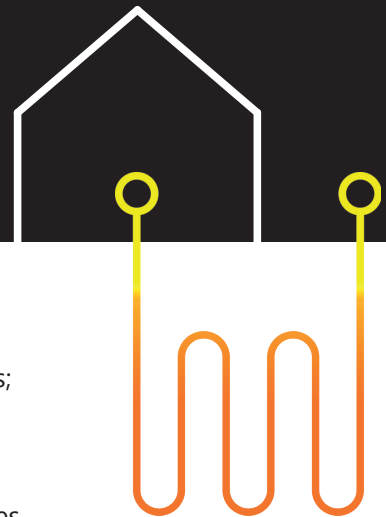
L'étude des phénomènes de **transfert thermique** en sciences de la Terre et la caractérisation des **propriétés thermiques** et **hydrauliques** des **matériaux géologiques** peuvent être utilisées dans d'autres domaines :

- **hydrogéologie** environnementale,
- **géotechnique** des régions froides,
- **géodynamique** du globe.

Services offerts

L'accès aux équipements du LOG est gratuit en échange du partage de données. Tous les résultats d'analyse sont consignés dans une **base de données** disponible sur le web pour créer un répertoire public des **propriétés thermiques** et **hydrauliques** des **matériaux géologiques**.

L'utilisation autonome et collaborative des appareils du LOG, sous la supervision du personnel de l'INRS, est encouragée. Le personnel de l'INRS peut aussi effectuer la préparation des échantillons et les analyses, mais des coûts de main-d'œuvre sont à prévoir.



Scanneur infrarouge

TCSan de Lippmann Geophysikalische Messgeräte

Mesure la conductivité thermique et la diffusivité thermique avec un balayage optique à l'infrarouge, pouvant ainsi être réalisé sur des échantillons de roche hétérogène de différentes dimensions.

Perméamètre et porosimètre combiné

AP-608 de CoreTest

Évalue la perméabilité et la porosité d'échantillons de roche sous forme de carottes dans des conditions hydrostatiques et de contraintes spécifiques (jusqu'à 10 000 psi).

Appareils de coupe spécialisés pour la préparation des échantillons :

Scie à coupe double et meule

DTS-430 de CoreTest

Permet d'obtenir des rondelles de roche de 1,5; 2,0 et 3,5 po d'épaisseur et d'extrémités parallèles, et d'aplanir ces extrémités.

Perceuse à colonne

MDP-405 de CoreTest

Taille les échantillons de roche en carottes de 1,0; 1,5 et 2,0 po de diamètre et allant jusqu'à 4,5 po de longueur.

Compteur de flux de chaleur

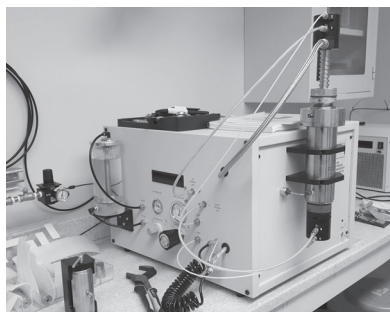
Fox50 de TA Instruments

Permet de mesurer en régime permanent la conductivité thermique de rondelles de roche à différentes températures (-10 °C à 180 °C).

Perméamètre portable

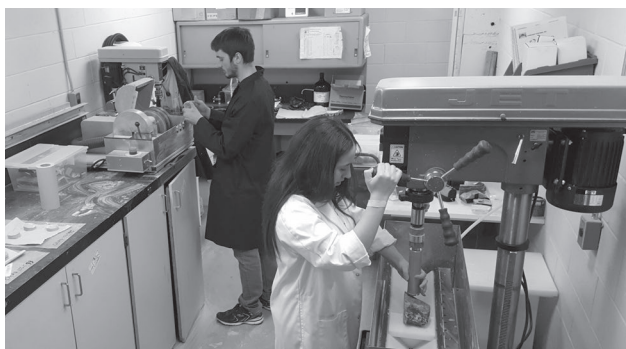
PPP-250 de Core Laboratories

Offre une méthode pour déterminer la perméabilité au gaz avec un appareil qui peut être emporté sur le terrain ou dans une carothèque.



Perméamètre et porosimètre combiné

Tous ces équipements sont complémentaires au **tomodensitomètre** de l'INRS et peuvent être mis en commun pour combiner les techniques de scanographie **infrarouge** aux **rayons X**, une première pour un laboratoire en géothermie.



Laboratoire Ouvert de Géothermie

Institut national de la recherche scientifique (INRS)

490, rue de la Couronne

Québec (Québec) CANADA G1K 9A9

WWW.LOG.ETE.INRS.CA

Nous joindre

Félix-Antoine Comeau

Responsable du laboratoire

Tél. : 418 654-2652

felix-antoine.comeau@ete.inrs.ca

Jasmin Raymond

Professeur et responsable scientifique

Titulaire de la Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord

Tél. : 418 654-2559

jasmin.raymond@ete.inrs.ca

Carole Parent

Agente de valorisation

Tél. : 418 654-2531

carole.parent@ete.inrs.ca

Partenaires



Institut nordique
du Québec

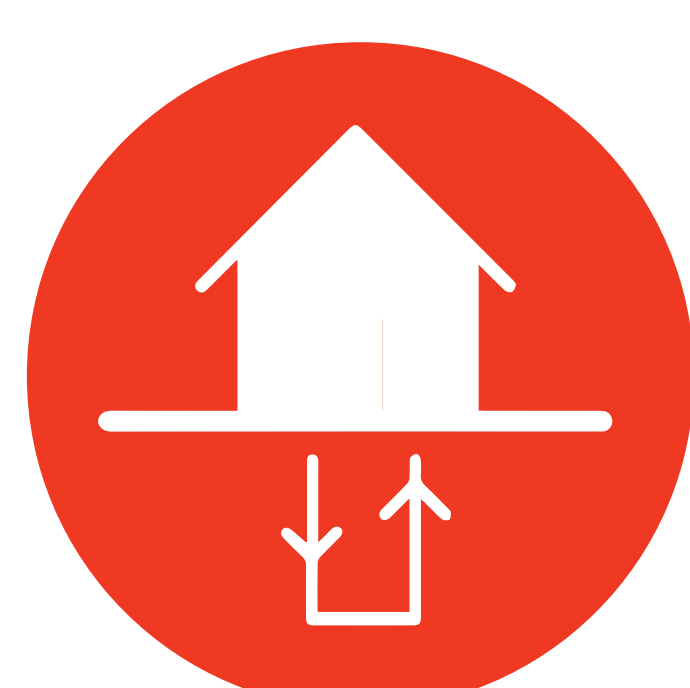
Ensemble pour le Nord

3^e JOURNÉE DE LA SCIENCE

28 novembre 2018

PROGRAMME

08h30-09h00	Accueil
09h00-09h10	Ouverture de la journée et présentation des concours et du jury Jasmin Raymond , titulaire de la Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du nord, INRS
09h10-09h30	Présentation des trois chaires de recherche INQ Jasmin Raymond , titulaire de la Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du nord, INRS Murray Humphries , titulaire de la Chaire de recherche nordique de l'Université McGill sur la conservation de la faune et la sécurité alimentaire traditionnelle, Université McGill Thierry Rodon , titulaire de la Chaire de recherche sur le développement durable du nord, Université Laval
09h30-10h00	Conférencier <i>Les ressources en eau souterraine au Nunavik</i> Jean-Michel Lemieux , professeur titulaire au Département de géologie et de génie géologique, Université Laval
10h00-10h30	Pause et réseautage
10h30-12h00	Session 1 - Cartographie et modélisation des enjeux nordiques Modérateur: Murray Humphries <i>Shallow geothermal potential mapping: Application in the northern community of Kuujuaq, Quebec, Canada</i> Evelyn Gunawan , candidate à la maîtrise en développement durable à Iceland School of Energy, Reykjavik University <i>Quand les données ouvertes abondent : télédétection de la phénologie des glaces d'eau douce dans le nord du Canada</i> Xavier Giroux-Bougard , candidat au doctorat en sciences naturelles, Université McGill <i>Analyse rétrospective des herbiers de zostère marine (Zostera marina L.) à partir d'images satellites Landsat</i> Mélanie-L. Leblanc , candidate au doctorat en sciences naturelles, Université McGill <i>Carte interactive sur les relations entre le développement minier, le caribou migrateur et l'utilisation du territoire au Québec nordique</i> Aude Therrien , coordonnatrice de la Chaire de recherche sur le développement durable du Nord Sabrina Plante , candidate au doctorat en biologie, Université Laval Thierry Rodon , professeur en science politique, Université Laval
12h00-13h30	Dîner et visite guidée du Laboratoire ouvert de géothermie (LOG)
13h30-14h00	Conférencière <i>Origines et principes de la recherche participative en milieu nordique</i> Caroline Hervé , professeure au département d'anthropologie de l'Université Laval et titulaire de la Chaire de recherche Sentinelle Nord sur les relations avec les sociétés inuit
14h00-15h00	Session 2 - La recherche participative (première partie) Modérateur: Thierry Rodon <i>Aotearoa-New Zealand : Energy and Society</i> Juliet Newson , Director of the Iceland School of Energy, Reykjavik University <i>La recherche participative en contexte autochtone : avantages et défis</i> Julie Fortin , candidate au doctorat en communication publique, Université Laval et Sabrina Bourgeois , candidate au doctorat en science politique, Université Laval
15h00-15h30	Pause et réseautage
15h30-16h30	Session 2 - La recherche participative (deuxième partie) Modérateur: Thierry Rodon <i>Stockage thermique souterrain au Nunavik: une opportunité pour réduire la dépendance au diesel</i> Nicolò Giordano , stagiaire postdoctoral à l'INRS <i>Connaissances locales sur l'omble chevalier, le castor et la connectivité des cours d'eau au Nunavik</i> Mikhaela Neelin , candidate à la maîtrise en sciences naturelles, université McGill
16h30-17h00	Mot de conclusion et période de questions Brigitte Bigué , directrice de projet, Institut nordique du Québec
17h00-18h00	Cocktail, annonce des gagnants par le jury et inauguration du Laboratoire ouvert de géothermie de l'INRS (LOG)



Du chou frisé pousse au Nunavik



PHOTO: ALEXI HOBBS

À la fin de septembre, les serres de Kuujuaq ferment. Des scientifiques tentent d'y prolonger la saison de culture.

À Kuujuaq, des chercheurs travaillent main dans la main avec la collectivité pour renforcer le projet de serres communautaires et évaluer ses retombées.

Par Hélène Gélot

A 58° de latitude nord, sur les rives de la rivière Koksoak, de la rhubarbe, des bettes à carde et des navets poussent au milieu du paysage rocailleux du plus grand village du Nunavik. Depuis 2014, une quarantaine d'habitants viennent jardiner dans les deux serres communautaires de Kuujuaq. « Les gens désireux d'avoir un lot donnent leur nom, puis il y a un tirage au sort, explique Marc-André Lamontagne, membre du comité des serres. Plus de 80 personnes se sont montrées intéressées pour la saison à venir, c'est un record! »

Actuellement, les 46 lots des serres non chauffées permettent de récolter plus d'une tonne de légumes, fruits et herbes aromatiques par an. Un chiffre qui pourrait augmenter si les écarts de température entre le jour et la nuit étaient atténués dans les serres et si la saison de culture, pour l'instant de mi-mai à fin septembre, durait plus longtemps.

C'est l'objet des travaux portés par l'Observatoire hommes-milieux international Nunavik et dirigés par Jasmin Raymond, de l'Institut national de la recherche scientifique, et Didier Haillot, de l'Université de Pau, en France. « En novembre dernier, on a installé des caissons remplis de roches sous les bacs de

culture d'une des deux serres, détaille Didier Haillot. Grâce à des ventilateurs, l'air chaud de la serre est diffusé dans les roches au cours de la journée et cette chaleur est restituée la nuit. »

Ce système tout simple permet d'emmagasiner la chaleur au quotidien pendant la saison de culture, mais il n'est pas adapté au stockage saisonnier. « Pour cela, on aura plutôt recours à la géothermie, dit Jasmin Raymond. L'idée, encore à l'étude, est d'installer des panneaux solaires thermiques sur la serre et de stocker la chaleur produite dans des forages. » Elle pourrait ensuite être utilisée en octobre afin d'allonger la saison de culture.

Si la première des deux serres existe depuis les années 1990, le projet des serres communautaires a véritablement vu le jour avec le passage, à partir de 2009, de différents chercheurs venus sensibiliser les habitants du Nord aux bienfaits des légumes. Lorsque l'intérêt des Kuujjuamiut pour le jardinage a été confirmé, une deuxième serre a été construite en 2012. « Avec l'arrivée progressive des commerces dans le Nord, la disponibilité alimentaire a beaucoup changé, raconte Véronique Coxam, de l'Institut national de la recherche agronomique de France, engagée dans ces travaux. Aujourd'hui, chez les Inuits, 35 % de l'énergie apportée

par les aliments provient de boissons sucrées, croustilles et autre malbouffe. Ils mangent peu de fruits et légumes. »

Il y a moins d'un siècle pourtant, ils tiraient 100 % de leur nourriture de la chasse, de la pêche et de la cueillette, contre seulement de 15 % à 20 % aujourd'hui. Le menu traditionnel inuit était adapté à leur mode de vie. « Les Inuits disent qu'avant ils cueillaient assez de petits fruits pour en avoir toute l'année et que maintenant il n'y en a plus suffisamment », poursuit la chercheuse. Les changements climatiques seraient à blâmer, selon différentes études. Voilà pourquoi « la volonté de cultiver des plantes traditionnelles dans les serres a été mentionnée plusieurs fois dans nos enquêtes auprès des habitants. C'est l'un des objectifs du projet », signale Véronique Coxam.

L'amélioration de l'alimentation est loin d'être le seul avantage de l'introduction du jardinage dans le Nord-du-Québec, assure Marc-André Lamontagne. « Jardiner favorise l'adoption de saines habitudes de vie, procure un apaisement, permet de faire de l'exercice physique et renforce les liens sociaux. » Il s'accompagne aussi de découvertes! « On a organisé une fête des récoltes l'automne dernier et de vieilles dames inuites ont goûté du chou frisé pour la première fois. »