



Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord

RAPPORT D'ACTIVITÉS – ANNÉE 2

Par

**Jasmin Raymond et
Félix-Antoine Comeau**

8 Octobre 2018 – 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	5
4. RECRUTEMENT ET FORMATION (ÉTUDIANTS DE 1 ^{ER} , 2 ^E ET 3 ^E CYCLES, POST-DOCTORANTS, PROFESSIONNELS DE RECHERCHE, TECHNICIENS, ETC.).....	5
5. COLLABORATION AVEC LES PARTENAIRES (INDUSTRIELS, INSTITUTIONNELS ET AUTRES).....	6
6. DÉCRIRE LA VALEUR AJOUTÉE DANS LE CONTEXTE DE LA CRÉATION DE L'INQ.	7
7. DIFFUSION DES RÉSULTATS ET TRANSFERT DES CONNAISSANCES OU DE LA TECHNOLOGIE.....	8
8. RENSEIGNEMENTS FINANCIERS.....	12
9. DÉMONSTRER LA SYNERGIE, LE MAILLAGE ET L'EFFET STRUCTURANT ENTRE LES 3 CHAIRES....	13
10. ANNEXES	14

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 deuxième année du mandat de la Chaire de juillet 2017 à juin 2018.

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 deuxième 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. Un réseau de collaboration maintenant bien établi entre des professeurs de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS), de l'Université Laval et de l'École de technologie supérieure (ÉTS) a facilité la réalisation de travaux de recherche avec une forte composante de terrain, tout en maintenant un lien étroit avec les communautés et les entreprises du Nord.

Une première campagne de travaux de terrain a été réalisée à Kuujuaq en juillet 2017 pour échantillonner le roc et les dépôts meubles, ainsi que pour réaliser des levés géophysiques (Figure 1). Les propriétés thermo-hydrauliques du sous-sol ont ensuite été évaluées en laboratoire dans le but de quantifier le potentiel géothermique du secteur. Trois technologies géothermiques sont à l'étude : 1) les pompes à chaleur géothermique, 2) le stockage thermique souterrain et, 3) les systèmes géothermiques ouvragés issus des ressources contenues à plusieurs kilomètres de profondeur. L'objectif est d'évaluer si ces technologies utilisées dans le sud depuis plusieurs

années pourraient maintenant être adaptées au contexte nordique afin de répondre aux besoins de chaleur des communautés et des entreprises du nord. Des simulations de l'opération de systèmes géothermiques ont été entamées pour évaluer leur faisabilité d'opération sous un climat subarctique. L'Annexe 1 présente des résultats préliminaires obtenus pour la simulation d'un système de stockage thermique souterrain. Les 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.

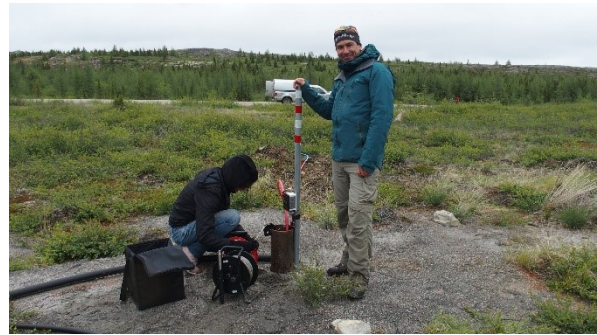


Figure 1. Mesure d'un profil de température en forage lors de travaux de terrain à Kuujuaq.

Des travaux d'évaluation du potentiel géothermique des mines actives et inondées au nord du 49^e parallèle se sont poursuivis avec un financement du Fonds de recherche du Québec - Nature et technologies (FRQNT) dans le programme en partenariat sur le développement durable du secteur minier. Des campagnes de terrain ont été menées à la mine Éléonore de GoldCorp et dans la région de Chibougamau-Chapais. Le but de cet axe de recherche est d'évaluer si l'eau des mines, soit celle pompée lors du dénoyage d'une mine active ou celle qui inonde aujourd'hui les galeries souterraines des mines fermées, peut être utilisée avec des pompes à chaleur géothermique pour des fins de chauffage. Dans le cas de la mine Éléonore, une idée serait de remplacer, en partie, le propane utilisé pour chauffer les galeries souterraines pendant les mois plus froids de l'année. À Chibougamau et Chapais, il y a vingt-six mines fermées et inondées dont la mise en valeur du potentiel géothermique pourrait favoriser l'essor ou l'implantation de nouvelles entreprises énergivores. La conception de systèmes géothermiques adaptés à l'environnement minier nordique a été effectuée pour ces deux projets et des simulations de l'opération de ces systèmes sont en cours. Les sous-objectifs de la Chaire concernant la valorisation des ressources et l'amélioration des méthodes de conception sont ciblés

par ces projets.

Les travaux sur le développement d'essais de réponse thermique avec un équipement de faible puissance adéquat pour les régions éloignées du Nord se sont poursuivis face au troisième sous objectif de la Chaire, lequel concerne le développement de nouvelles technologies. Ces travaux sont en partie soutenus par le Conseil de recherche en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG) via le programme de subventions à la découverte. Les essais de réponse thermique sont une méthode de caractérisation du sous-sol utilisée lors de l'aménagement et la conception d'un système géothermique. C'est ainsi qu'un nouvel appareil a été développé, mis à l'essai aux laboratoires de l'INRS et du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) en France, et est maintenant prêt à être déployé pour d'éventuels projets de démonstration dans le Nord.

De plus, un nouvel axe de recherche a été démarré avec le professeur Michel Malo par le biais d'un financement Projet de recherche en équipe du FRQNT. Le projet vise à avancer l'état des connaissances sur les ressources géothermiques profondes pour l'implémentation de projets pilotes dans les bassins sédimentaires du Québec. Les travaux ne concernent pas uniquement le Nord, mais des activités sont menées à l'Île d'Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine. Le contexte énergétique de ces endroits est semblable à celui du Nord par leur dépendance au diesel due à leur isolement. Des travaux de terrain et de modélisation sont en cours pour évaluer le potentiel de capter de l'eau souterraine chaude à plus de 4 km de profondeur dans l'optique d'approvisionner des réseaux de chaleur urbains.

En parallèle à toutes ces activités, un laboratoire a été mis sur pied à l'INRS pour effectuer l'analyse des propriétés thermiques et hydrauliques des matériaux géologiques. En effet, le nombre considérable de projets effectués en géothermie et le manque d'instruments adéquats dans ce domaine ont poussé les chercheurs de l'INRS à développer le Laboratoire ouvert de géothermie (LOG). Ce projet d'infrastructure majeur a été mis en place durant la dernière année avec un financement de la Fondation canadienne pour l'innovation (FCI) dans le programme du Fonds des Leaders John-R.-Evans et le Ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation du Québec. Le LOG possède un compteur de flux de chaleur, un scanner infrarouge et un porosimètre et perméamètre combiné qui sont opérés en accès libre. En effet, les utilisateurs du LOG peuvent effectuer eux-mêmes des analyses de façon gratuite en échange du partage des connaissances acquises et de leur diffusion au sein d'une base de

données commune.

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 deuxième année de la Chaire :

- Michel Malo (INRS)
- Erwan Gloaguen (INRS)
- Bernard Giroux (INRS)
- Lyal Harris (INRS)
- René Therrien (Université Laval)
- Louis Lamarche (ÉTS)

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 étudiant au baccalauréat, neuf étudiants à la maîtrise, une étudiante au doctorat et deux stagiaires postdoctoraux travaillent ou ont travaillé sur les projets en lien avec la Chaire. Il s'agit de :

Projets en cours

- Félix-Antoine Comeau, professionnel de recherche INRS, Potentiel géothermique des mines du Plan Nord
- Karine Bédard, professionnelle de recherche INRS, Ressources géothermiques profondes des bassins sédimentaires du Québec
- Hubert Langevin, étudiant au baccalauréat, Potentiel géothermique des Îles-de-la-Madeleine
- Edgardo Alvarado, étudiant à la maîtrise INRS, Production de chaleur à partir des eaux d'exhaures à la mine Éléonore
- Evelyn Gunjawan, étudiante à la maîtrise Háskólinn í Reykjavík (Islande), Cartographie du potentiel des pompes à chaleur géothermique à Kuujjuaq avec la méthode G.POT
- Inès Kanzari, étudiante à la maîtrise INRS, Potentiel des pompes à chaleur géothermique à Kuujjuaq
- 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
- Mafalda Miranda, étudiante au doctorat INRS, Ressources géothermiques profondes et systèmes géothermiques ouvragés au Nunavik
- Nicolò Giordano, stagiaire postdoctoral INRS, Potentiel du stockage thermique souterrain à Kuujuaq

Projets terminés

- 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
- Patrick Belzile, stagiaire postdoctoral ÉTS, Inventaire des technologies géothermiques disponible pour le Nord

Tous les étudiants qui ont terminé leur projet ont trouvé un emploi dans le domaine privé ou ont continué en recherche. M.I. Velez Vasquez est maintenant étudiante au doctorat à l'INRS, A. Morgan travaille au sein de l'industrie minière en Colombie-Britannique, alors que M. Malmberg et P. Belzile travaillent chez des firmes de consultant en efficacité énergétique en Suède et au Québec, respectivement. La formation offerte à ces étudiants les a exposés aux problématiques énergétiques des régions nordiques. Leur intégration au marché du travail en fera des acteurs du changement, tant au niveau de la transition énergétique que du développement des collectivités nordiques éloignées.

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.

En effet, les projets de recherche décrits ci-dessus sont réalisés en collaboration avec des organismes et des entreprises du milieu. La campagne de terrain à Kuujuaq a été possible grâce à l'appui de la Société Makivik, l'Administration régionale Kativik, la Corporation foncière Nayumivik et le Fonds minier du Nunavik. À travers ce projet, la Chaire a aussi offert un support au Centre de traitement Isuarsivik qui vise à construire un nouveau bâtiment vert à Kuujuaq afin d'accueillir les personnes prises avec des problèmes de dépendance à l'alcool et aux drogues. Plusieurs rencontres ont été effectuées avec ce groupe pour évaluer leurs besoins en énergie face au futur bâtiment et la possibilité d'intégrer les technologies géothermiques.

Les entreprises Midland Exploration et Osisko Mining qui effectuent des travaux d'exploration minière dans la Fosse du Labrador, près de Kuujuaq, ont également offert une contribution nature et un accès aux forages de leurs propriétés pour faciliter les travaux de la Chaire (Figure 2). Les projets sur les sites miniers impliquent l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ), la firme de génie-conseil Hatch et la minière Goldcorp, qui se réunissent une fois par année pour faire le suivi du projet appuyé par le FRQNT. L'IREQ et la Municipalité des Îles-de-la-Madeleine sont aussi impliqués dans le projet sur les ressources géothermiques profondes des bassins sédimentaires. La ville de Chapais et Développement Chibougamau ont finalement offert un appui logistique pour les travaux dans leur région.



Figure 2. Description et échantillonnage de carottes de forage appartenant à Midland Exploration au camp de Kuujuaq.

L'objectif de sensibilisation des communautés et entreprises nordiques face aux enjeux d'efficacité énergétique que poursuit la Chaire a été atteint par de nombreuses rencontres de travail avec les partenaires mentionnés ci-dessus. Ces rencontres de travail ont permis de non seulement orienter les projets selon les

besoins du milieu, mais aussi de transférer les connaissances vers les communautés et les entreprises par le biais d'étudiants qui sont devenus de réels vecteurs de transfert.

À l'international, ce sont le BRGM, l'Université de Rennes 1 et l'Université de Pau en France, l'Università di Torino et la Politecnico di Torino en Italie, l'Université de Neuchâtel en Suisse, la Háskólinn í Reykjavík en Islande, le Kungliga Tekniska högskolan en Suède ainsi que l'Universidad de Medellín en Colombie qui ont participé aux travaux de la Chaire sur le potentiel géothermique des régions éloignées. Les collaborations avec le BRGM (C. Dezayes, M. Philippe) et l'Université de Rennes 1 (O. Bour, L. Aquilina, T. Leborgne), ainsi que l'Université de Neuchâtel (B. Valley) sont possibles grâce à des laboratoires internationaux associés dont font partie l'INRS et l'Université Laval. L'INRS et l'Université de Pau (D. Haillot) travaillent ensemble avec un financement de l'Observatoire-Homme-Milieu (OHM) Nunavik. La collaboration avec les universités de Turin (G. Madrone et A. Casasso), qui s'intéressent au potentiel des régions froides et éloignées dans les Alpes italiennes, est possible grâce à un support du Ministère des Relations internationales et de la Francophonie du Québec. Le financement de la Chaire permet quant à lui d'intensifier les activités avec les pays nordiques de l'Islande (J. Newson) et la Suède (J. Acuña; Figure 3). Un aperçu des résultats de recherche obtenus en collaboration avec KTH est présenté à l'Annexe 2. Un programme de l'UNESCO facilite finalement les collaborations Nord-Sud avec l'Universidad de Medellín (D. Blessent) pour accélérer la transition énergétique des régions éloignées.



Figure 3. Visite d'installations géothermiques à Stockholm en Suède.

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

La Chaire réalise des activités structurantes qui permettent de positionner l'Institut nordique du Québec (INQ) comme un acteur important du pôle énergie et ressources sur le territoire nordique

québécois. Le financement offert par l'INQ aide plus que jamais à maintenir une masse critique d'experts, des domaines de l'énergie géothermique et de l'efficacité énergétique, qui se sont mobilisés pour proposer des alternatives face à la production de chaleur issue des produits pétroliers. La visibilité et la notoriété de l'INQ ont été mises à profit pour développer davantage de projets concernant cette même thématique en plus d'élargir la collaboration vers de nouveaux horizons connexes au domaine ciblé.

Depuis le début de ses activités, la Chaire bénéficie d'autres financements, soit principalement un projet supporté par le FRQNT (300 000 \$/3 ans) dans le programme du développement durable de l'industrie minière visant l'évaluation des ressources géothermiques des mines actives situées sur le territoire du Plan Nord. Une subvention à la découverte du CRSNG (120 000 \$/5 ans) a aussi été mise à profit dans le programme de recherche de la Chaire pour le développement des tests de réponse thermique en milieux éloignés. Par ailleurs, une subvention du Fonds des leaders de la FCI (400 000 \$ en équipement) aura permis de mettre sur pied le nouveau laboratoire de caractérisation des propriétés thermo-hydrauliques du roc, lequel est maintenant opérationnel. Ce laboratoire est présentement utile aux étudiants de la Chaire et permettra ensuite d'étendre les collaborations en géothermie dans le nord du Canada. Le professeur J. Raymond a été invité par le Northwest Territories Geological Survey afin de se rendre à Yellowknife en novembre 2018 pour initier des collaborations en ce sens. De plus, de nouveaux projets ont débuté en 2017-2018 sur le potentiel d'écoulement dans les réservoirs géothermiques de socle avec une subvention du FRQNT dans le programme de développement des nouveaux chercheurs (40 000 \$/2 ans + 50 000 \$ en équipement). Des travaux ont également été entamés avec le professeur M. Malo, qui a obtenu une subvention du FRQNT dans le programme de recherche en équipe (162 000 \$/3 ans), pour avancer vers des projets pilotes de géothermie profonde au niveau des bassins sédimentaires, incluant les travaux à l'Île d'Anticosti et aux Îles-de-la-Madeleine. Le titulaire de la Chaire, J. Raymond, est finalement actif au sein de l'OHM-Nunavik. Une subvention de 3 000 € a été obtenue dans ce programme en 2016-2017 avec la collaboration du BRGM, alors que c'est un montant d'environ 20 000 € qui a été obtenu pour la période 2017-2018 avec la collaboration de l'Université de Pau.

Les travaux réalisés jusqu'à maintenant par la Chaire confirment qu'il serait possible de réaliser des économies d'énergie et de réduire la dépendance au pétrole en déployant les technologies géothermiques

dans le Nord. La Chaire vise par conséquent à mettre sur pied des projets de démonstration qui permettraient l'opération de premiers systèmes géothermiques en milieu nordique. Le but serait d'acquiescer des données de fonctionnement pour quantifier de façon réelle le potentiel d'économie d'énergie. Des demandes de financement ont été préparées en ce sens durant la deuxième année de la Chaire, soit une demande au FRQNT dans le programme de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour accompagner le Centre de traitement Isuarsivik face à l'intégration de technologies vertes pour leur projet de bâtiment (300 000 \$/3 ans), une demande à Ressources naturelles Canada (RNCan) dans le programme Énergie propre pour les collectivités rurales et éloignées afin de construire un système de stockage thermique souterrain pour la station de recherche du Centre d'étude nordiques (CEN) à Whapmagoostui (6 480 390 \$/6 ans), et une autre demande à RNCan dans le même programme pour effectuer un bilan énergétique des stations de recherche du CEN (399 798 \$/5 ans). Il s'agissait ici de projets multidisciplinaires audacieux, impliquant en partie la Chaire de recherche sur le développement durable du nord de l'INQ. Les activités de recherche prévues dans ces demandes avaient été pensées selon la programmation scientifique de l'INQ. Les demandes n'ont toutefois pas été retenues. La Chaire compte redoubler d'efforts lors de la 3^e année de son mandat pour revenir à la charge avec ces projets et proposer de nouvelles opportunités afin d'avancer vers la démonstration de technologies d'efficacité énergétique dans le Nord. La participation de l'INQ à ces projets demeure un élément clé qui aidera à obtenir le financement nécessaire pour des projets de démonstration en milieu nordique qui sont somme toute complexes et dispendieux en raison de l'éloignement.

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

Le titulaire de la Chaire et ses partenaires auront été particulièrement actifs au niveau du transfert des connaissances pour la période 2017-2018 avec :

- 3 articles scientifiques soumis
- 9 articles scientifiques publiés
- 1 acte de conférence soumis
- 12 actes de conférences publiés
- 39 présentations effectuées

Les éléments de communication ont été publiés dans une vaste gamme de médiums touchant une clientèle large, à la fois scientifique et industrielle, dans des

ouvrages conventionnels et en accès libre, en anglais, français et espagnol, afin de rejoindre un auditoire diversifié. Par exemple, des articles ont été préparés pour les revues *Geothermics* et *Energies* afin de rejoindre les scientifiques de différentes façons avec un périodique reconnu dans le domaine et une revue en accès libre alors que des communications destinées à l'industrie ont été publiées dans *GRC Transactions*. Des présentations importantes auront aussi été effectuées et contribuées à la visibilité de l'INQ. Le professeur Raymond a, entre autres, complété une tournée pancanadienne de conférences à l'automne 2017 soutenue par la Société canadienne de géotechnique suite à l'obtention d'un prix. Des présentations, mentionnant les activités de la Chaire, ont été effectuées à Halifax, St. Johns, Winnipeg, Edmonton et Calgary. Le professeur Raymond s'est aussi impliqué dans les activités de la délégation québécoise à l'Arctic Circle Assembly en Islande. Il a fait une présentation lors d'une session sur le développement durable dans le cadre du congrès et a personnellement organisé un atelier sur l'énergie et le Nord à l'Université de Reykjavik avec la professeur J. Newson en marge du congrès. Cet atelier aura permis de réunir des acteurs de différentes organisations dont l'Université Laval, l'INRS, Hydro-Québec, Makavik, l'Université de Reykjavik, Landsvirkjun et le Veðurstofa Íslands (Bureau météorologique islandais) afin de discuter des avancées technologiques et percées scientifiques nécessaires pour déployer les énergies renouvelables dans le Nord. Le programme de l'atelier est présenté à l'Annexe 3. Les activités de l'Arctic Circle étaient dirigées vers un auditoire multidisciplinaire, avec beaucoup de représentants du milieu politique, et ont largement contribué à l'objectif de sensibilisation des parties prenantes que mène la Chaire face aux enjeux énergétiques du Nord. L'équipe de la Chaire aura été particulièrement active lors du congrès Resources for Future Generations à Vancouver, tenu sous l'égide de l'Union internationale des géosciences. Six présentations ont été effectuées à ce congrès d'envergure internationale, dont une présentation du professeur Raymond en session plénière pour l'ensemble des congressistes. La présentation a porté sur le développement de l'énergie géothermique au Canada, incluant les régions du Nunavik et du Nunavut. La Chaire aura finalement suscité un intérêt médiatique avec une entrevue du professeur Raymond à l'émission Je vote pour la science au 91.3 FM le 30 avril 2018. Des reportages sur les travaux de recherche en géothermique effectués à l'INRS ont aussi paru dans *Le Devoir*, le journal *Métro* et le site web *ThinkGeoEnergy.com*.

Une liste des articles publiés et soumis ainsi que des présentations réalisées par le titulaire de la Chaire et ses collaborateurs durant la période 2017-2018 est

donnée ci-dessous. À noter que la liste inclut les publications réalisées jusqu'en septembre 2018, trois mois après la deuxième année d'activités décrite dans ce rapport. Le personnel hautement qualifié en formation et ayant contribué aux articles est souligné dans les références. Les diapositives d'une présentation résumant les activités réalisées par la Chaire au Nunavik sont présentées à l'Annexe 4.

Articles scientifiques

Koubikana Pambou, C.H., Raymond, J., et Lamarche, L., Soumis. Improving thermal response tests with wireline temperature logs. *Heat and Mass Transfer*.

Vélez, M.I., Raymond, J., Blessent, D., Philippe, M., Simon, N., Bour, O., et Lamarche, L., Soumis. Distributed thermal response tests using a heating cable and fiber optic temperature sensing. *Energies*.

Zinsalo, J. M., Lamarche, L., et Raymond, J., Soumis. Numerical modeling of hydrothermal processes in fractured geothermal reservoir for electricity generation with equivalent porous media approach. *Geothermics*.

Lamarche, L., Raymond, J., et Koubikana Pambou, C. H., 2018. Evaluation of the internal and borehole resistances during thermal response tests and impact on ground heat exchanger design. *Energies* 11(1): 38. <https://doi.org/10.3390/en11010038>

Malo, M., Malo, F., Bédard, K., et Raymond, J., 2018. Public perception regarding deep geothermal energy and social acceptability in the province of Québec, Canada. Dans : A. Allansdottir, A. Manzella, A. Pellizzone (Éditeurs), *Geothermal Energy and Society*, Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78286-7_7

Moreno, D., Lopez-Sanchez, J., Blessent, D., et Raymond, J., 2018. Fault characterization and heat-transfer modeling to the Northwest of Nevado del Ruiz Volcano. *Journal of South American Earth Sciences* 88: 50-63. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2018.08.008>

Nasr, M., Raymond, J., Malo, M., et Gloaguen, E., 2018. Geothermal potential of the St. Lawrence lowlands sedimentary basin from well log analysis. *Geothermics* 75: 68-80. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.04.004>

Raymond, J., 2018. Colloquium 2016: Assessment of the subsurface thermal conductivity for geothermal applications. *Canadian Geotechnical*

Journal 55 :1209-1229. <https://doi.org/10.1139/cgj-2017-0447>

Vélez, M.I., Blessent, D., López, I. D., Raymond, J., et Parra, E., 2018. Geothermal potential assessment of the Nevado del Ruiz volcano based on rock thermal conductivity measurements and risk analysis correction. *Journal of South American Earth Sciences* 81: 153-164. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2017.11.011>

Bédard, K., Comeau, F.-A., Raymond, J., Malo, M., et Nasr, M., 2017. Geothermal Characterization of the St. Lawrence Lowlands Sedimentary Basin, Québec, Canada. *Natural Resource Research*, <https://doi.org/10.1007/s11053-017-9363-2>

Belzile, P., Comeau, F.-A., Raymond, J., Lamarche, L., et Carreau, M., 2017. Arctic climate horizontal ground-coupled heat pump. *GRC transactions* 41: 1958-1978.

Comeau, F.-A., Raymond, J., Malo, M., Dezayes, C., et Carreau, M., 2017. Geothermal potential of northern Québec: a regional assessment. *GRC Transactions* 41: 1076-1094.

Articles d'actes de conférences

Kanzari, I., Giordano, N., Miranda, M. M., Raymond, J., et Dezayes C., Soumis. Geothermal heat pump system assessment in a subarctic environment. 25th International Congress of Refrigeration, Montréal.

Giordano, N., Kanzari, I., Miranda, M. M., Dezayes, C., et Raymond, J., 2018. Thermal energy storage in arctic to subarctic climates: a feasibility study conducted in Kuujuaq (QC, Canada). *International Ground Source Heat Pump Association Technical/Research Conference*, Stockholm, p. 1-10.

Malmberg, M., Raymond, J., Perozzi, L., Gloaguen, E., Mellqvist, C., Schwarz, G., et Acuña, J., 2018. Development of a thermal conductivity map of Stockholm, Sweden. *International Ground Source Heat Pump Association Technical/Research Conference*, Stockholm, p. 1-9.

Miranda, M. M., Dezayes C., Kanzari, I., Giordano, N., Raymond, J., et Carvalho, J., 2018. Fracture network characterization as input for geothermal energy research: preliminary data from Kuujuaq, Northern Québec, Canada. *Stanford Geothermal Workshop*, Stanford University, Stanford. P. 1-12.

Vélez, M.I., Raymond, J., Blessent, D., et Philippe, M., 2018. Inferring terrestrial heat flow from

thermal response test data combined with a temperature profile. 26th Annual Conference of the Computation Fluid Dynamics Society of Canada, Winnipeg, p. 1-7.

Rajaobelison, M. M., Raymond, J., Malo M., et Dezayes, C., 2017. Classification of geothermal systems in Madagascar. UNESCO International Geoscience Program Group 636 Annual Meeting, Santiago, p 1-4.

Giordano, N., Kanzari, I., Miranda, M. M., Dezayes, C., et Raymond, J., 2017. Shallow geothermal resource assessments for the northern community of Kuujjuaq, Québec, Canada. UNESCO International Geoscience Program Group 636 Annual Meeting, Santiago, p 1-4.

Ramirez Restrepo, E., López Sanchez, I. J., Blessent, D., Raymond, J., Malo, M., et Balzan Alzate, D. S., 2017. Percepción de la población rural en la zona de influencia del posible desarrollo geotérmico en el VNR. Reunión Nacional de Geotermía, Bogotá, p. 1-6.

Ramirez Restrepo, E., Macias, J., Pineda, J., Martinez, K., Malo, M., López Sanchez, I. J., Raymond, J., et Blessent, D., 2017. Public awareness and perception on deep geothermal energy: preliminary results from an international survey. UNESCO International Geoscience Program Group 636 Annual Meeting, Santiago, p 1-4.

Raymond, J., Ballard, J.-M., et Koubikana Pambou, C.H., 2017. Field assessment of a ground heat exchanger performance with a reduced borehole diameter. 70th Canadian Geotechnical Conference and 12th Joint CGS/IAH-CNC Groundwater Conference. Ottawa, p. 1-6.

Raymond, J., Blessent, D., López Sanchez, I. J., Comeau, F.-A., et Malo, M., 2017. El laboratorio abierto de geotermia: una oportunidad para la investigación en Colombia. Reunión Nacional de Geotermía, Bogotá, p. 1-6.

Raymond, J., Comeau, F.-A., Malo M., Blessent, D., et López Sánchez, I. J., 2017. The Geothermal Open Laboratory: a free space to measure thermal and hydraulic properties of geological materials. UNESCO International Geoscience Program Group 636 Annual Meeting, Santiago, p 1-4.

Vélez, M.-I., Raymond, J., Blessent, D., Simon, N., Bour, O., 2017. A new thermal response test with heating cable sections and fiber optic distributed temperature monitoring. 70th Canadian Geotechnical Conference and 12th Joint CGS/IAH-CNC Groundwater Conference.

Ottawa, p. 1-7.

Résumés et conférences

Alvarado, E. J., Raymond, J., Comeau, F.-A., Therrien, R., et Labrecque, D., 2018. Geothermal energy potential of active mines in northern regions: A case study of the Eleonore Mine. Resources for Future Generations, International Union of Geological Sciences, Vancouver.

Alvarado, E. J., Raymond, J., Comeau, F.-A., Therrien, R., et Labrecque, D., 2018. Évaluation du potentiel géothermique de la mine Éléonore. 2^e journée de la science de l'Institut nordique du Québec, Université McGill, Montréal.

Brousseau, M., Lavoie, J.-F., et Raymond, J., 2018. Design factors affecting the external pressure resistance of HDPE pipe in vertical closed loop ground heat exchangers. International Ground Source Heat Pump Association Conference and Expo, Orlando.

Comeau, F.-A., Bédard, K., Raymond, J., Gloaguen, E., et Malo, M., et 2018. Geothermal potential of Anticosti sedimentary basin, Eastern Canada. International Sedimentology Conference, Québec.

Comeau, F.-A., Raymond, J., et Malo, M., 2018. Preliminary assessment of geothermal energy potential of active mines in Northern Quebec. Resources for Future Generations, International Union of Geological Sciences, Vancouver

Della Valentina, S., Chicco, J., Giordano, N., Casasso, A., Sethi, R., Mandrone, G., Raymond, J., 2018. Mapping the geothermal potential of a borehole heat exchanger in Kuujjuaq, Québec, Canada. Resources for Future Generations, International Union of Geological Sciences, Vancouver.

Hickson, C., et Raymond, J., 2018. Advances in Canadian Geothermal Developments - 2018 Update. Geothermal Resource Council Annual Meeting, Reno.

Kanzari, I., Giordano, N., Miranda, M. M., Raymond, J., et Dezayes C., 2018. Évaluation de l'état des ressources géothermiques locales et adaptation des technologies au contexte nordique. Journée des sciences de la Terre et de l'environnement, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Kanzari, I., Giordano, N., Miranda, M. M., Raymond, J., et Dezayes C., 2018. Conception préliminaire et évaluation du potentiel d'installations géothermiques superficielles au Nunavik. 2^e journée de la science de l'Institut nordique du

Québec, Université McGill, Montréal.

Koubikana Pambou, C.H., Ballard, J.-M., et Raymond, J., 2018. Amélioration de la conception d'un échangeur de chaleur géothermique et vérification in situ de sa performance. Journée des sciences de la Terre et de l'environnement, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Larmagnat, S., Des Roches, M., Daigle, F., Francus, P., Raymond, J., Malo, M., Lavoie, D., et Aubiès-Trouilh, A., 2018. Large-scale porosity distribution in heterogeneous sedimentary rocks using Medical –CT. International Sedimentology Conference, Québec.

Larmagnat, S., Lavoie, D., Francus, P., Des Roches, M., Daigle, L.-F., Raymond, J., et Malo, M., 2018. Fluid storage and circulation in carbonates: A Silurian case study in Eastern Canada. Geological Society of America Annual Meeting, Indianapolis.

Miranda, M.M., Chicco, J., Giordano, N., Mandrone, G., Raymond, J., 2018. Guarded hot plate, optical scanning, transient divided bar: comparison of steady-state and transient methods to assess rock thermal conductivity. Resources for Future Generations, International Union of Geological Sciences, Vancouver.

Miranda, M. M., Giordano, N., Dezayes C., Raymond, J., et Kanzari, I., 2018. Evaluation of fracture network connectivity based on topology for geothermal resources assessment in Kuujjuaq, Northern Québec, Canada. 4^e École d'été de Cargèse, Flow and Transport in Porous and Fractured media: Development, Protection, Management and Sequestration of Subsurface Fluids, CNRS, Cargèse.

Miranda, M. M., Giordano, N., Kanzari, I., Raymond, J., et Dezayes C., 2018. Energy, water and food: is there a way to make their production and consumption sustainable through geothermal resources? A Nunavik case study for Inuit communities of Northern Québec, Canada. Resources for Future Generations, International Union of Geological Sciences, Vancouver.

Miranda, M. M., Giordano, N., Kanzari, I., Raymond, J., et Dezayes C., 2018. Temperature-depth profiles measured in the Inuit community of Kuujjuaq, Northern Québec, Canada. 2^e journée de la science de l'Institut nordique du Québec, Université McGill, Montréal.

Miranda, M. M., Giordano, N., Raymond, J., Kanzari, I., et Dezayes C., 2018. Geothermal gradient and

heat flow estimation in New Québec Orogen (Labrador Trough), Northern Québec, Canada. International Sedimentology Conference, Québec.

Raymond, J., Comeau, F.-A., et Giordano, N., 2018. Pistes de solutions pour intégrer l'énergie géothermique face à la transition énergétique. Journée des sciences de la Terre et de l'environnement, Institut national de la recherche scientifique, Québec. ***Conférencier invité**

Raymond, J., Dick, R., Grasby, S., Hickson, C., Malo, M., Minnick, M., Shewfelt, D., et Witter, J., 2018. Moving geothermal into the energy transition. Resources for Future Generations, International Union of Geological Sciences, Vancouver. ***Session plénière, Conférencier invité**

Raymond, J., Comeau, F.-A., et Giordano, N., 2018. Pistes de solutions pour intégrer l'énergie géothermique face à la transition énergétique. Journée des conférences sur la géothermie, GEOTOP-UQAM, Montréal. ***Conférencier invité**

Alvarado, E. J., Raymond, J., Comeau, F.-A., et Labrecque, D., 2017. Évaluation du potentiel géothermique de la mine Éléonore. Québec Mines, Québec.

Alvarado, E. J., Morgan, A. L., Comeau, F.-A., et Raymond, J., 2017. Geothermal energy potential of active and flooded mines in the Plan Nord territory. Geothermal Symposium, University of Waterloo, Waterloo.

Blessent, D., Raymond, J., Goderniaux, P. López-Sánchez, J.I., Malo, M., Daniele, L., Le Borgne, T., et Dezayes, C., 2017. Past, present and future of IGCP636. UNESCO International Geoscience Program Group 636 Annual Meeting, Santiago.

Giordano, N., et Raymond, J., 2017. Stockage souterrain de chaleur pour le chauffage de serres et de l'eau potable à Kuujjuaq. Observatoire Homme Milieu Nunavik, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Kanzari, I., Giordano, N., Miranda, M. M., Raymond, J., et Dezayes C., 2017. Caractérisation des propriétés thermiques des sédiments quaternaires à Kuujjuaq, Nord du Québec. Congrès Eau Terre Environnement, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Larmagnat, S., Francus, P., Des Roches, M., Daigle, F., Raymond, J., Malo, M., Aubiès-Trouilh, A., 2017. Tomodensitometry applied to characterize

rock properties of a conventional heterogenous carbonate reservoir in Eastern Canada. 3rd International Conference on Tomography of Materials and Structures, Lund.

Malo, M., Raymond, J., Bédard, K., et Comeau, F.-A., 2017. Geothermal energy resources potential in sedimentary basins of Canada: western Canada and St. Lawrence lowlands sedimentary basins. UNESCO International Geoscience Program Group 636 Annual Meeting, Santiago.

Miranda, M. M., Giordano, N., Kanzari, I., Raymond, J., et Dezayes C., 2017. Geothermal energy, an alternative source of energy for Québec northern communities, Canada. Congrès Eau Terre Environnement, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Miranda, M. M., Giordano, N., Kanzari, I., Raymond, J., et Dezayes, C., 2017. Shallow and deep geothermal resources assessment in northern communities of Québec: preliminary results from Kuujuaq. Geothermal Symposium, University of Waterloo, Waterloo.

Miranda, M., et Raymond, J., 2017. Production de chaleur issue des réservoirs géothermiques profonds au Nunavik. Observatoire Homme Milieu Nunavik, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Miranda, M. M., Raymond, J., Kanzari, I., Giordano, N., et Dezayes C., 2017. The use of mining boreholes as a key tool for heat flow estimation in geothermal energy research: data from the Labrador Trough, Northern Québec. Québec Mines, Québec.

Morgan, A., Comeau, F.-A., et Raymond, J., 2017. Le potentiel géothermique des mines abandonnées à Chibougamau et Chapais. Congrès Eau Terre Environnement, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

Raymond, J., 2017. Chauffer les mines et communautés du Nord avec les technologies géothermiques, est-ce possible? Colloque annuel du Centre E4m, Université Laval, Québec.

Raymond, J., 2017. Are geothermal technologies a solution to energy challenges faced in Nunavik? Arctic Circle Forum, Reykjavik. ***Conférencier invité**

Raymond, J., 2017. Developing geothermal technologies in Nunavik. Energy in the Arctic; A First-Hand Perspective, Reykjavik University, Reykjavik.

Raymond, J., 2017. Assessment of the subsurface

thermal conductivity for geothermal applications. Colloquium Lecture Series, Rouyn, Montréal, Québec, Halifax, St. John's, Winnipeg, Edmonton, Calgary, Toronto, Reykjavik, Stockholm, Medellín. ***Tournée du Colloque canadien de géotechnique**

Raymond, J., 2017. Geothermal heating options for cold northern Canada. Geothermal Symposium, University of Waterloo, Waterloo. ***Conférencier invité**

Raymond, J., Malo, M., et Grasby, S., 2017. Direct utilization of geothermal heat pumps and hot springs: the Canadian geothermal energy budget. Environmental Geoscience Program Scientific Meeting, Geological Survey of Canada, Québec. ***Conférencier invité**

Vélez, M.-I., Raymond, J., et Blessent, D., 2017. Tests de réponse thermique distribués avec câbles chauffants. Congrès Eau Terre Environnement, Institut national de la recherche scientifique, Québec.

8. Renseignements financiers

Le sommaire des dépenses encourues par la Chaire et financées par la Société du Plan Nord via l'INQ est présenté au Tableau 1. Les dépenses ont été comptabilisées jusqu'au mois de juin 2018 en date du mois de septembre 2018. Les dépenses en salaire couvrent la participation du titulaire de la Chaire J. Raymond et du professionnel de recherche F.-A. Comeau. 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 au groupe de recherche d'assister à différentes conférences en plus de réaliser des travaux de terrain à Kuujuaq. Les travaux de terrain au Nunavik sont dispendieux en raison de l'éloignement et de la petite taille de la communauté. Cinq chercheurs y ont séjourné pour une période d'une à trois semaines, ce qui explique les frais de voyage importants. Les fournitures et le matériel incluent des licences informatiques et des frais de messagerie pour envoyer des équipements sur le terrain, alors que du matériel informatique a été acheté dans la catégorie appareils et outillage.

Il est important de noter que le groupe de recherche bénéficie d'autres sources de financement complémentaire, dont des subventions du FRQNT, du CRSNG et de la FCI. Ces autres sources ont permis de tenir un large éventail d'activités, entraînant plus de retombées pour la Chaire et l'INQ, malgré un budget modeste.

Le total des dépenses pour la première année

d'opération de la Chaire au mois de juin 2017 est 133 484,20 \$ alors que les dépenses s'élèvent à 158 452,28 \$ pour la deuxième année d'opération de la Chaire se terminant au mois de juin 2018. Les dépenses seront balancées pour la 3^e année de la Chaire pour atteindre environ 369 000 \$, soit 21 000 \$ de moins que le 390 000 \$ attribué aux activités de la Chaire. En effet, il est prévu de conserver un montant de 21 000 \$ au-delà de la troisième année de la Chaire pour payer la bourse de doctorat d'une étudiante qui a commencé son projet à la fin de la première année de la Chaire.

Tableau 1. Sommaire des dépenses de la Chaire, mises à jour en septembre 2018

Item	Réel au 30 juin 2016	Juillet 2016 à juin 2017	Juillet 2017 à juin 2018
Salaire et avantages sociaux			
Professeur J. Raymond	19779.31	45038.59	45000.00
Professionnel F.-A. Comeau	-	10548.16	-
Bourses 2^e et 3^e cycle	-	24753.80	67690.89
Frais de voyage	-	27650.58	40748.83
Fournitures et matériel	-	3419.38	4320.59
Livres et périodiques	-	348.24	50.81
Appareils et outillage	-	1283.24	-
Autres dépenses			
Formation	-	180.00	-
Frais de service informatique	-	30.48	-
Révision linguistique	-	451.80	-
Analyses de laboratoire	-	-	641.17
Total des dépenses	19779.31	113704.89	158452.28

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

Des sources d'énergie propre et abordable sont essentielles au développement durable des communautés et entreprises du Nord et tout aussi nécessaires pour assurer une sécurité alimentaire dans un milieu nordique hostile. En ce sens, la Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord continue de collaborer avec les deux autres chaires de l'INQ sur les thématiques du développement durable et de la sécurité alimentaire. Une demande de financement a d'ailleurs été soumise au FRQNT pour un projet impliquant les chaires de recherche de J. Raymond et T. Rodon, mais ce projet n'a pas été retenu. Le désir de collaborer au niveau de la thématique du développement durable demeure toujours réel. En effet, les trois titulaires des chaires de l'INQ collaborent au niveau du groupe de travail sur le développement durable. De plus, J. Raymond, agit à titre de leader pour le groupe de travail sur les énergies nouvelles et renouvelables de l'INQ. Il anime les réunions de ce groupe de travail ayant lieu aux deux à trois mois et dont l'un des objectifs est de contribuer au développement écoénergétique du Nord en aidant les communautés et entreprises à réduire leur dépendance aux hydrocarbures. Une cible du groupe est de développer des activités de recherche basées sur des projets énergétiques émergeant du milieu. Cette cible pourrait se transformer en une opportunité de rassembler tous les titulaires des chaires de l'INQ afin de créer une synergie. À cet effet, la Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord entend toujours proposer des solutions de stockage thermique souterrain vers un ultime projet de démonstration au nord. Un tel développement devra être effectué de concert avec la communauté visée pour respecter les principes du développement durable alors qu'un projet de la sorte pourrait avoir un effet bénéfique sur la sécurité alimentaire et favoriser l'agriculture nordique. Ces deux derniers aspects d'intérêts pour les chaires de T. Rodon et M. Humphries favoriseront une collaboration entre les trois chaires de l'INQ qui possèdent des expertises complémentaires. Le professeur J. Raymond souhaite rallier activement les autres titulaires pour s'assurer d'une collaboration et d'une interaction entre chacun des groupes.

10. Annexes

Annexe 1 – Giordano et al., 2018. Underground thermal energy storage in subarctic climates: a feasibility study conducted in Kuujjuaq (QC, Canada). International Ground Source Heat Pump Association Technical/Research Conference, Stockholm, p. 1-10.

Annexe 2 – Malmberg et al., 2018. Development of a thermal conductivity map of Stockholm, Sweden. International Ground Source Heat Pump Association Technical/Research Conference, Stockholm, p. 1-9.

Annexe 3 – Programme du Colloque tenu à l'Université de Reykjavik le 10 octobre 2017 sur l'énergie et l'arctique.

Annexe 4 – Raymond et al., 2018. Le potentiel de production de chaleur géothermique au nord du 49e parallèle; travaux issus d'une première campagne terrain. Présentation effectuée lors des journées nordiques à Québec les 5 et 6 juin, Université Laval.



Underground thermal energy storage in subarctic climates: a feasibility study conducted in Kuujjuaq (QC, Canada)

Nicolò Giordano

Inès Kanzari

Mafalda M. Miranda

Chrystel Dezayes

Jasmin Raymond

ABSTRACT

Underground thermal energy storage can provide space and water heating and has been used in temperate climates so far. A step forward is to evaluate the efficiency and viability in arctic to subarctic environments, where rather low ground and air temperatures can make the design of such systems difficult. The present contribution describes the design of an underground storage system in Kuujjuaq (Québec, Canada) to heat the drinking water distributed in the town. The system was designed and modeled with TRNSYS and a parametric study was carried out to improve its efficiency based on 5-year simulations. The 20% of the 425 MWh annual demand can be satisfied by a solar collector area of 500 m² coupled to a 10,000 m³ underground storage through two short term tanks. Further improvements could be adopted to reach the target of 50% energy from the underground store.

INTRODUCTION

Kuujjuaq is the regional capital of Nunavik, the Québec territory standing north of 55th parallel. Nunavik inhabitants amount to around 12,300, Kuujjuaq being the most populated village with 2375 people. All the villages rely on fossil fuels to produce both electricity and heat. Power plants fueled by diesel provide electricity with production prices ranging between 0.5 and 1.1 USD/kWh, with Kuujjuaq standing near the average at 0.6 USD/kWh, while in the other parts of Québec on-grid and off-grid production costs about 0.02 and 0.3 USD/kWh, respectively (Hydro-Québec, 2011). Space heating (SH) and domestic hot water (DHW) in Nunavik are commonly achieved autonomously in each building equipped with furnaces. The subsidized cost of diesel in Nunavik was on the order of 1.6 USD/liter in 2015 and a common diesel furnace with 80% efficiency provides space heating with a cost of 0.19 USD/kWh (Belzile et al., 2017). Energy production and utilization appear critical in Nunavik. New developments to cover the energy needs of these communities are needed to diminish the high economic costs and environmental impact, as well as reducing fuel transportation in these hostile and fragile environments up north.

Renewable energy offers an opportunity to use local resources and detailed studies are being carried out in Northern Québec to evaluate the potential of geothermal technologies as a tool to meet the objectives of the action plan for sustainable development and reduce the greenhouse gas emissions (MDDELCC, 2012). The feasibility of exploiting both deep and shallow geothermal resources is being evaluated to provide heat for SH and DHW in Nunavik through enhanced geothermal systems and deep borehole heat exchangers (BHE; Miranda et al., 2018), as well as ground source heat pumps (GSHP) and borehole thermal energy storage systems (BTES). Underground storage systems, further described in this study, are a mature technology (Schmidt et al. 2004; Xu et al., 2014; Cabeza,

Nicolò Giordano (nicolo.giordano@ete.inrs.ca) is a post-doc fellow, Inès Kanzari is a master student, Mafalda M. Miranda is a PhD student and Jasmin Raymond is a Professor: they all work at the Institut national de la recherche scientifique – Centre Eau Terre Environnement (INRS-ETE) in Québec City, Canada. They are also members of the Centre d'études nordiques (CEN). Chrystel Dezayes is a research fellow at the Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) in Orléans, France.

2015; Sibbitt et al., 2012) that can help solar thermal energy to be exploited throughout the whole heating season. Solar fraction (solar energy to total need ratio) can be easily higher than 50% and in some cases it was demonstrated to reach up more than 90% (Flynn and Sirén, 2015; Gao et al., 2015). Despite several demonstrations throughout the world in different climate contexts, to the best of our knowledge, a BTES system has not been tested in subarctic environment yet, where the SH demand is characterized by more than 8000 HDD_{18} as in Kuujuaq (Gouvernement of Canada, 2018).

The Kativik Regional Government, an administrative authority in Nunavik dealing with northern infrastructure, pointed out the drinking water facility in Kuujuaq to be an important target for the community to reduce the use of fossil fuels. Currently the water is withdrawn from the Stewart Lake and heated on site by diesel furnaces to prevent freezing along the underground pipeline toward a reservoir building in the village. Here, the water is collected by tanker trucks and hence distributed to each house. A rough estimate shows that the cost of water heating amounts to about 80,000 USD/year (truck diesel consumption excluded). The scope of this contribution is to design a BTES system to partially cover the pumping station's heating needs. Transient simulations with TRNSYS (Klein et al., 2017) have been carried out to optimize the system and anticipate its thermal behavior in the Kuujuaq climate setting.

GEOGRAPHICAL AND GEOLOGICAL SETTING

Kuujuaq (58.10°N, -68.42°E) is the main Inuit village in Nunavik among the 14 First Nations communities placed along the coasts of the Ungava peninsula, surrounded by the Hudson Bay (W), the Hudson Strait (N) and the Ungava Bay (E; Fig. 1). Kuujuaq shows a subarctic climate with average annual air temperature of -5.8 °C and 8520 HDD_{18} . Mean solar radiation from May to September is 4.5 kWh/m²d and mean temperature from October to April is -14 °C (1981-2010 Normals, Gouvernement of Canada, 2018). A temperature increasing trend is nevertheless clear from 1990 (-7 °C) to 2010 (-3.5 °C; Fortier et al., 2011). The presence of discontinuous but widespread permafrost is reported in the region (Allard and Lemay, 2012) and it strongly depends on the local geological conditions (Lemieux et al., 2016).

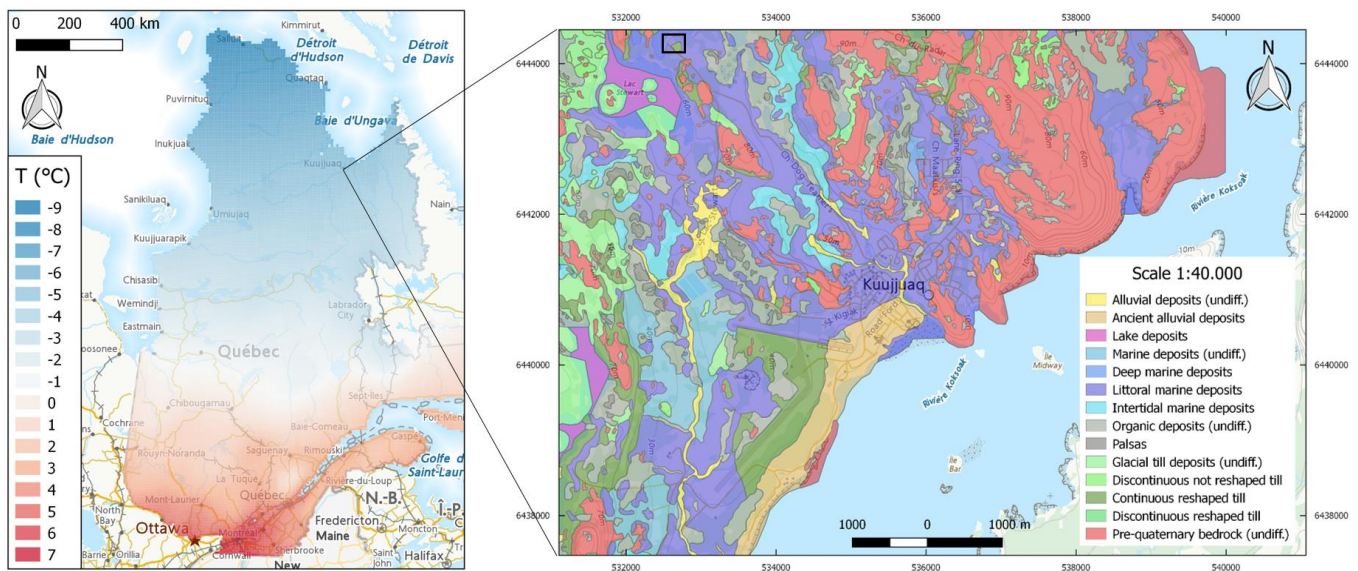


Figure 1 Geographical and geological setting of the examined area (modified from Fortier et al., 2011). The left map shows the average annual air temperature. The black rectangle in the right map highlights the study area. (Coordinate system NAD83/UTM Zone 19N).

The study area is located in the west part of the Southeastern Churchill Province (Simard et al., 2013 and references therein). The quaternary sediments mainly consist of littoral and pre-littoral sediments alternating to intertidal deposits related to different cycles of transgression and regression of the Iberville Sea (Fortier et al., 2011). Glacial till deposits often cover bedrock outcrops and it is common to find them underlying the marine sediments. Alluvial coarse-grained materials are only found along the small streams of two valleys with streams flowing toward the Kosoak River. A field campaign was carried out in Kuujuaq in the summer 2017. Surveys involved rocks and quaternary sediments samples collection, temperature logs in wells, in situ hydraulic conductivity tests and electrical resistivity tomography (ERT) investigations. A detailed description of these field surveys is reported in Giordano et al. (2017) and Miranda et al. (2018); only the most important results for the aim of this contribution are described here.

The two ERT lines carried out on the site of the pumping station showed saturated marine deposits overlying glacial till sediments on the top of the bedrock (Giordano et al., 2017), whose presence is highlighted south of the examined area (Fig. 1). Local evidence of frozen ground was not identified by the ERT (investigation depth 20 m), even if the groundwater temperature was measured around 1 °C away from surface water bodies. The proximity of the Stewart Lake, the coarse-grained sands and the groundwater advection contribute together to locally prevent freezing in this unit, that is not affected by permafrost. The thermal properties of the quaternary sediments were measured in the lab with a needle probe (Raymond et al., 2017). The saturated marine deposits have a thermal conductivity of 1.5 W/mK and a heat capacity of 3.0 MJ/m³K (Giordano et al., 2017).

The BTES system was therefore designed to be hosted in the saturated marine sediments, providing an optimal storage medium with moderate to low heat transfer characteristics. The local groundwater flow was also investigated during the field activities because it plays a critical role in the evaluation of the heat losses by advection (Diersch et al., 2011; Nguyen et al., 2017). However, it is not presented and developed further on in this paper because it is believed to deserve a detailed analysis beyond the scope of this first study.

MATERIALS AND METHODS

The pumping station at the Stewart Lake withdraws water from the lake all year long and in winter the temperature is almost constant at around 4 °C. Before being pumped in the pipeline at a flow rate of 36 m³/h, the water is heated up to around 7 °C to prevent freezing during its 4.8 km way down to the village. Currently, the heating system is fed by two diesel boilers with a nominal capacity of 100 kW. It was assumed that the plant works 16 h/d for 7 months (October to April) and thus requires approximately 1525 GJ (425 MWh). The system was designed according to the guidelines of Pahud (2000), that define collector area, short-term and ground storage volumes depending on the heating loads of the final user. According to these guidelines, the annual heat demand of the pumping station can be covered by 2.4 m² of solar panels per MWh. The idea presented here is to cover 50% of the demand (210 MWh) and thus around 500 m² of total solar surface would be necessary.

The ground storage strongly depends on the thermal and hydraulic properties of the underground. In this perspective, the reference ground storage has been designed having 100 boreholes with a single U-pipe to a depth of 30 m, divided in 20 series of 5 BHE hydraulically connected in parallel, in a cylindrical shape disposition with 3 m spacing (~22,000 m³, radius 15 m, shape factor (*SF*) equal to 1). Considering heat conduction as the only governing mechanism, an increase of the ground temperature by 10, 20 or 30 °C would allow to store 660, 1320 and 1980 GJ, respectively. To achieve the target of 760 GJ, the plant is expected to raise the temperature of the entire underground storage volume by at least 19, 23 or 29 °C considering a storage efficiency of 60%, 50% or 40%, respectively.

The solar and BTES loops are coupled together through a cylindrical short-term storage tank (STST) and the heat carrier fluid (HCF) consists of a mixture of water and 50% vol. of propylene glycol (minimal working temperature -30 °C) to prevent freezing. The water withdrawn from the lake passes within the STST through a coiled immersed heat exchanger (HX), as proposed by Rad et al. (2017), in order to heat the water in the winter. The last part of the whole system (Fig. 2) consists of a back-up auxiliary diesel boiler (capacity 80 kW) to raise the water temperature up to the target 7 °C, in order to satisfy the remaining 50% of the demand not covered by the BTES.

The system charges the ground from May to September and retrieves the energy from October to April. For simplicity, the water withdrawn from the lake is considered to be at 4 °C all year long and the flow rate of the water distribution network runs 24 h/d per 7 months at 2/3 of the actual flow (24 m³/h). During the charge phase, the solar collectors produce energy that is sent to the underground storage via the STST and the BHEs distribute the heat from the center to the outer zones of the storage volume. In the discharge, thermal energy is extracted from the BTES, with the HCF flowing from outer to inner zones, and transferred to the tank while the solar loop is not working.

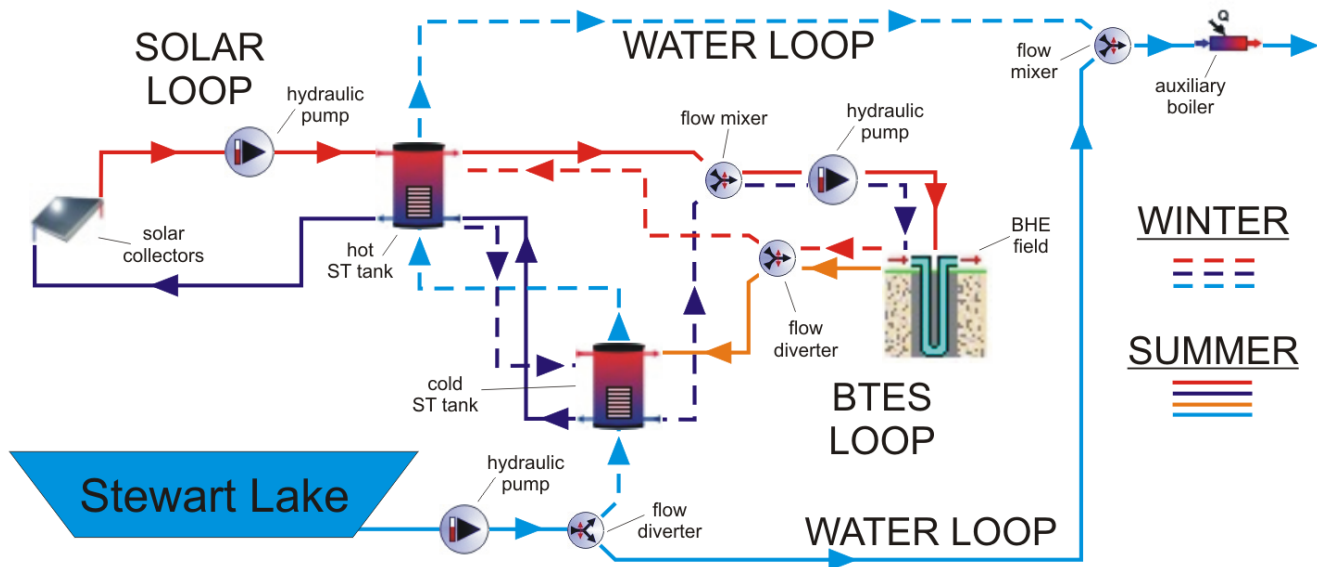


Figure 2 Sketch of the BTES system as designed in scenarios 2 and 3. Light blue color refers to the water loop; red, orange and dark blue gives an idea of the HCF relative temperature throughout the circuit.

TRNSYS MODEL

TRNSYS is a commercial simulation modular environment that allows the transient modeling of complex energy systems (Klein et al., 2017). 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 (e.g. Pahud, 2000; Diersch et al., 2011; Sibbitt et al., 2012; Terziotti et al., 2012; Flynn and Sirén, 2015; Rad and Fung, 2016), using the duct ground heat storage (DST) model developed by Hellström (1989) to simulate BHE operation. The DST is a cylindrical shaped storage volume with a vertical symmetry axis where the BHEs are assumed to be uniformly placed. Convective heat transfer in the ducts and conductive heat transfer in the ground are simulated together to output the whole ground temperature, where three different problems are solved numerically with the finite difference method in the ground (global and local temperature) and analytically in the BHE pipes (steady state problem). The total temperature is achieved by the superposition of the three parts as to ensure a fast and accurate simulation tool (Hellström, 1989).

The whole BTES system described in Fig. 2 was implemented in TRNSYS 18. The main Types used are:

- Type 557a is the currently available type to model the ground storage through the DST. Ten radial regions and ten vertical regions were adopted for the finite difference simulation. The boreholes are conventional 152 mm size with single U-pipe ($d_o = 32$ mm). A 1-m top insulation layer ($\lambda = 0.05$ W/mK) and 0 °C as undisturbed ground temperature were assigned to the model;
- Type 534 was chosen to simulate the STST, a vertical cylindrical storage tank with immersed HX giving the

needed flexibility on the number of inlets and outlets (up to 10), number and type of immersed HX (up to 5) and number of nodes (up to 20) to increase the model complexity and consider water stratification. A 5 m height tank with volume of 100 m³ was chosen, two inlets and outlets were selected to connect the solar and BTES loops; one coiled heat exchanger ($d_i = 50$ cm, $\lambda_{HX} = 40$ W/mK) hosts the water distribution loop and twenty nodes provide high accuracy to the simulation;

- Type 1b was chosen for the solar panels. It simulates a flat-plate solar collector with quadratic efficiency, $a_0 = 0.8$, $a_1 = 13$ kJ/hm²K and $a_2 = 0.05$ kJ/hm²K². The total collector area is 500 m², divided in 125 series of 4 collectors and specific flow rate of around 50 l/sm²;
- Type 6 was selected to simulate the auxiliary diesel boiler with a maximum heating power of 80 kW and a target outlet temperature of 7 °C;
- Typical meteorological year (Type 15) from the Kuujjuaq airport weather station was selected to provide crucial input weather data to the solar panels and the storage volume.

Table 1. Features of the different scenarios

	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5
Number of ST tanks (-)	1	2	2	2	2
BTES volume (m ³)	22,000	22,000	9500	9500	9500
BHE spacing (m)	3	3	2	2	2
SF (-)	1	1	1.5	1.5	1.5
Use of second ST tank (-)	-	Charge + discharge	Charge + discharge	Discharge	Discharge
Pre-heating period (y)	0	0	0	0	1
Preheating T (°C)	-	-	-	-	10

The features described above characterize the base model that was implemented to simulate the dynamic behavior of the system for five years, interchanging charge and discharge phases. A parametric study was then carried out to optimize the system, mainly focusing on the characteristics of the BTES volume and related parameters. Five different scenarios (SC) were created by modifying one parameter at each step (Tab. 1), but keeping the changes made in the previous scenario in order to aim at a performance increase from SC1 to SC5. A second ST tank (same volume) was added in SC2 to improve the stratification and decrease the BTES inlet temperature. SC3 is a case with a higher storage shape factor (1.5 vs. 1.0) while, in SC4, the second tank was used during the discharge phase only. A 1-year preheating period was finally tested in SC 5 to raise the ground temperature by 10 °C.

RESULTS

The simulation results generally show the system to progressively provide more energy to the drinking water network from the first to the fifth year, showing a transient condition before reaching an equilibrium. This is clearly highlighted in terms of temperature at the center of the BTES volume in Fig. 3, where it is evident that the time necessary to reach a steady state between injection and extraction strongly depends on the system's characteristics. The underground temperature in SC 1 rises from 0 °C to about 13-14 °C at the end of the first injection phase. Then, the maximum value increases each year reaching about 22 °C in the fifth, but clearly not being the equilibrium yet. SC3 takes advantage of a smaller volume (less than half of SC1, see Tab. 1) and reaches more than 20 °C already at the end of the first charge year. The maximum in the last year is 3-4 °C higher than SC1, meaning that an equilibrium is almost reached between years four and five. SC5 is almost immediately at a steady state, showing that a 10 °C preheating is sufficient to make the system working properly. It is also clear that SC3 and SC5 tend toward a balanced heat exchange with the underground when compared to SC1, as highlighted by the temperature decrease in the discharge phase that is almost comparable with the increase during the system charge (Fig. 3). This is related to a

smaller subsurface volume involved in heat exchanges, but also to the use of a second tank that, as we discuss later on, enables to extract more energy by keeping the BTES inlet temperature low. The temperature difference between center and edges of the volume is roughly constant throughout the five years of simulation, ranging between 3 and 4 °C at the peak of the charge and 0 and 1 °C (almost no difference) at the end of the discharge for SC3 and SC5. The scenario SC1 shows smaller values in the charge (2 °C) and higher in the discharge (1 °C) owing to a bigger volume involved.

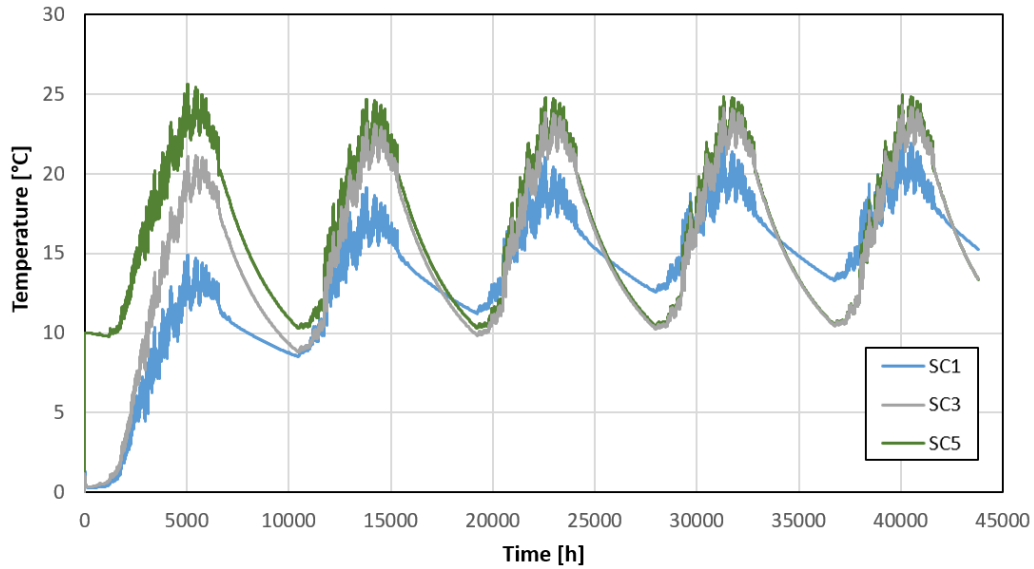


Figure 3 Temperature at the center of the BTES system for 5 years of simulation of scenarios 1, 3 and 5. SC2 and SC4 present trends similar to SC1 and SC3 respectively. They were not added to the graph to make the understanding clearer.

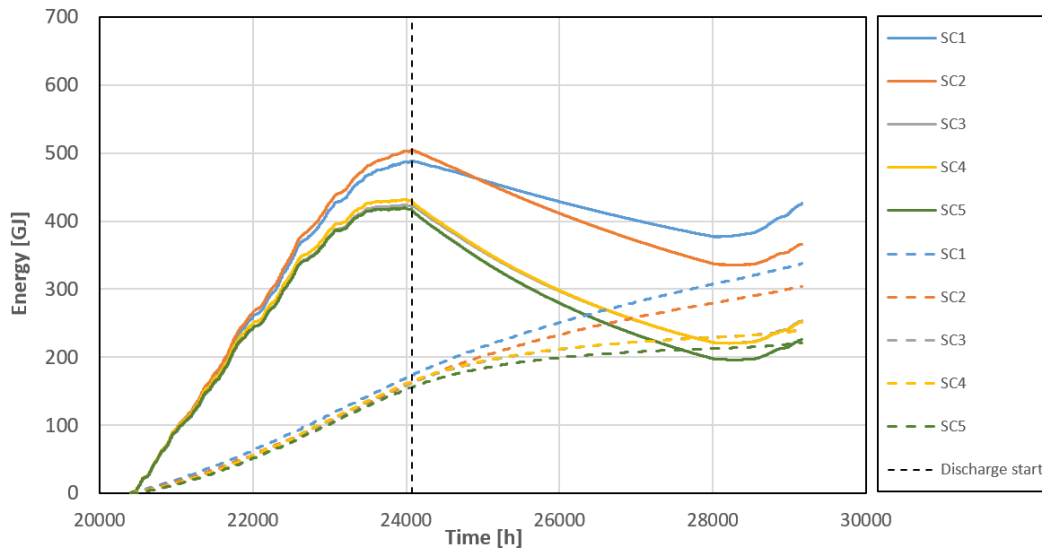


Figure 4 Normalized energy balance for the different scenarios in the third year. Continuous lines indicate the energy injection or extraction while dashed lines indicate the total energy losses.

A comparison among the energy injected and extracted was done by subtracting the value at the beginning of the period under exam as a normalization useful to highlight the differences among the five scenarios (Fig. 4). The systems conceived in SC1 and SC2 are able to inject about 16% and 21% more energy than the others, but they struggle to retrieve that energy in the winter. Indeed, only 22% and 32% of those amounts are recovered at the end of the discharge and almost 380 and 340 GJ each year are not used, making the whole storage systems not exploited at their full capacity. In any case, it is worth noticing that the addition of a second ST tank to the system significantly improves the performance, with SC2 injecting 3% more heat and retrieving 53 GJ more (+50%). This is possible because the second tank manages to keep the BTES inlet temperature 1.5 to 2 °C lower than the case with just one tank (SC1). Another important improvement is achieved by halving the underground storage volume, that is to say by reducing the spacing between the BHEs and thus increasing the ΔF . The storage of SC3 collects less (-17%) and loses more energy than SC2, but it clearly recovers the total amount of net energy available (injected - losses) and generates a valid balance between injection and extraction. Further modifications implemented in SC4 and SC5 do not provide significant better performance, the efficiency of the storage volume being just 5% better in SC5. The idea of using the cold tank only in the winter does not allow to further reduce the BTES inlet temperature: SC3 and SC4 are perfectly superimposed in the discharge period (Fig. 4) and give similar values in Tab. 2. The preheating period that differentiates SC4 and SC5 only helps to reach an earlier equilibrium, but the 1% better recovery highlighted in the third year would not really economically justify the preheating, during which the system would not provide energy. The total heat losses shown in Fig. 4 mostly occur through sides and bottom of the underground storage volume, while losses toward the atmosphere are negligible because of the top insulation layer at low conductivity. It is clear that this trend is similar to all the scenarios during the charge. On the other hand, a marked difference between SC1/SC2 and SC3/SC4/SC5 is observed. Losses are smaller in the first group and similar to those of the charge phase; in the second group, losses keep occurring in the discharge phase but represent less than 20% of the total heat lost. This happens because the storage volume is half that of SC1 and SC2 and the energy can be recovered more easily.

Table 2. Energy balances for the third year of BTES operation

	Underground Charge			Underground Discharge		Total Energy	
	Injected (GJ)	Lost (GJ)	Lost (%)	Extracted (GJ)	Recovered (%)	Aux. boiler (MWh)	BTES (%)
SC1	486	178	36.7	105	21.7	51	11.8
SC2	501	167	33.3	158	31.6	73	16.9
SC3	417	167	39.9	190	45.7	82	19.0
SC4	420	168	40.0	194	46.2	83	19.2
SC5	407	159	39.1	204	50.1	86	20.0

Scenarios 3 to 5 ended up to cover 19 to 20% of the total energy demand necessary to heat up the water at the pumping station (Tab. 2), providing 61 to 68% more energy with respect to the base case SC1. A better view of the amount of energy provided by the auxiliary system to reach the target of 7 °C is shown in Fig. 5 for the third year of the four most interesting scenarios (SC3 gives the same results of SC4 as shown in Fig. 4). The average heating load supplied by the diesel boiler is around 75 kW in SC1, where the water is going out of the STST at a maximum temperature of 4.4 °C at the beginning of the discharge phase and then stabilizes at 4.3 °C. The water is heated up to a maximum of 4.6 °C and a stable value of 4.4 °C when a second tank is added to the system, with a maximum load of 70 kW. The flow of water through the first “cold” tank provides nearly the same temperature increase generated in SC1. The water is heated up to a maximum of 5.0 °C in SC4 and SC5 to cover around 25% of the demand for almost a month (more than 600 h). Close to springtime, the auxiliary loads are basically the same as in SC2.

It is indeed worth noticing the negative trend of the water temperature that tends to stabilize and increase toward the end of the discharge near 27,500 h and vice versa for the heating loads. This temperature trend is sharper

in scenarios with two STST. A consistent observation is also clear in Fig. 4, where the negative trend of the energy curve switches to positive for the last 1000 h of discharge simulation. This happens because the average temperature in the hot tank increases with the restart of the solar production, supplying energy together with the BTES. Kuujuaq actually receives high daily solar radiation in March (3.2 kWh/m²d) and April (5 kWh/m²d), which are however listed fourth and fifth as the coldest months, with mean air temperature of about -17 °C and -10 °C. As a comparison, August and September have solar radiation of 3.9 and 2.3 kWh/m²d and mean air temperature of 7 °C and 3 °C, respectively.

Finally, the target of covering 50% of the drinking water network energy demand has not been achieved yet, but some improvements were achieved through the optimization of the system (from 12 to 20% of the demand satisfied). The most important technical adjustments were the addition of a second ST tank, in order to keep the BTES inlet temperature as low as possible during the discharge, and the decrease of the spacing between the BHEs from 3 to 2 m. The latter actually decreased the nominal storage capacity of the underground, but it was shown to be critical in the ability of the system to retrieve the energy (+20%) because of the low ground thermal conductivity at the site. The performance of the whole system can be further improved by adding a second immersed HX in each tank in order to extract a larger amount of the energy available in the STST, adding a HX on the solar loop side in order to use a less viscous and more effective HCF with 25% vol. glycol in the BTES and STST or choosing more efficient solar panels.

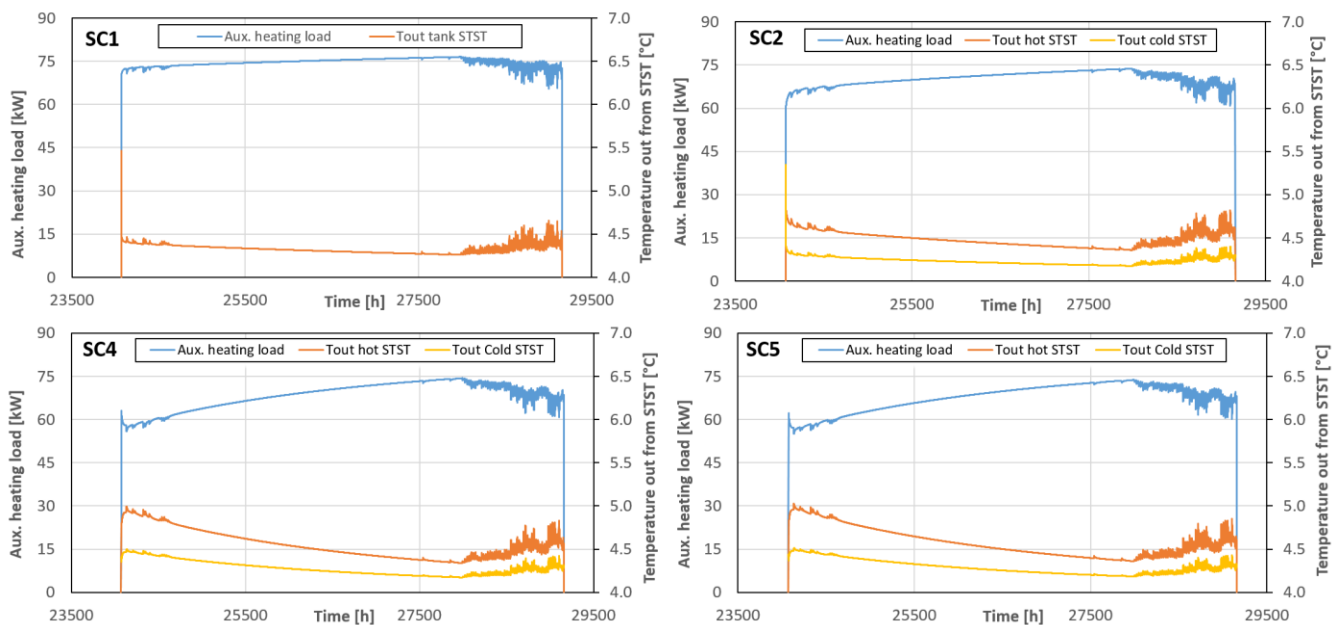


Figure 5 Heating loads provided by the auxiliary system compared to the temperature of the drinking water loop after passing through the cold and hot tanks. Discharge phase at the end of the third year (same period as in Fig. 4).

CONCLUSIONS

The present contribution showed a feasibility study for the construction of an underground storage system in Kuujuaq, an Inuit village characterized by a subarctic environment with underground temperature near 0 °C. After developing a geological conceptual model based on the results of various field activities, a BTES system was designed and implemented in TRNSYS to run five-year simulations and vary different characteristics to increase the efficiency of the storage volume.

Even if improvements were achieved through the optimization of the system and other improvements can be further undertaken, it is clear that the guidelines of Pahud (2000) adopted to design the system (Pahud, 2000) are not valid for this subarctic climatic context. The guidelines are valid for Swiss conditions, but were adopted because they are useful to define the relative amounts of collector area, short-term and ground storage. However, the collector area should be increased to account for the smaller solar radiation and the low annual air temperature, the latter significantly influencing the thermal collectors' efficiency. To this regard, specific studies are anticipated to propose similar rules for subarctic to arctic climates.

Moreover, the performance of small diameter ground heat exchangers will be evaluated (e.g. $d_{BHE} = 76$ mm and $d_o = 27$ mm) in order to exploit drilling technology available in Kuujuaq and avoid onerous shipping from the south. The performance of the underground storage has been studied through the DST module in TRNSYS, which does not take into account the groundwater flow advection. The code FEFLOW (Diersch, 2014) will be used to better estimate the heat losses under groundwater advection. Different types of parallel and series connections and geometrical dispositions of the boreholes will be tested to limit the losses due to advection, hence to enhance the heat extraction during the winter.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to thank the Institut Nordique du Québec (INQ) that supports these research activities through the *Chaire de recherche sur le potentiel géothermique du Nord* awarded to Jasmin Raymond and the Labex DRIIHM for supporting the activity of Chrystel Dezayes. The *Fonds de recherche nature et technologies* through the sustainable mining development program and the *Observatoire Homme Milieu Nunavik* have additionally contributed to this research.

NOMENCLATURE

a_0 a_1 a_2	=	Efficiency intercept (-), slope (kJ/hm ² K) and curvature (kJ/hm ² K ²)
d_{BHE}	=	Borehole diameter (mm)
d_o	=	Outer pipe diameter (mm)
d_i	=	Internal pipe diameter (mm)
HDD_{18}	=	Heating degree days below 18°C (°C)
λ	=	Thermal conductivity (W/mK)
SF	=	Shape factor, height/diameter (-)
T	=	Temperature (°C)

ABBREVIATIONS

BHE	=	Borehole heat exchanger
BTES	=	Borehole thermal energy storage
DHW	=	Domestic hot water
DST	=	Duct ground heat storage model developed by Hellström (1989)
ERT	=	Electrical resistivity tomography
HX	=	Heat exchanger
HCF	=	Heat carrier fluid
SH	=	Space heating
ST	=	Short term
STST	=	Short term storage tank
USD	=	U.S. Dollars

REFERENCES

- Allard, M., Lemay, M. 2012. *Nunavik and Nunatsiavut: from science to policy: an integrated regional impact study (IRIS) of climate change and modernization*. ArcticNet, Quebec City, QC, 303 p.
- Belzile, P., F-A. Comeau, J. Raymond and L. Lamarche. 2017. *Revue technologique: efficacité énergétique et énergies renouvelables au nord du Québec*. INRS, Centre Eau Terre Environnement, Quebec City, QC, Research Report R1716, 37 p.
- Cabeza, L.F. 2015. *Advances in thermal energy storage systems – methods and applications*. Cambridge, UK: Woodhead Publishing Series in Energy.
- Diersch, H.-J.G., D. Bauer, W. Heidemann, W. Rühaak, and P. Schätzl. 2011. *Finite element modeling of borehole heat exchanger systems Part 2. Numerical simulation*. Computers & Geosciences, 37(8): 1136-1147.
- Diersch, H.J.G. 2014. *FEFLOW: Finite element modeling of flow, mass and heat transport in porous and fractured media*. Berlin, Germany: Springer.
- Flynn, C. and K. Sirén. 2015. *Influence of location and design on the performance of a solar district heating system equipped with borehole seasonal storage*. Renewable Energy, 81: 377-388.
- Fortier, R., M. Allard, J-M. Lemieux, R. Therrien, J. Molson and D. Fortier. 2011. *Cartographie des dépôts quaternaires des villages nordiques de Whapmagoostui-Kuujuuarapik, Umiujaq, Salluit et Kuujuaq*. Rapport de synthèse de la phase I, Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec, Québec City, GM 65971, 122 p.
- Gao, L., J. Zhao and Z. Tang. 2015. *A review on borehole seasonal solar thermal energy storage*. Energy Procedia, 70: 209-218.
- Giordano, N., I. Kanzari, M.M. Miranda, C. Dezayes and J. Raymond. 2017. *Shallow geothermal resource assessments for the northern community of Kuujuaq, Québec, Canada*. IGCP636 Annual Meeting, Santiago de Chile, Chile, 1-3.
- Gouvernement of Canada. 2018. http://climate.weather.gc.ca/climate_normals/index_e.html accessed in January 2018.
- Hellström, G. 1989. *Ground heat storage model: manual for computer code*. Lund, Sweden: Department of Mathematical Physics, University of Lund.
- Hydro-Québec. 2011. *Réseaux autonomes, portrait d'ensemble et perspectives d'avenir*. Demande R-3776, HQD-13, 35 p.
- Klein, S.A., W.A. Beckman, J.W. Mitchell et al. 2017. *TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program*. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA, <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>.
- Lemieux, J-M., R. Fortier, M-C. Talbot-Poulin, J. Molson, R. Therrien, M. Ouellet, D. Banville, M. Cochand and R. Murray. 2016. *Groundwater occurrence in cold environments: examples from Nunavik, Canada*. Hydrogeology Journal, 24: 1497-1513.
- MDDELCC - Ministère du développement durable, environnement et lutte contre les changements climatiques. 2012. *Plan d'action sur les changements climatiques 2013 – 2020*.
- Miranda, M.M., C. Dezayes, N. Giordano, I. Kanzari, J. Raymond and J. Carvalho. 2018. *Fracture Network Characterization as input for Geothermal Energy Research: Preliminary data from Kuujuaq, Northern Québec, Canada*. 43rd Stanford Geothermal Workshop, February 12-14, Stanford, United States, SGP-TR-213.
- Nguyen, A., P. Pasquier and D. Marcotte. 2017. *Borehole thermal energy storage systems under the influence of groundwater flow and time-varying surface temperature*. Geothermics, 66: 110-118.
- Pahud, D. 2000. *Central solar heating plants with seasonal duct storage and short-term water storage*. Solar Energy, 69(6): 495-509.
- Rad, F.M. and A.S. Fung. 2016. *Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage – Review of systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60: 1550-1561.
- Rad, F.M., A.S. Fung and M.A. Rosen. 2017. *An integrated model for designing a solar community heating system with borehole thermal storage*. Energy for Sustainable Development, 36: 6-15.
- Raymond, J., F-A. Comeau, M. Malo, D. Blessent and I.J. López Sánchez. 2017. *The geothermal open laboratory: a free space to measure thermal and hydraulic properties of geological materials*. IGCP636 Annual Meeting, Santiago de Chile, Chile, 1-3.
- Schmidt, T., D. Mangold and H. Müller-Steinhagen. 2004. *Central solar heating plants with seasonal storage in Germany*. Solar Energy 76: 165-174.
- Sibbitt, B., D. McClenahan, R. Djebbar, J. Thornton, B. Wong, J. Carriere and J. Kokko. 2012. *The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system – five years of operation*. Energy Procedia, 30: 856-865.
- Simard, M., I. Lafrance, H. Hammouche and C. Legoux. 2013. *Géologie de la région de Kuujuaq et de la baie d'Ungava (SRNC 24J, 24K)*. Québec, Canada: Gouvernement du Québec.
- Terziotti, L.T., M.L. Sweet and J.T. McLeskey Jr. 2012. *Modeling seasonal solar thermal energy storage in a large urban residential building using TRNSYS 16*. Energy and Buildings, 45: 28-31.
- Xu, J., R.Z. Wang and Y. Li. 2014. *A review of available technologies for seasonal thermal energy storage*. Solar Energy, 103: 610-638.



Development of a thermal conductivity map of Stockholm

Malin Malmberg
Erwan Gloaguen
José Acuña

Jasmin Raymond
Claes Mellqvist

Lorenzo Perozzi
Gerhard Schwarz

ABSTRACT

New methods have been suggested to spatially extend in situ thermal response test (TRT) assessments based on geostatistical analysis. These methods can be used to determine a stochastic distribution of the subsurface thermal conductivity beyond the test borehole on larger scales by interpolating the data with geostatistics, including sequential Gaussian simulations (SGS) used in the present study. This paper presents a simulated thermal conductivity map for Greater Stockholm in Sweden, based on the SGS method with input data from in situ measurements (TRT and DTRT). The geology of Stockholm is used as a background raster in the simulations, based on bedrock maps from the Geological Survey of Sweden (SGU). The resulting maps are compared with a point map of punctual ground thermal conductivity of Greater Stockholm earlier derived by SGU, compiled from laboratory data that were obtained by thermal conductivity scanning and modal analysis of surface rock specimens of the area.

INTRODUCTION

All ground source heat pump (GSHP) installations in Sweden deliver together around 15 TWh of heat per year and constitute the third largest renewable energy source in the country. When designing larger GSHP systems, consisting of multiple boreholes, it is today a usual practice to perform an in situ Thermal Response Test (TRT) to assess the thermal conditions of the ground. TRT assessments give, among others, a measure of the effective thermal conductivity of the subsurface. A research group in Japan (Fujii et.al. 2006) suggested a method to improve TRT and measure the thermal conductivity of the rock along the borehole depth using optical fiber cables. The method was further used in Sweden by KTH researchers (Acuña, 2013), within the Effsys2 and Effsys+ research program and was named Distributed Thermal Response Test (DTRT).

Knowing the thermal conductivity allows for a more detailed evaluation of parameters such as the number of boreholes, their depth and the distance between the boreholes, and thereby facilitating to optimize the system. However, TRTs are spatially limited to the location of the borehole with a test radius of about 1 to 2 m (3.3 to 6.6 ft).

The use of geostatistical methods was suggested by Raymond et.al. (2017) with the objective of spatially extending TRT assessments beyond the test borehole on an urban district scale. The method, relying on stochastic simulations, has been performed in Greater Stockholm, Sweden, to map the subsurface thermal conductivity of the region based on the TRT and DTRT measurements from the company Bengt Dahlgren Geoenergi. Similar methodology has been used as for the first application of the method made in the St. Lawrence Lowlands geological provinces of Canada (Lorenzo et. al. 2016; Raymond et.al. 2017), with a few improvements. The bedrock map to be found in the

Malin Malmberg (malin.malmberg@bengtdahlgren.se) is a civil engineer at Bengt Dahlgren Geoenergi, Jasmin Raymond and Erwan Gloaguen are professors at Institut national de la recherche scientifique, Lorenzo Perozzi is a postdoctoral fellow at Institut national de la recherche scientifique, Claes Mellqvist is geologist and Gerhard Schwarz is a geophysicist at the Geological Survey of Sweden and José Acuña is GSHP specialist at Bengt Dahlgren Geoenergi and researcher at KTH Royal Institute of Technology.

Geological Survey of Sweden (SGU) database (SGU, 2018) is used in the simulations as a background raster to account for the geology of the area. It should be emphasized, as pointed out by Raymond et al. (2017), that the method does not replace TRTs, but it can be an alternative to anticipate TRTs reducing uncertainty in geothermal feasibility studies.

Based on the available TRT and DTRT data measured in situ, the resulting map partly reflects bulk thermal conductivity of the subsurface on the macro scale. A map of the ground thermal conductivity of the Greater Stockholm earlier developed by SGU (Schwarz et al. 2010, Erlström et al. 2016) and an upgraded version (SGU, unpublished) primarily describes the micro-scale. The SGU map was compiled from laboratory data that were obtained by the method of thermal conductivity scanning (TCS: Popov et al. 1999) and modal analysis of surface rock specimen in the area to evaluate mineralogy and calculate thermal conductivity according to the volume fraction of minerals. Schwarz et al. (2010) classified the thermal conductivity of the bedrock in five groups, from 2.5 to $>4.5 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$ (1.4 to $> 2.6 \text{ Btu hr}^{-1} \text{ ft}^{-1} \text{ }^{\circ}\text{F}^{-1}$), based on the bedrock map (scale: 1:50 000) of the Stockholm region (Persson et al. 2001).

The map obtained from geostatistical simulations based on in situ thermal conductivity data (macro scale) and the map earlier derived by SGU drawn from TCS and modal data are compared and their features are discussed.

METHODOLOGY

The subsurface thermal conductivity was initially evaluated in situ with TRTs or DTRTs. For this project TRT and DTRT results have been used from ongoing installations in the Stockholm area and being performed by Bengt Dahlgren AB. Fifteen tests (TRT and DTRTs) have been completed by Bengt Dahlgren AB by the time this study was done. These were performed in the Stockholm region and are the ground for the work presented in this paper. All tests have been carried out under controlled conditions with a known and constant water flow and heat injection rate, as recommended by national and international best practices. The power is supplied to the boreholes through the heat carrier fluid circulated in the BHE with a constant flow rate. The effective thermal conductivity of the ground and the borehole resistance was determined from the continuous measurements of the temperature of the circulating fluid at the inlet and outlet of the collector.

The rock thermal conductivity map was achieved with interpolation using sequential Gaussian simulations (SGS: Goovaerts 1997). A Cartesian grid over the study area (527 km²; 130 224 acres) was initially created to divide the area in 53 000 cells with a cell size of $100 \times 100 \text{ m}$ ($328 \times 328 \text{ ft}$). When performing the SGS algorithm, a random path visiting all the cells is created, as illustrated in Figure 1. Cells containing known thermal conductivity data from in situ TRTs are considered static. Along the random path, new cells are selected and assigned interpolated simulated value estimated by simple kriging under Gaussian hypothesis. The simulated values are then used as conditioning data. The map data are complete when all cells have been visited once and the algorithm assures the simulations to be spatially correlated. For one set of input parameters, multiple realizations can be generated by using different random paths and random seeds (Figure 1).

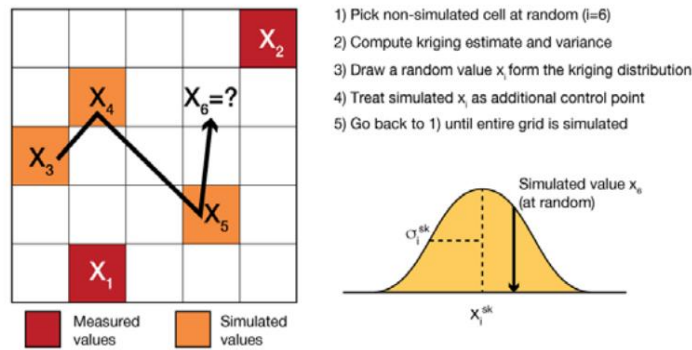


Figure 1 Schematic illustration of the SGS algorithm used to simulate the distribution of host rock thermal conductivity (Perozzi et al. 2016).

The SGS is a variogram based algorithm. The variogram informs about the spatial variability of the studied data and their distance correlation. As a limited amount of static data (in situ TRT assessments) was used for the simulations in this project, it was difficult to calculate the variogram and to know how the data correlates with distance. Hence three different variogram models were used. The three different variogram models (Table 1) have been consequently used to obtain a spectrum of potential variance of the subsurface thermal conductivity in the studied area: ordinary variance, extreme variance and smooth variance. The different variograms were created by changing the range, which corresponds to the maximal distance where a correlation can be observed of the studied variable. The maps can, however, be updated when a relevant amount of new measured data will be collected.

The assumptions made was that Scenario 1, with the “ordinary variance”, is the scenario with the highest probability to describe the spatial variability in the area, while Scenario 3, with a very smooth variance has a lower probability as the geology is not expected to be continuous with distance. The different scenarios were hence indirectly weighted by performing a larger number of realizations for Scenario 1 and fewer for Scenario 3. An exponential model and an azimuth angle of 110° (defining an anisotropy ellipsoid) were used in all three scenarios. The azimuth angle was chosen owing to the geological structures observed in the northern part of the studied area (Figure 2).

Table 1. The Three Variogram Models Used for The Geostatistical Simulations

Parameter	Scenario 1 (ordinary variance)	Scenario 2 (extreme variance)	Scenario 3 (smooth variance)
Model	Exponential	Exponential	Exponential
Range 1 [m] (ft)	10 000 (32 808)	5 000 (16 504)	15 000 (49 212)
Range 2 [m] (ft)	6 000 (19 685)	3 000 (9 842)	10 000 (32 808)
Azimuth [degrees]	110	110	110
# of realizations	500	300	200

The bedrock geology in the Stockholm region mainly consists of intrusive granitic rock and a metamorphic metagraywacke of sedimentary origin. Based on the bedrock geology, regions were created dividing the lithologies in the two groups: granitic rocks and metagraywacke (Figure 2). Triangular distributions of the thermal conductivity of granite and metagreywacke were assigned to reproduce the characteristics to the region. The thermal conductivity for granite varies between 2.9-4.2 W m⁻¹ K⁻¹ (1.7-2.4 Btu hr⁻¹ ft⁻¹ °F⁻¹) with a mean value of about 3.5 W m⁻¹ K⁻¹ (2.0 Btu hr⁻¹ ft⁻¹ °F⁻¹) (Nordell 1994). The thermal conductivity specified for the triangular distribution of the granitic rocks in the area was averaged to a value of 3.5 W m⁻¹ K⁻¹ (2.0 Btu hr⁻¹ ft⁻¹ °F⁻¹), assuming a range of 2.0 - 4.5 W m⁻¹ K⁻¹ (1.2-2.6 Btu hr⁻¹ ft⁻¹ °F⁻¹). The average for the metagreywacke was taken as 3.0 W m⁻¹ K⁻¹ (1.7 Btu hr⁻¹ ft⁻¹ °F⁻¹) with a range of 1.5 - 4.0 W m⁻¹ K⁻¹ (0.9-2.3 Btu hr⁻¹ ft⁻¹ °F⁻¹). The simulations were performed within the region with respect to the

triangular distributions. Hence, two simulations were required, one for granitic rocks and one for metagreywacke, which were later merged together. A moving average was calculated as a postsimulation within a 200 m width using spatial filtering to smooth edging effects between the regions (Figure 2; white areas).

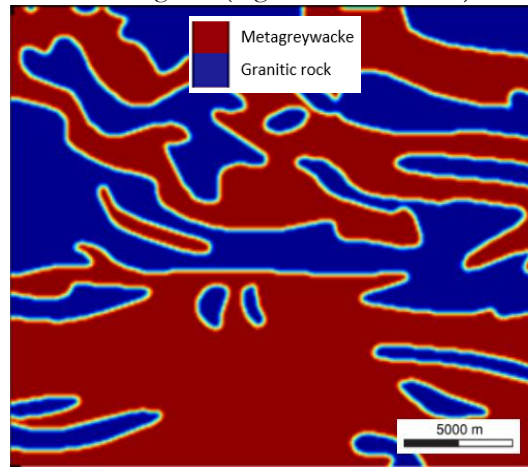


Figure 2 Grouped lithologies, metagraywacke and granitic rocks, used for the SGS in the studied region of Greater Stockholm (21.5 × 24.5 km).

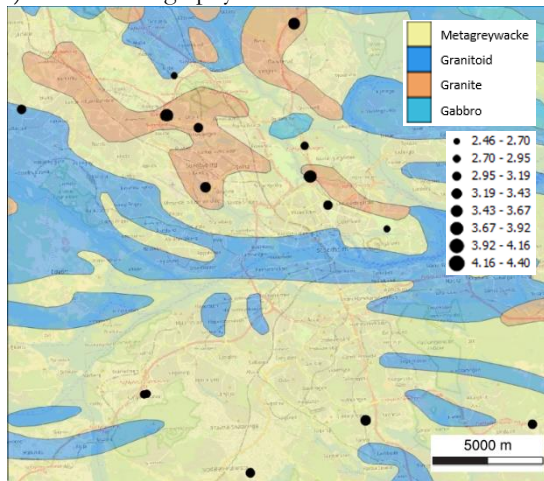
In total, 1 000 realizations were simulated, considering indirect weighting of the three scenarios. Scenario 1, Scenario 2 and Scenario 3 were assigned 500, 300 and 200 realizations, respectively (Table 1). The result obtained is 1 000 equiprobable maps showing the distribution of the host rock thermal conductivity. Based on these, the total mean and total variance was calculated.

Finally, the generated maps were compared to those produced by the Geological Survey of Sweden (SGU). These maps were compiled from laboratory data obtained by thermal conductivity scanning (TCS: Popov et al. 1999) and modal analysis of surface rock specimens of the area.

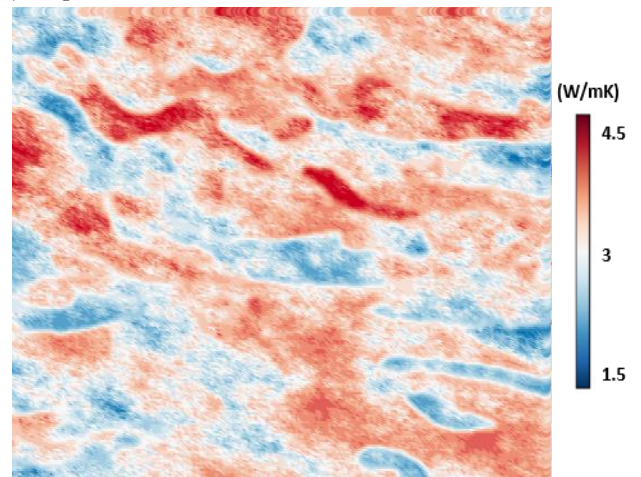
RESULTS

The geostatistical method described above was used to spatially extend the thermal conductivity of the subsurface host rock in a 527 km² (130 224 acres) area of Greater Stockholm (Figure 3a). The results are shown in 53 000 pixels, each covering 100 × 100 m (328 × 328 ft). One thousand equiprobable realizations have been produced, divided as three scenarios with three different variances. Figure 3b, 3c and 3d show the result of single stochastic realizations of scenarios 1, 2 and 3, respectively. Figure 3e and 3f present the mean and the standard deviation of the 1 000 realizations, respectively. It can be noticed that for all scenarios, and for the mean of the 1 000 realizations, the thermal conductivity is higher in the areas associated to granitic rock, especially in the northern regions. This is due to the bedrock geology which was used as a background raster in the simulations. There is also a higher number of values of high thermal conductivity in the northern areas from the static in situ TRT measurements. Comparing the three single realizations in Figure 3b, 3c and 3d (Scenarios 1, 2 and 3), it can be observed that the result is smoothest for Scenario 3, while the variance is highest for Scenario 2, a result of the different ranges applied for the variograms in each Scenario (Table 1). One single value affects the neighboring cells in the SGS depending on the chosen range for the variogram.

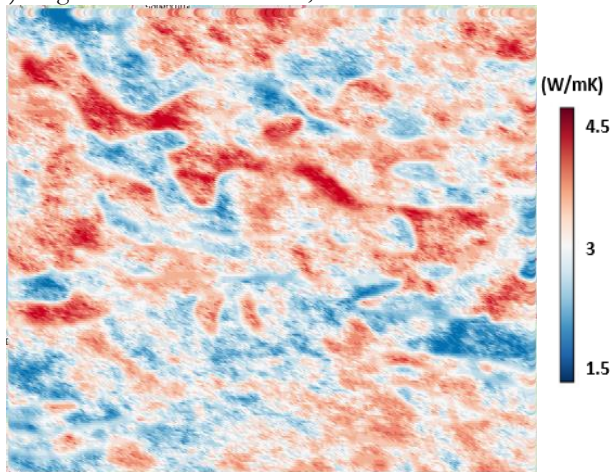
a) Thermostratigraphy and static TRT data



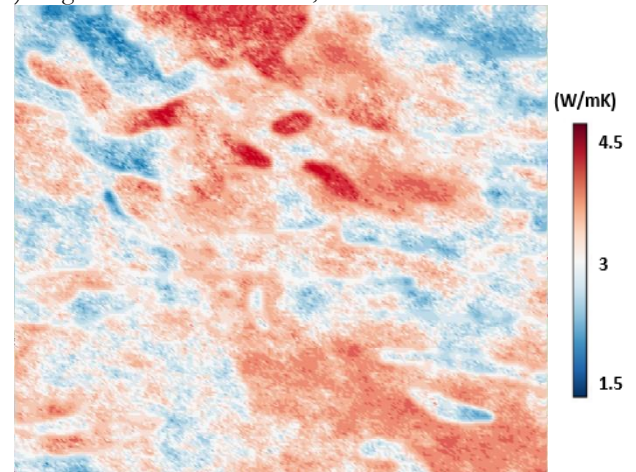
b) Single stochastic realization, Scenario 1



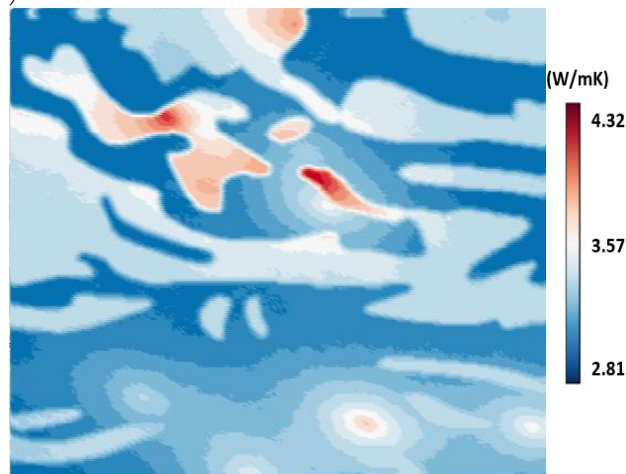
c) Single stochastic realization, Scenario 2



d) Single stochastic realization, Scenario 3



e) Mean from 1000 realizations



f) Standard deviation from 1000 realizations

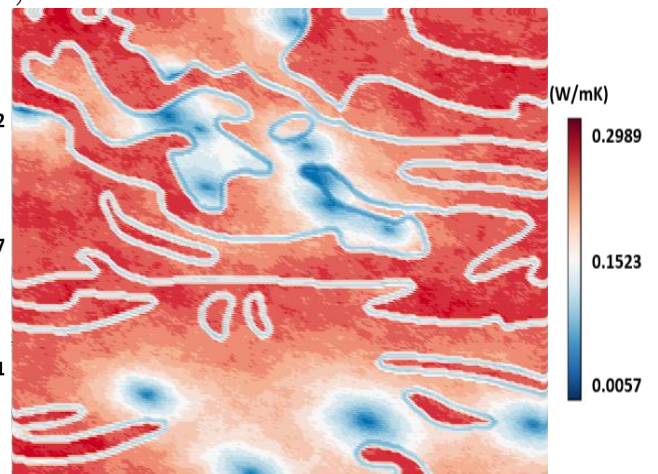


Figure 3 Sequential Gaussian simulations of the bedrock thermal conductivity in Greater Stockholm (21.5×24.5 km).

Results of an earlier map developed by SGU (unpublished) is shown in Figure 4. The map was originally prepared for the Greater Stockholm area (2500 km²) but was cropped to the area considered for the geostatistical simulations to allow a direct comparison for this study (527 km²; 130 224 acres). The point map shows data resulting from laboratory TCS evaluation and modal analysis of rock samples. The map includes a classification of the subsurface host rock from 2.4 to ≥ 4.5 W m⁻¹ K⁻¹ (1.4 to >2.6 Btu hr⁻¹ ft⁻¹ °F⁻¹) divided as five groups or thermal subunits. The range of the classes is based on the bedrock map over the Stockholm region showing the mineral distribution in the area (Persson et al. 2001).

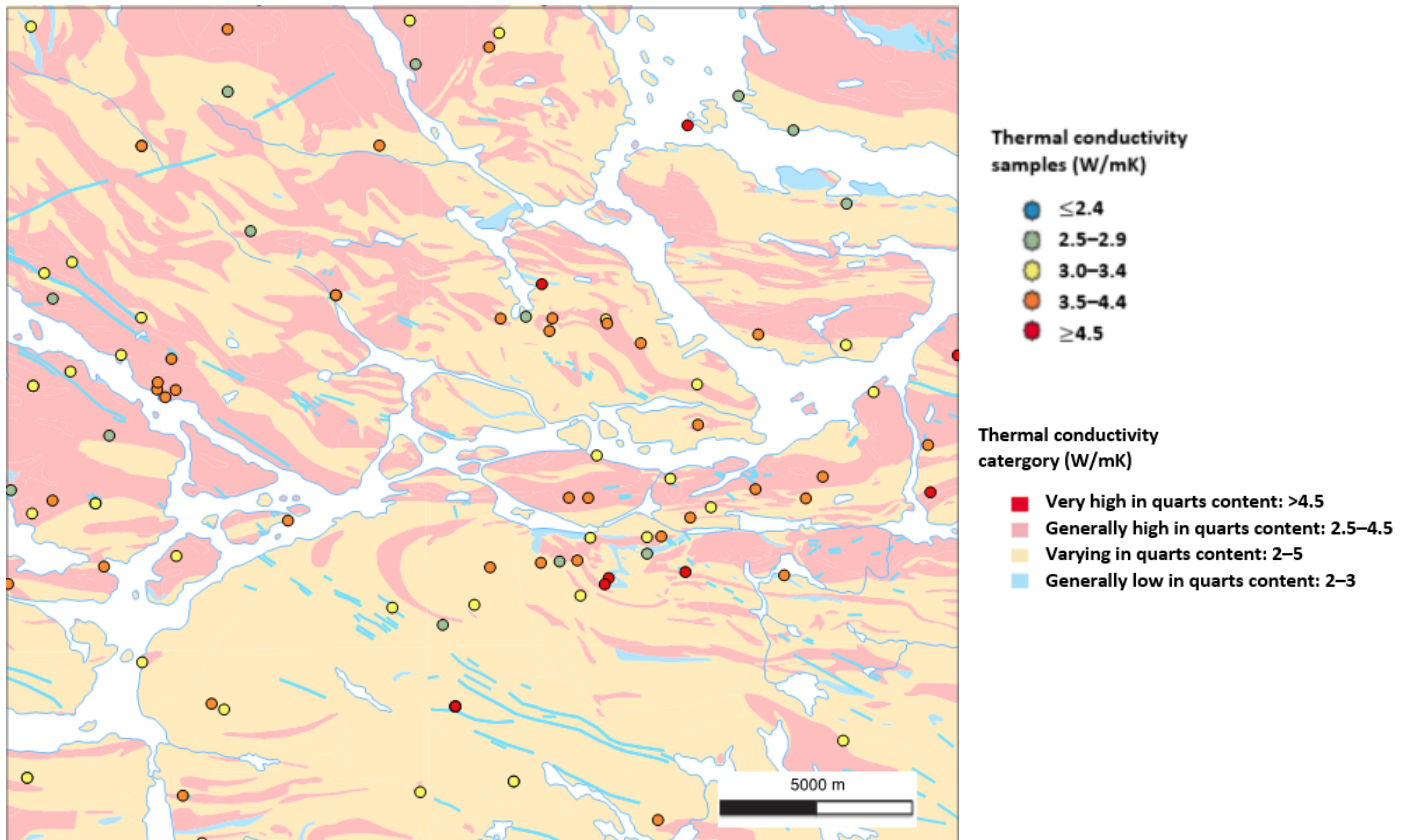


Figure 4 Point map of bedrock thermal conductivity in Greater Stockholm (21.5 × 24.5 km) evaluated from laboratory analysis by SGU (unpublished data) and plotted over thermal conductivity groups based on the geological map of Persson et al. (2001).

DISCUSSION

The resulting geostatistical map from Scenario 1 (Figure 3b), assumed to be the scenario with the highest probability to explain the spatial variance in the area, has been combined with the SGU thermal conductivity point map (Figure 4) to allow comparison (Figure 5). The range for the thermal conductivity differ between the two maps when comparing Figure 4 and Figure 5. This is because the triangular distributions of the thermal conductivity of granite and metagreywacke assigned for the two categories and used for the geostatistical simulations (Figure 5) differ from the geological categories used for the SGU map (Figure 4). Some correlations can be seen, regardless of this factor, when comparing areas with high and low thermal conductivity. Higher values are observed in the north of the map compared to the southern parts.

Factors affecting the field scale mapping with in situ assessments, such as groundwater flow, permeability and structural deformation of the bedrock can influence the resulting thermal conductivity distribution, which was not considered to develop the SGU point map. Results illustrated by the SGU map are micro-scale variations based on thermal conductivity data measured directly on rock samples or calculated from mineral composition determined under the microscope. The SGU data include important information regarding the mineralogy and distribution of different rock types and is based on a large quantity of laboratory analysis available at SGU. In situ TRTs, on the other hand, result in the effective thermal conductivity, which includes the impact of external factors - although TRT analysis is normally performed assuming heat transfer by conduction only. Thereby, a TRT result does not present the thermal conductivity of a specific rock sample but a mean or bulk value including many influencing factors along an entire borehole, though the effective rock volume is limited. Further work has to be done to adequately compare in situ TRTs with laboratory measurements and evaluate the field scale effects that is associated to the maps.

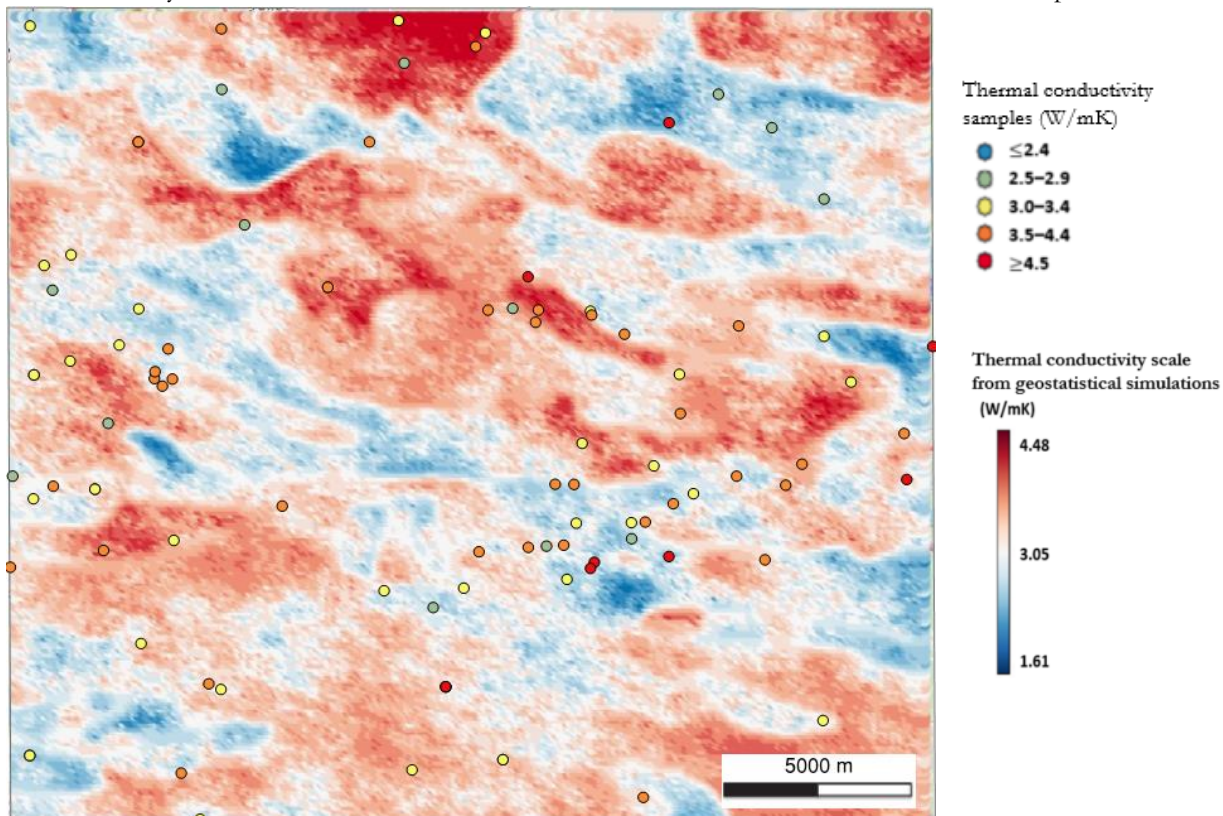


Figure 5 Combined bedrock thermal conductivity map of Greater Stockholm (21.5 × 24.5 km) with superposition of a SGS realization based on in situ TRTs (scenario 1) as transparent on top of the point map derived from SGU laboratory analysis (Schwarz et al. 2010, SGU, unpublished).

CONCLUSIONS

An attempt to map the distribution of subsurface thermal conductivity is presented in this study for the Stockholm region, based on geostatistical simulations using the methodology suggested by Raymond et al. (2017). The proposed method was improved by using the bedrock geological map available from SGU as a background information for the SGS simulations of TRT data. In a separate study, SGU had earlier developed a point map from laboratory analysis of surface rock samples evaluated with TCS and modal analysis over the Greater Stockholm (Schwarz et al. 2010).

In situ TRTs and the analyses of hand specimens are spatially limited to individual boreholes and rock samples, respectively. This is a limitation for the GSHP industry as repeating TRTs or outcropping bedrock accessible for collecting samples are required. Using interpolation methods from geographically unevenly distributed TRTs or hand specimen samples to illustrate variations in the bedrock can help to picture large-scale distribution of thermal conductivity but may not be adequate to identify its local heterogeneities. Thermal conductivity is linked to microscopic variation of mineral content observed in rock specimens, but also to macro effects, like, e.g., the groundwater flowing in the bedrock. Both mapping approach, from geostatistical simulations and modal and TCS analysis, are based on the geology of Stockholm available from SGU. The final projections are thereby considering the different boundaries of the bedrock distribution.

The two map types were derived from different approaches and map scales that could be combined to improve the quality and reliability of the maps. The classification made by SGU for the thermal conductivity for different regions could be used as a background raster for new geostatistical simulations. In addition, an increased number of TCS and modal data would enable calibration of the mineral distribution and additional information could be gained addressing field scale effects of thermal conductivity measurement.

In this paper, three variogram scenarios for thousand realizations obtained from the geostatistical simulations were presented. Some maps could show an equiprobable higher difference in thermal conductivity to the map developed by SGU, while other show a lower difference. Comparing the three different scenarios presented in Figure 3 (b, c and d) changes in the variogram model result in different map variances. An increased number of TRT data could improve the variogram model used for the geostatistical simulations which would increase the reliability of the maps.

Subscripts

<i>DTRT</i>	=	Distributed thermal response test
<i>GSHP</i>	=	Ground source heat pump
<i>SGS</i>	=	Sequential Gaussian Simulation
<i>TCS</i>	=	Thermal conductivity scanning
<i>TRT</i>	=	Thermal response test

REFERENCES

- Acuña, J. 2013. *Distributed thermal response tests – New insights on U-pipe and Coaxial heat exchangers in groundwater-filled boreholes*. KTH Royal Institute of Technology, Division of Applied Thermodynamic and Refrigeration, Stockholm.
- Erlström, M., C. Mellqvist, G. Schwarz, M. Gustafsson and P. Dahlqvist. 2016. *Geologisk information för geoenergianläggningar: en översikt*. Sveriges geologiska undersökning, SGU rapport 2016:16, 56 p.
- Fujii, H., H. Okubo and R. Itoi. 2006. *Thermal Response Tests Using Optical Fiber Thermometers*. GRC Transactions 30: 545–51.
- Geological Survey of Sweden, SGU. 2018. *Berggrund 1:1 miljon*. <https://www.sgu.se/produkter/geologiska-data/vara-data-per-amnesomrade/berggrundsgeologiska-data/berggrund-11-miljon/>
- Goovaerts, P. 1997. *Geostatistics for Natural Resources Evaluation*. New York, USA: Oxford University Press.
- Nordell, "Borehole heat store design optimization," Luleå University of Technology, Luleå, 1994.
- Perozzi, L., J. Raymond, S. Asselin, E. Gloaguen, M. Malo and C. Bégin. 2016. *Simulation géostatistique de la conductivité thermique: Application à une région de La communauté métropolitaine de Montréal*. Quebec City, Canada: Institut national de la recherche scientifique - Centre Eau Terre Environnement, R1663, <http://espace.inrs.ca/3374/1/R001663.pdf>.
- Persson, L., Sträng, M. & Antal, I. 2001. *Bedrock map 101 Stockholm, scale 1:100 000*. Sveriges geologiska undersökning Ba 60.
- Popov, Y.A., Pribnow, D.F.C., Sass, J.H., Williams, C.F. & Burkhardt, H. 1999. *Characterization of rock thermal conductivity by high-resolution optical scanning*. Geothermics 28, 253–276.

- Raymond, J., M. Malo, L. Lamarche, L. Perozzi, E. Gloaguen, C. Bégin. 2017. *New methods to spatially extend thermal response test assessments*. IGSHPA Technical/Research Conference and Expo. Denver, United States: 256-265. March 14-16.
- Schwarz, G., Göransson, M., Tunholm, B. & Förster, A. 2010. *Mapping thermal conductivity of the Swedish bedrock*. 29th Nordic Geological Winter Meeting, Oslo. NGF abstracts and proceedings 1, s. 177.

ARCTIC CIRCLE PRECONFERENCE WORKSHOP

ENERGY IN THE ARCTIC - A FIRST-HAND PERSPECTIVE

OCT 12, 2017 – WORKSHOP AT REYKJAVIK UNIVERSITY

10:00 SESSION 1

- | | | |
|----|----------------------|---|
| 1. | HR | Prof. Ari Kristinn Jónsson, Rector |
| 2. | Société du Plan Nord | Robert Sauvé, President |
| 3. | Landsvirkjun | Dr. Oli Gretar Sveinsson, Executive Vice President |
| 4. | HR | Dr. Juliet Newson <i>Iceland School of Energy Activities.</i> |

11:00 COFFEE & TEA

11:30 SESSION 2:

- | | | |
|----|---------------------|--|
| 5. | Hydro-Québec | Dr. Hakim Nesreddine <i>Integrated Energy Systems for Off-Grid Arctic Regions.</i> |
| 6. | Iceland Met Office | Dr. Árni Snorrason <i>Climate and energy resources – opportunities and risks.</i> |
| 7. | INRS | Prof. Jasmin Raymond <i>Developing geothermal technologies in Nunavik.</i> |
| 8. | Makivik Corporation | Adamie Delisle Alaku <i>Developing Nunavik the Inuit way, Innovative approaches to sustainability.</i> |

12:30 LUNCH BREAK

14:00 SESSION 3

- | | | |
|-----|-----------------------------|--|
| 9. | INRS | Prof. Taha Ouarda <i>Analysis of renewably-powered desalination and water treatment in remote areas.</i> |
| 10. | U. Laval | Prof. René Therrien <i>Groundwater flow modeling in the Arctic.</i> |
| 11. | Institut Nordique du Québec | Prof. Louis Fortier, the scientific director of INQ <i>Institut Nordique du Québec and its role in Nordic development.</i> |
| 12. | INRS | Dr. Maxime Claprood <i>Stochastic reservoir modeling with limited wells and surface geophysical data.</i> |

15:00 COFFEE & TEA

15:30 SESSION 4:

- | | | |
|-----|--------|---|
| 13. | HR ISE | Peter Betlem <i>3D thermo-baric modelling of central Spitsbergen: implications for gas hydrate occurrence and geothermal potential.</i> |
| 14. | HR ISE | Laurentiu Lucian Anton <i>Developing an algorithm for the optimization of transmission branches with Snæfellsnes as a case study.</i> |
| 15. | HR ISE | Enzo Adrianus Johannes Diependaal <i>Modeling for Isolated (Arctic) Mining and Utility Grids</i> |

16:30 FINISH



Le potentiel de production de chaleur géothermique au nord du 49^e parallèle; travaux issus d'une première campagne terrain

Jasmin Raymond¹, Mafalda M. Miranda¹, Nicolò Giordano¹, Inès Kanzari¹, Chrystel Dezayes²,

¹INRS - Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, Québec, Canada

²BRGM – Bureau de recherches géologiques et minières, Orléans, France

Production et utilisation de la chaleur dans le Nord du Québec

Communautés

- ~50 % de l'énergie consommée est utilisée pour le chauffage des bâtiments et de l'eau
- Chaleur principalement produite par la combustion du diesel
- 0.16 \$/kWh thermique considérant un prix du diesel à 1.4 \$/L

Mines

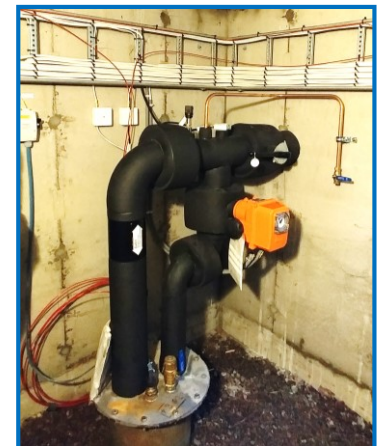
- Parfois besoin de chauffer les galeries souterraines
- Chaleur produite à l'aide de combustibles fossiles et/ou récupérée des alternateurs
- 0.06-0.29 \$ dépensé en chauffage par tonne de minerai extrait (MERN, 2016)



Les alternatives au diesel

Production de chaleur

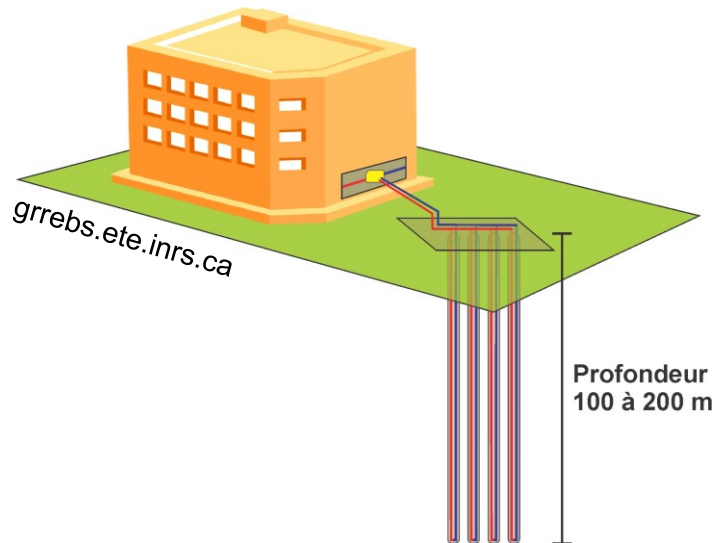
- Combustion des déchets
- L'énergie géothermique
 - Pompe à chaleur géothermique (superficiel)
 - Stockage thermique souterrain (superficiel)
 - Système géothermique ouvragé (profond)



Types de ressources et systèmes géothermiques envisagés

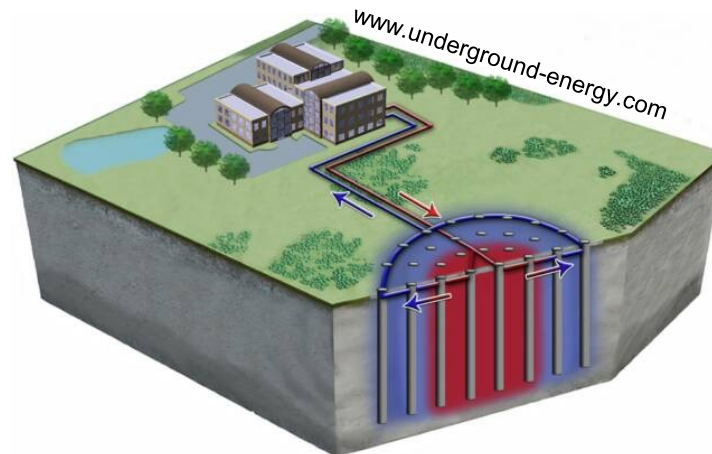
Pompe à chaleur géothermique

- Absorption (combustible)
- Électrique + Solaire PV
- Échangeurs de chaleur (100-200 m)
- Basse température (-10 à 10 °C)



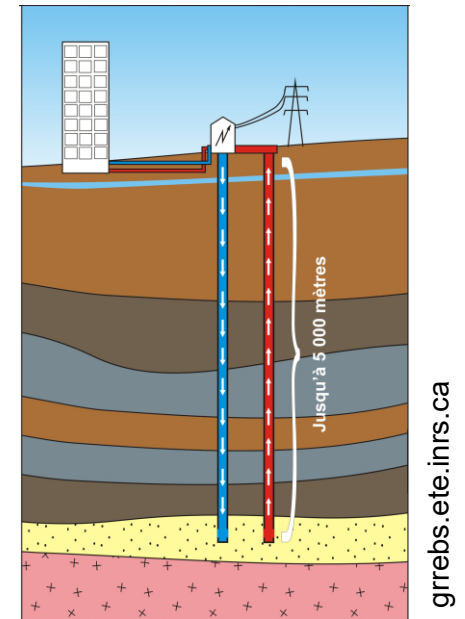
Stockage thermique souterrain

- Saisonnier
- Solaire thermique/PV
- Échangeurs de chaleur (30-50 m)
- Température modérée (10 à 50 °C)



Système géothermique ouvragé

- Stimulation hydraulique
- Puits profonds (3 – 5 km)
- Température élevée (50 à 100 °C)

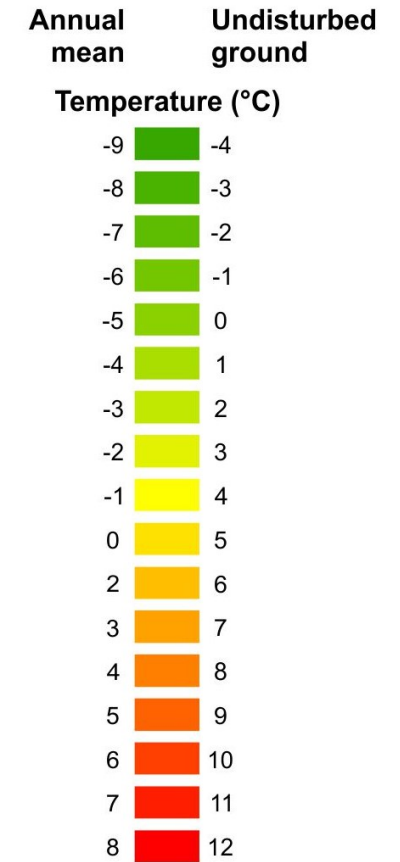
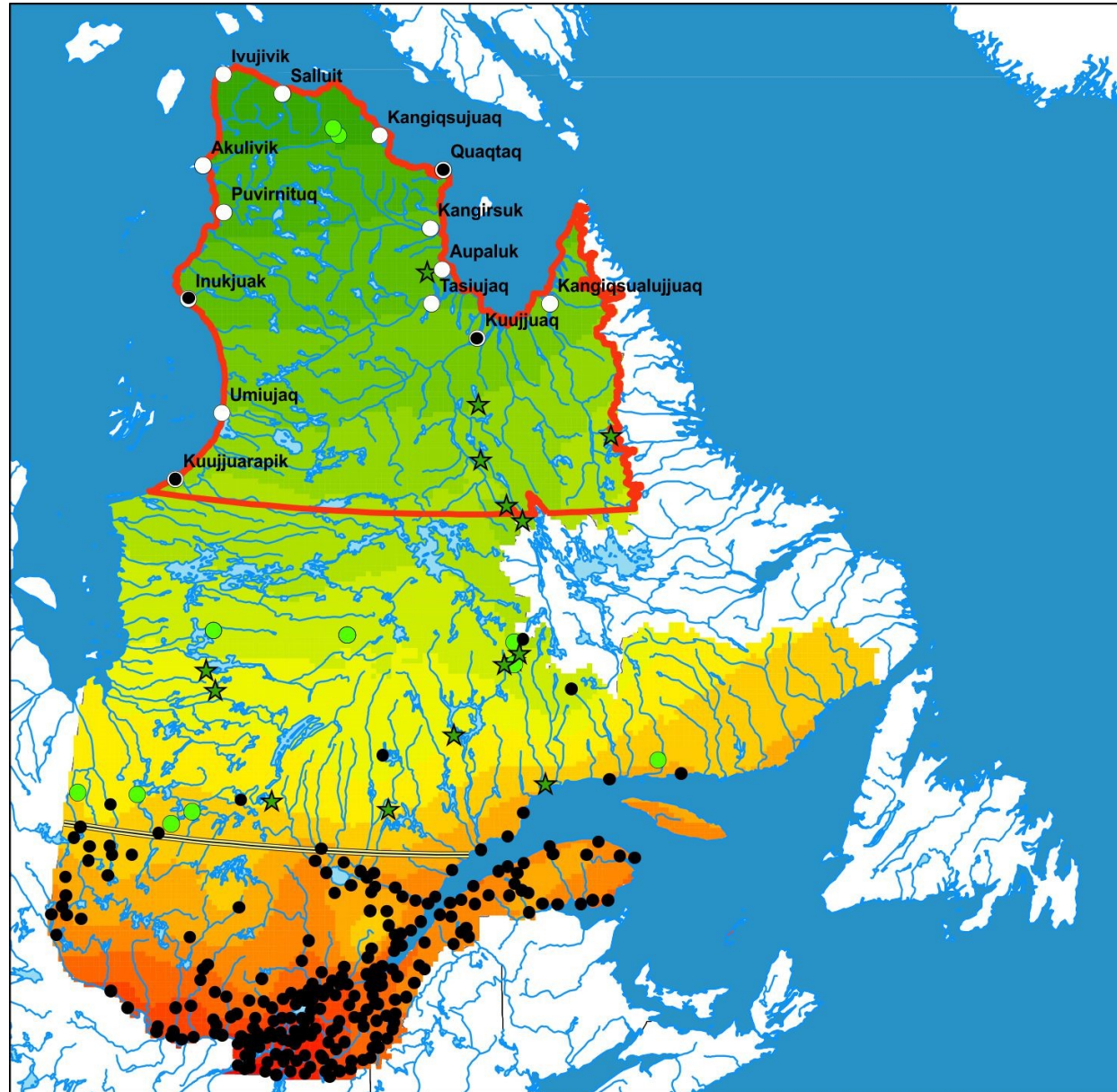


Contexte climatique

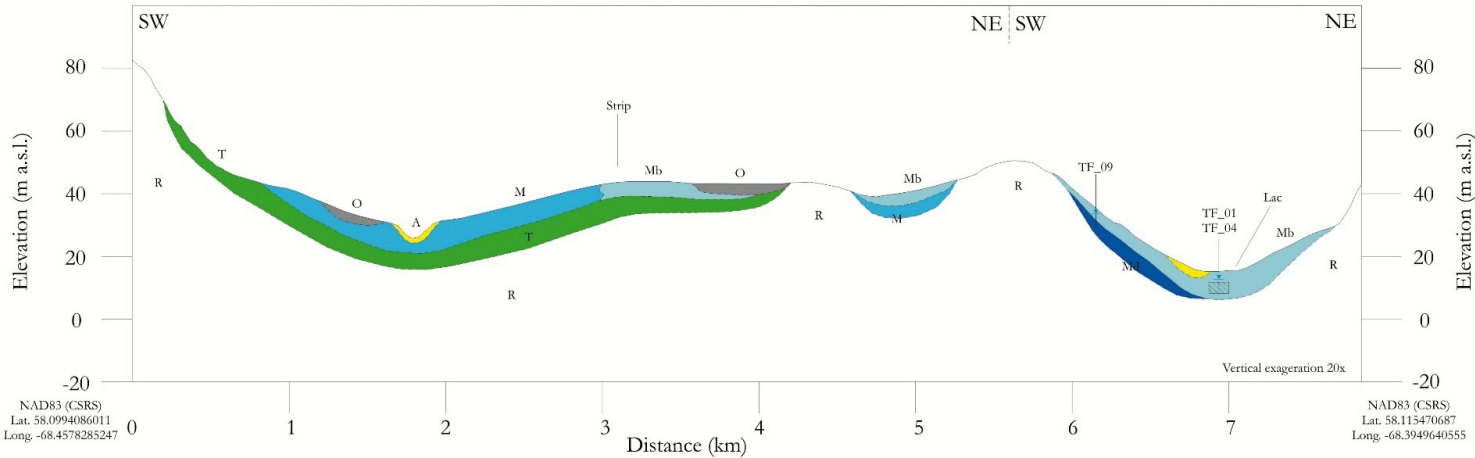
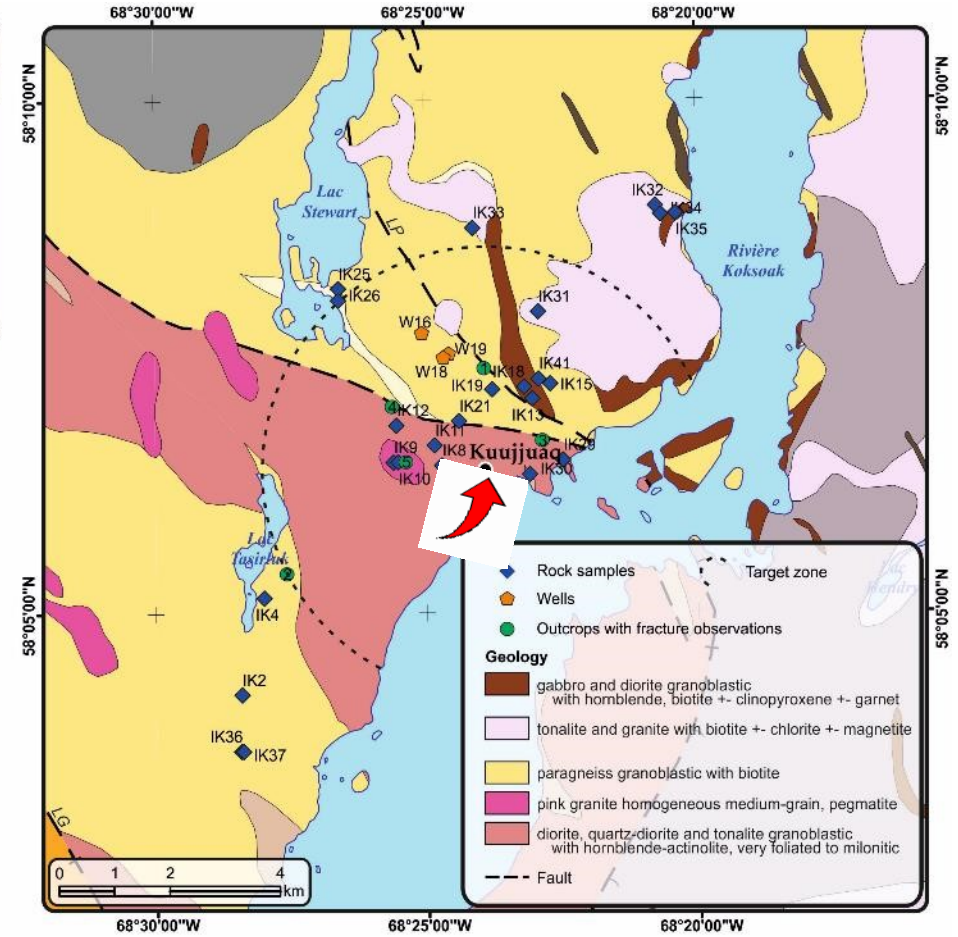
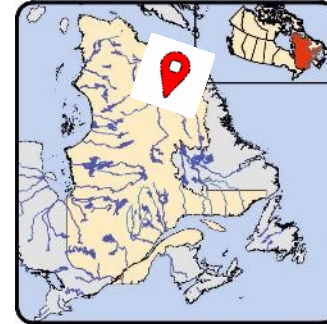
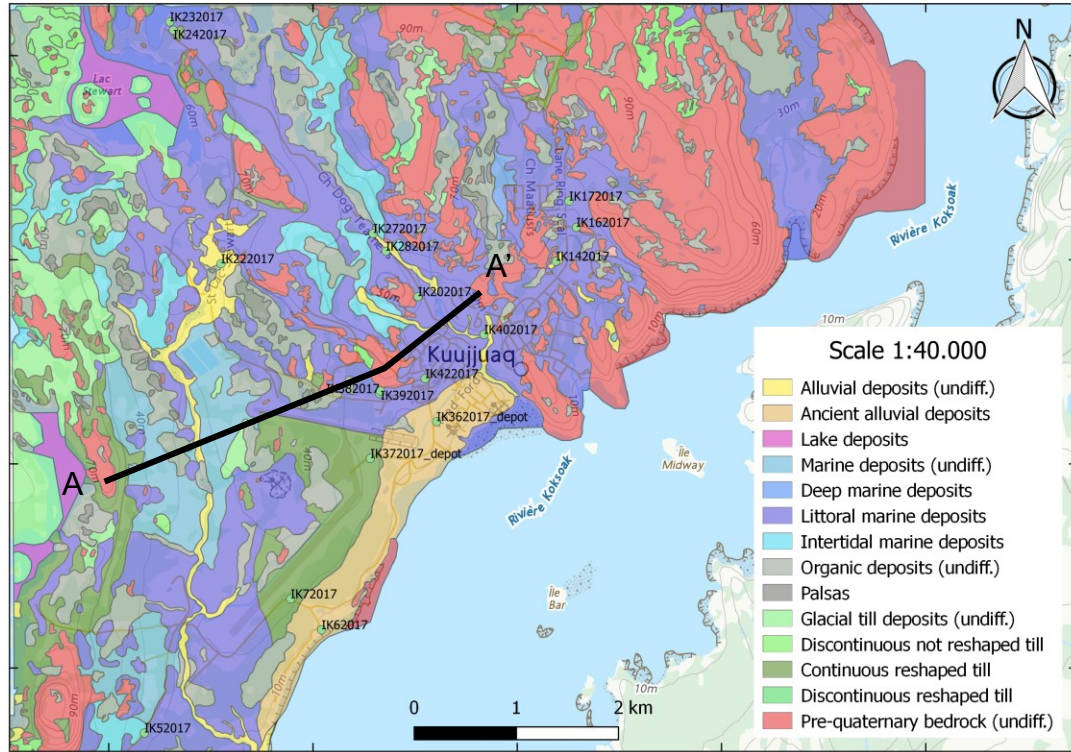
Comeau et al. (2017)

Legend

- Northern villages
- Active mines
- ★ Mining projects
- Weather stations
- 49th parallel North
- Limits of the territory of Nunavik



Contexte géologique



Méthodologie - potentiel géothermique

Systemes superficiels

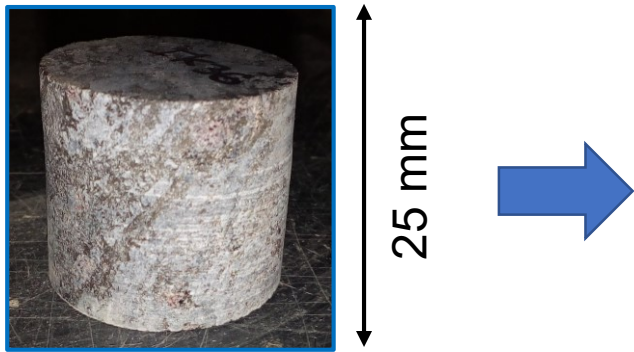
- Sondages géophysiques (pergélisol)
- Essais de perméabilité
- Échantillonnage du roc et des dépôts meubles
- Analyse de laboratoire (conductivité et capacité thermique)
- Mesure de la température du sous-sol
- Simulation de l'opération de systèmes types



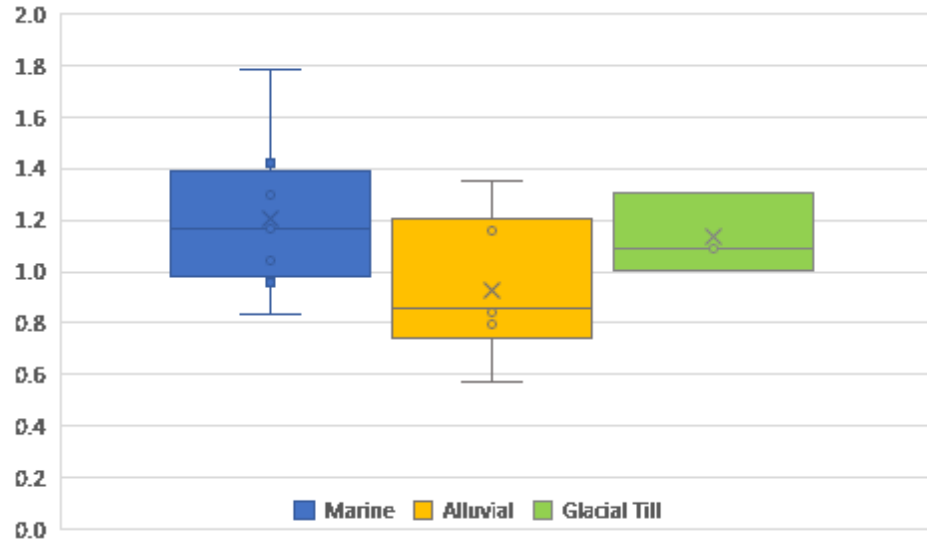
Méthodologie - potentiel géothermique

Ressources profondes

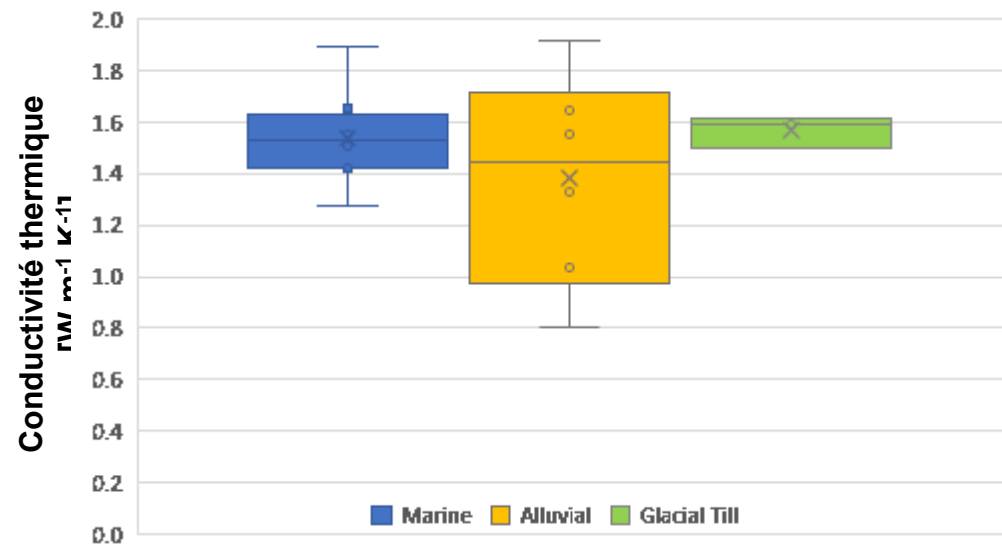
- Mesure de profils de température
- Caractérisation des réseaux de fractures du roc
- Échantillonnage du roc
- Analyse de laboratoire (conductivité et capacité thermique, porosité)
- Extrapolation des profils de température
- Simulation de l'opération de systèmes types



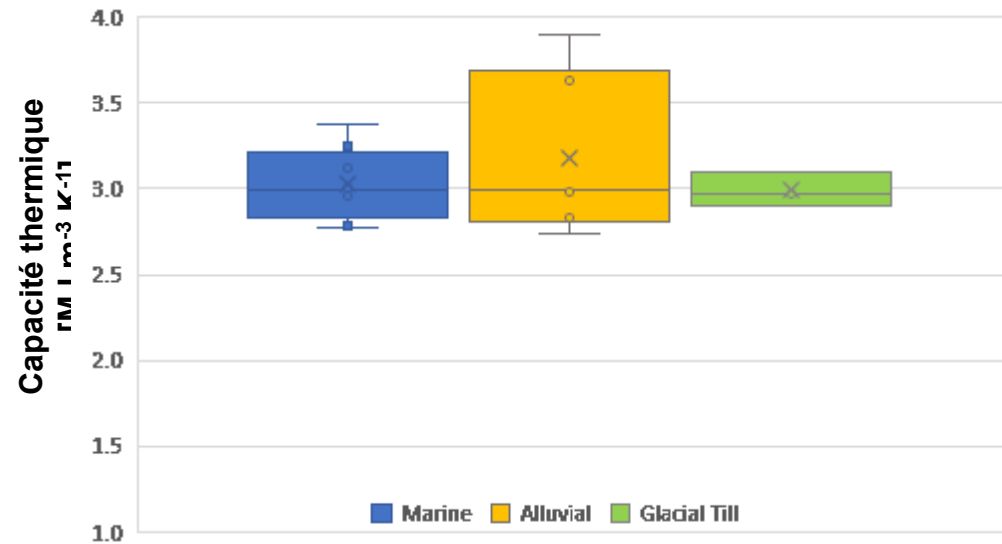
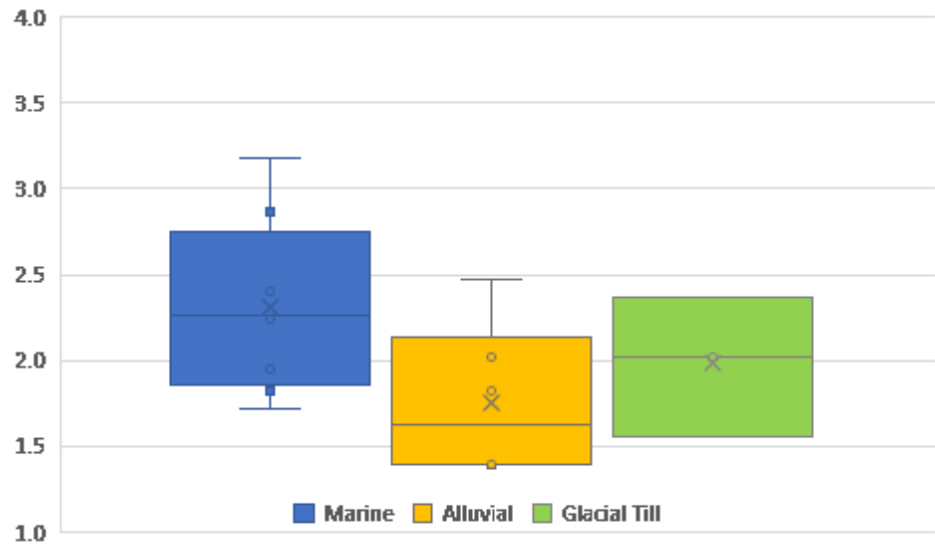
Propriétés thermiques – Dépôts meubles



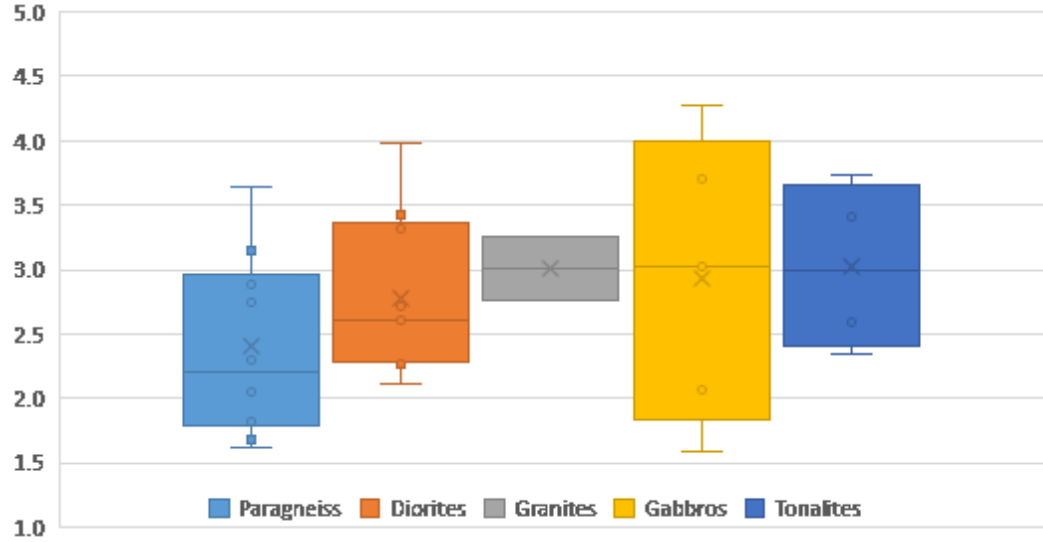
In situ



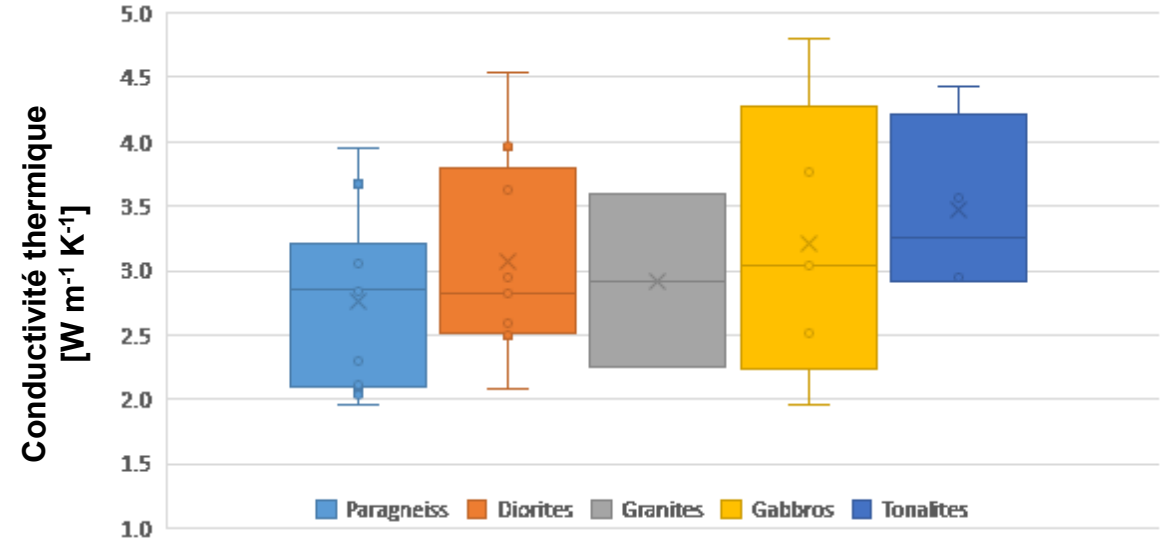
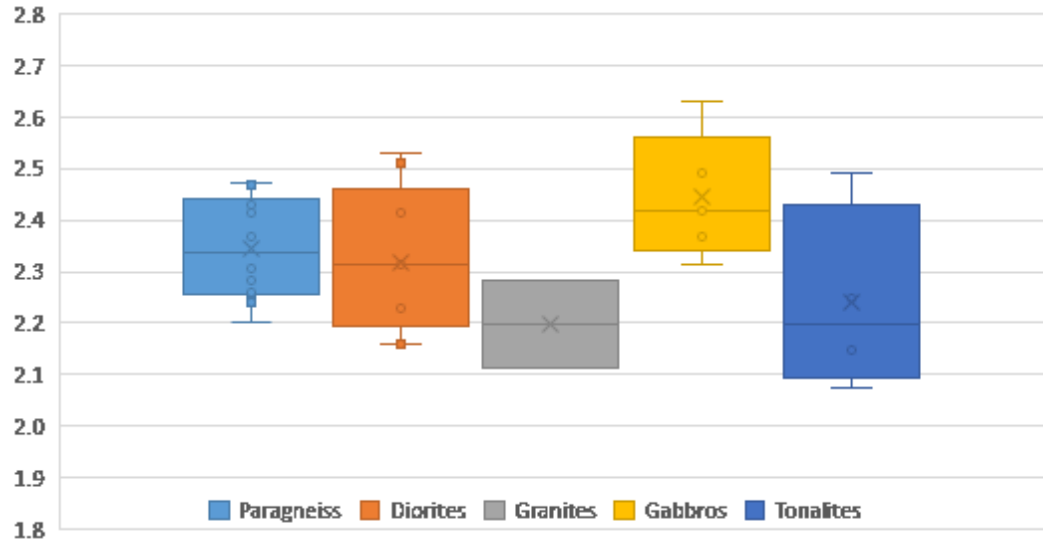
Saturé en eau



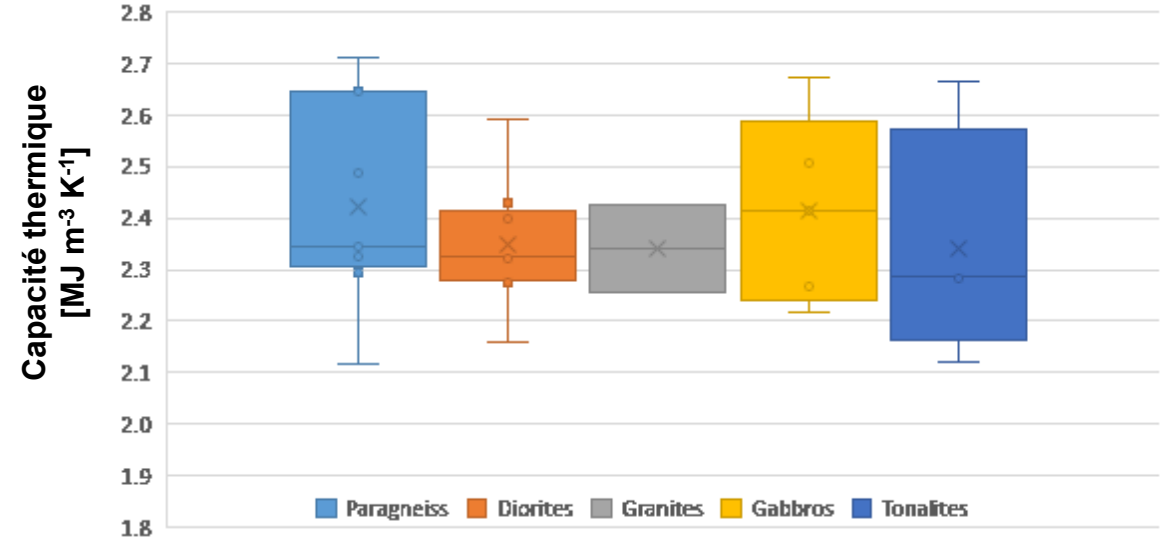
Propriétés thermiques – Roc



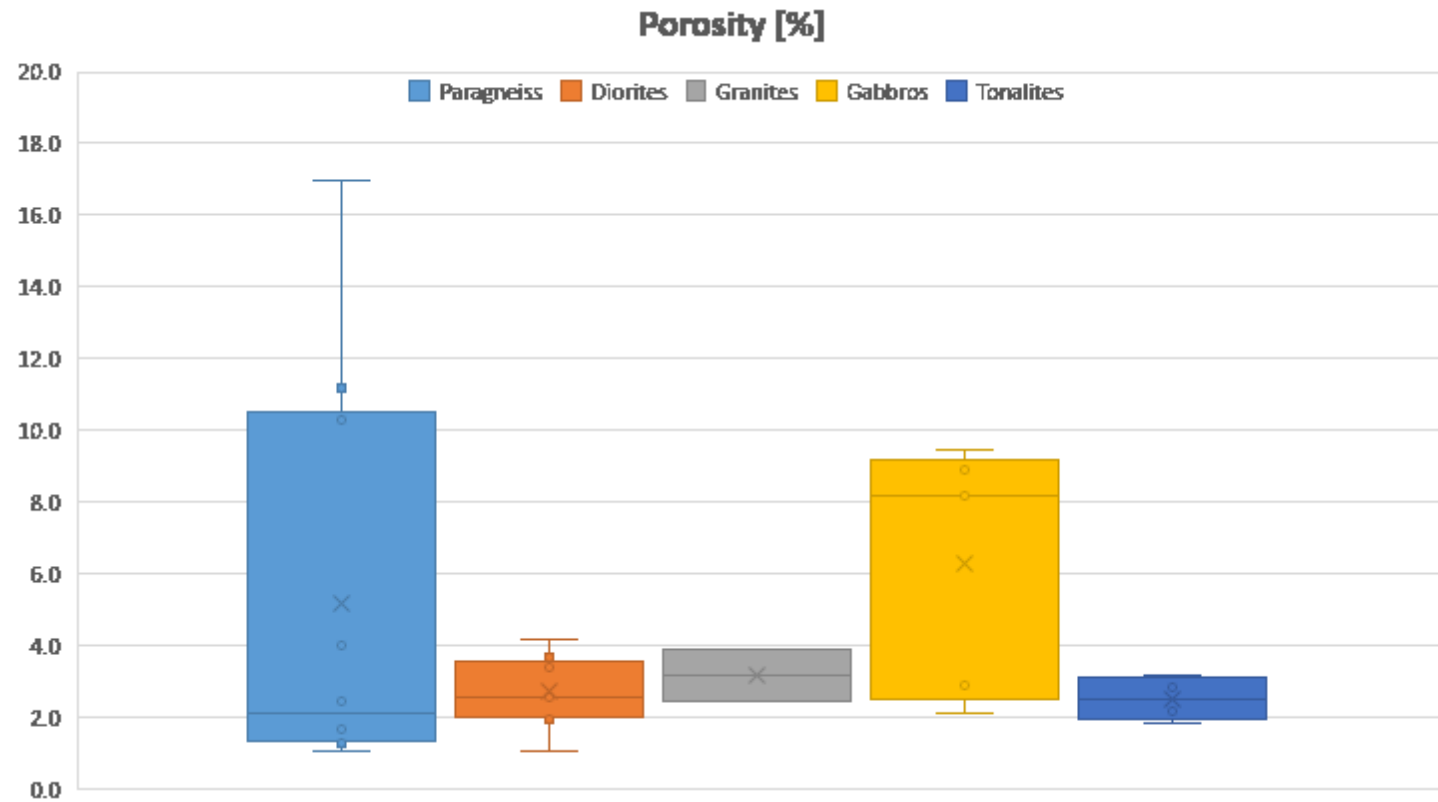
In situ



Saturé en eau

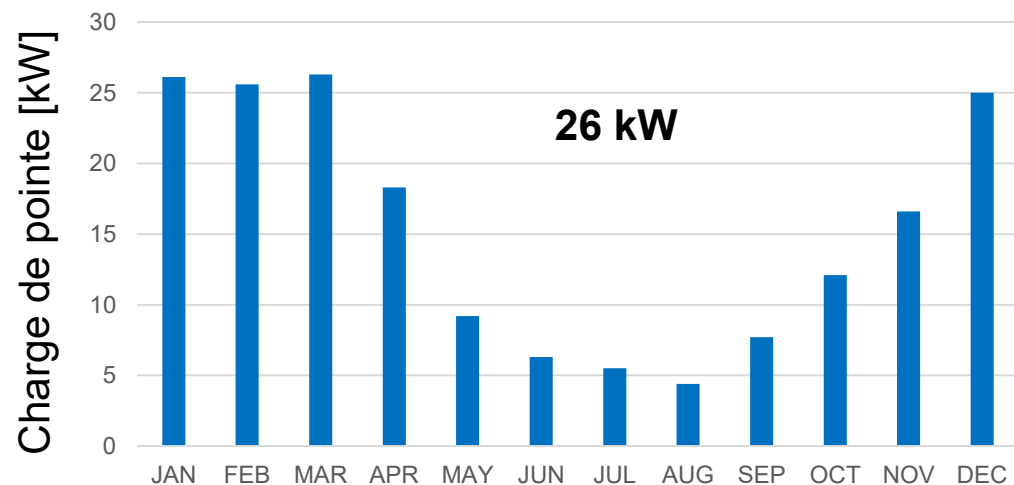
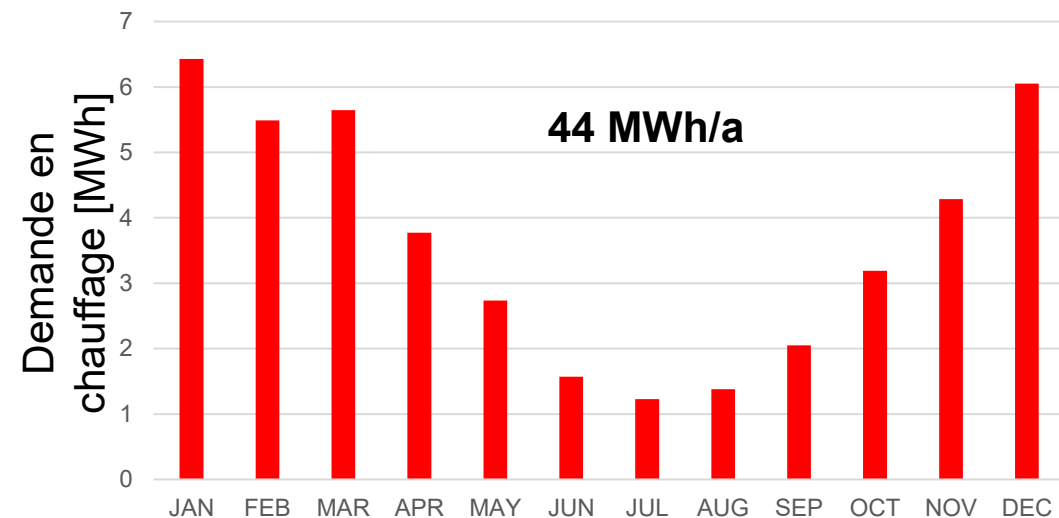


Porosité – Roc



Potentiel des pompes à chaleur géothermique

Demande énergétique d'un bâtiment type



Énergie pouvant être extraite du sous-sol

- Échangeur de chaleur - 200 m
- Économie d'énergie de ~30 à 70 %

Technologie de forage	Rotopercusion (Iqaluit ou Sud)		Diamant (Kuujuuaq)
Diamètre forage [mm]	152.4	95.7	75.4
Nombre de tuyaux	4	2	2
Résistance ther. [mK/W]	0.060	0.102	0.103
Coût ÉCG [\$/m]	350	230	150
Énergie du sol par ÉCG [MWh/y]	7.5	6.2	6.0
Différence de coût [%]	-	-33.8	-55.9
Différence d'énergie [%]	-	-16.8	-19.9

Méthode G.POT (Casasso et Sethi, 2016)

Chauffage de l'eau potable à Kuujuaq

Stockage thermique souterrain

Demande en chauffage 425 MWh/y
Panneaux solaires 1000 m²
Stockage souterrain 100 × 30-m ÉCG

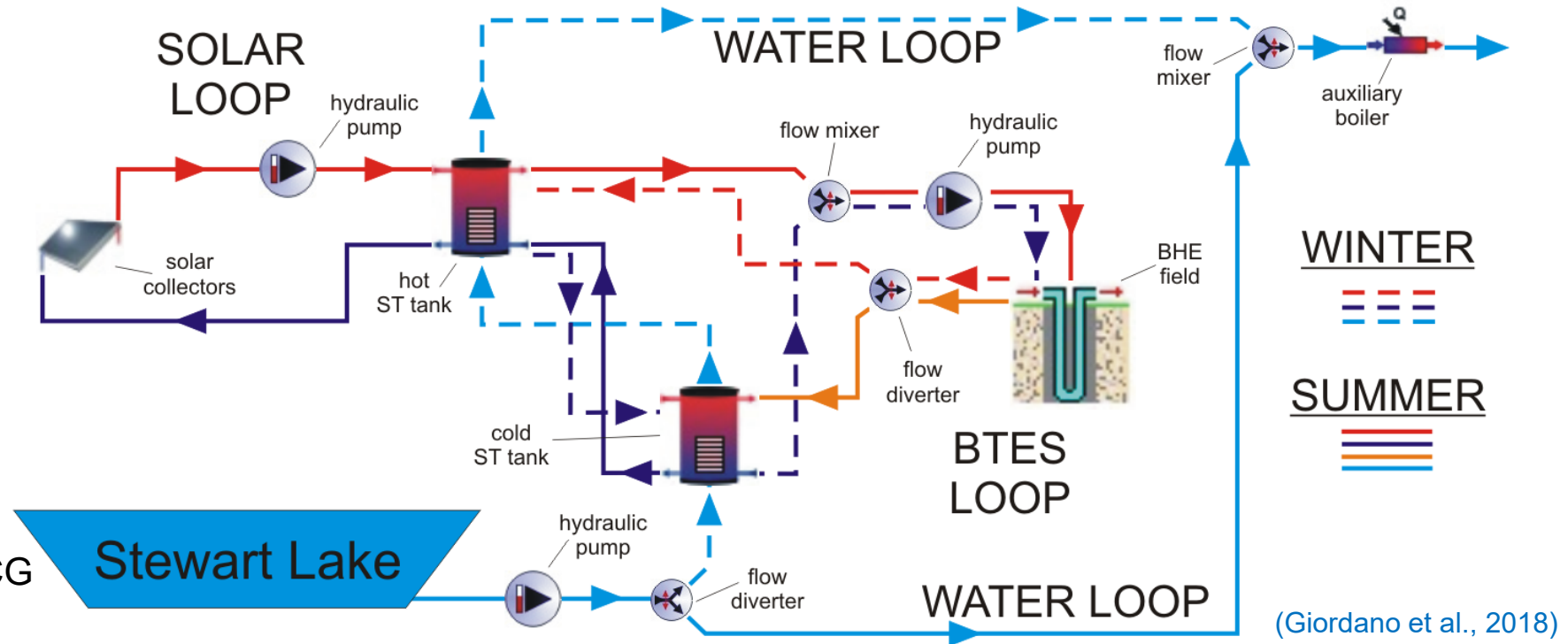
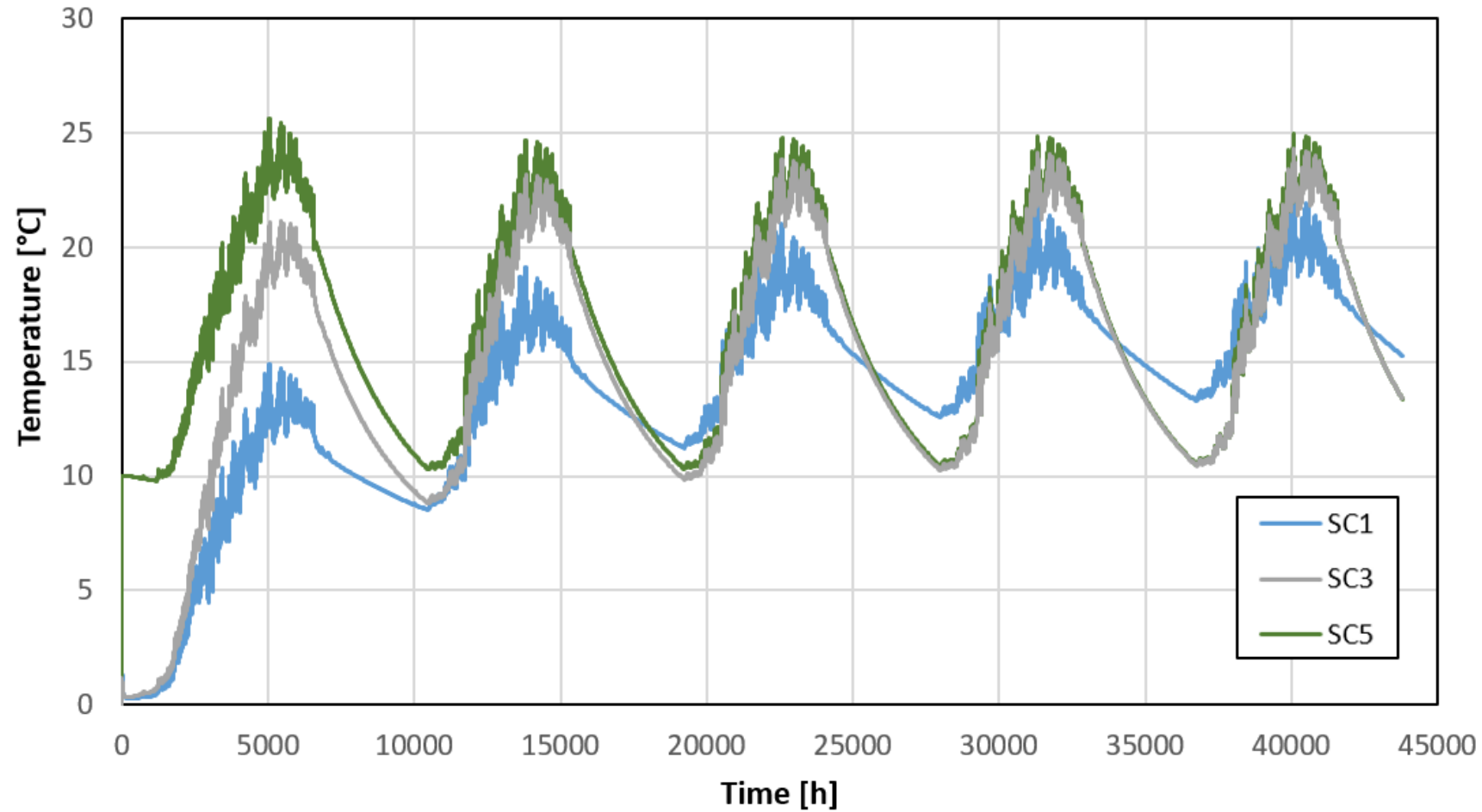


Table 1. Features of the different scenarios

	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5
Number of ST tanks (-)	1	2	2	2	2
BTES volume (m ³)	22,000	22,000	9500	9500	9500
BHE spacing (m)	3	3	2	2	2
SF (-)	1	1	1.5	1.5	1.5
Use of second ST tank (-)	-	Charge + discharge	Charge + discharge	Discharge	Discharge
Pre-heating period (y)	0	0	0	0	1
Preheating T (°C)	-	-	-	-	10

Simulation de la température d'opération - TRNSYS

Température au centre du système de stockage – 5 ans

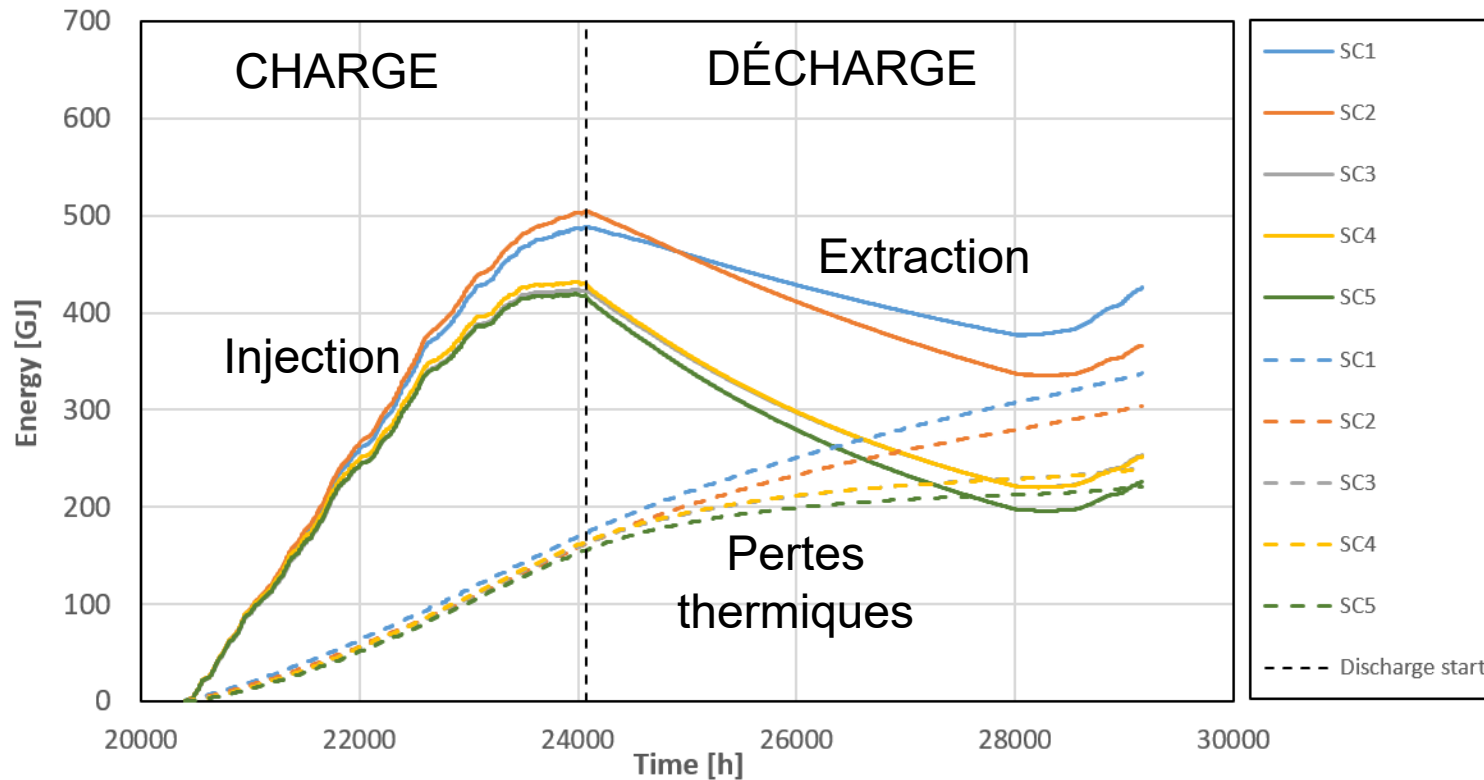


Simulation de la température d'opération - TRNSYS

Table 2. Energy balances for the third year of BTES operation

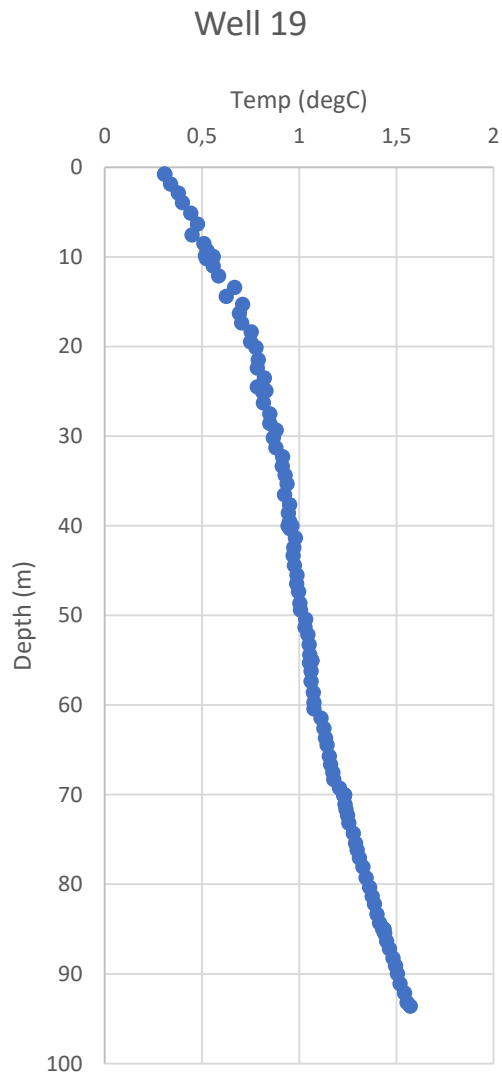
	Underground Charge			Underground Discharge		Total Energy	
	Injected (GJ)	Lost (GJ)	Lost (%)	Extracted (GJ)	Recovered (%)	Aux. boiler (MWh)	BTES (%)
SC1	486	178	36.7	105	21.7	51	11.8
SC2	501	167	33.3	158	31.6	73	16.9
SC3	417	167	39.9	190	45.7	82	19.0
SC4	420	168	40.0	194	46.2	83	19.2
SC5	407	159	39.1	204	50.1	86	20.0

Bilan énergétique – 3^{ème} année

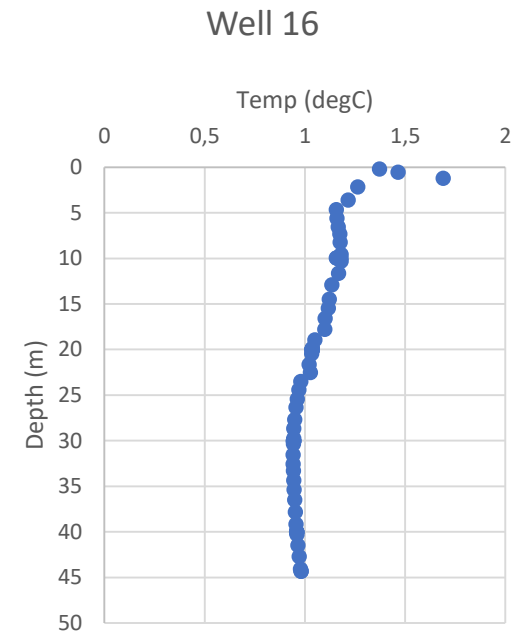
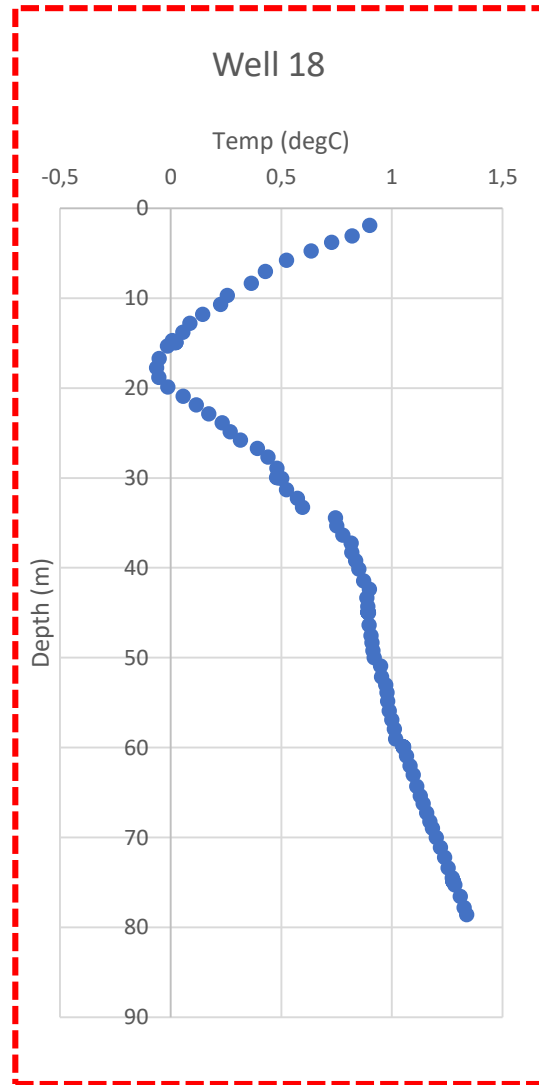


- Des travaux additionnels de simulation sont en cours
- L'objectif est de combler 50 % de la demande énergétique

Profils de température



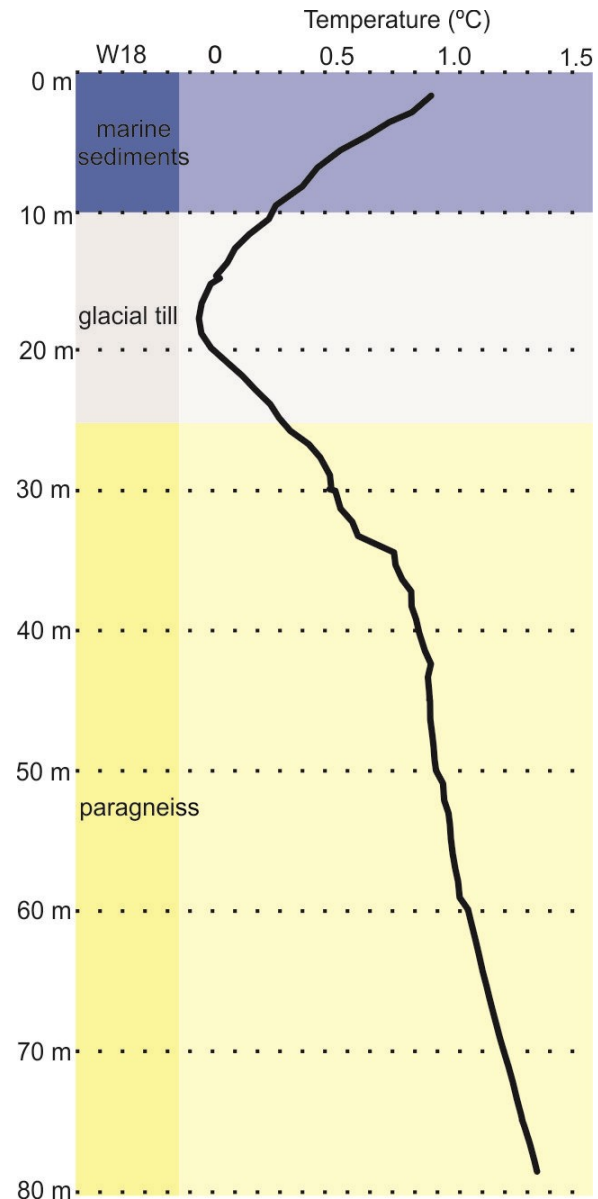
Puits artésien jaillissant



Puits artésien jaillissant



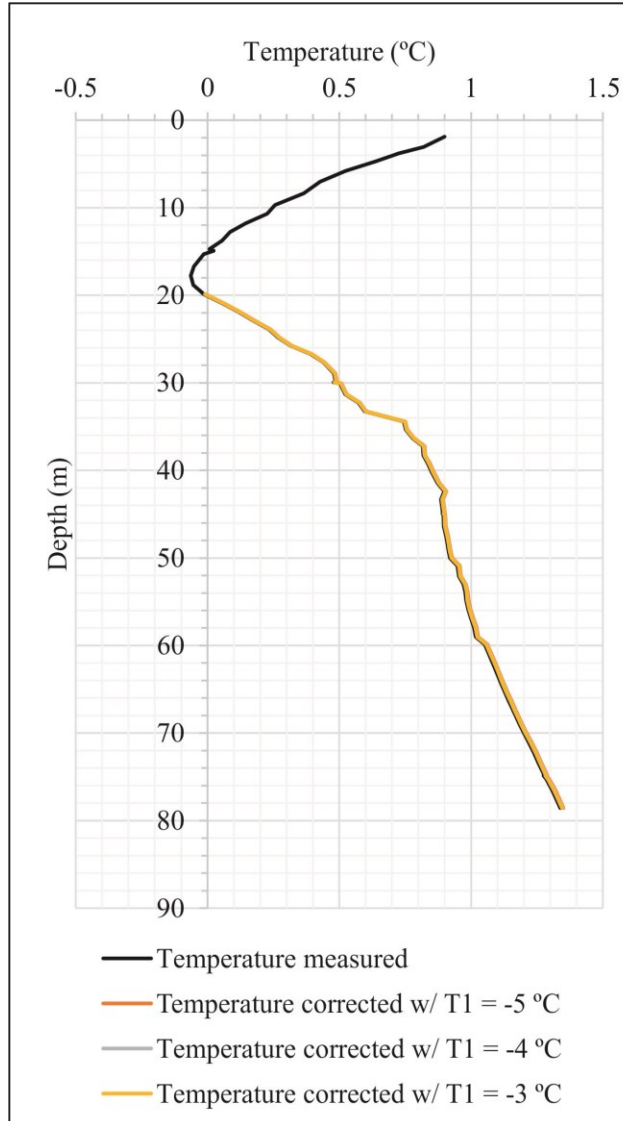
Profil de température – Puits 18



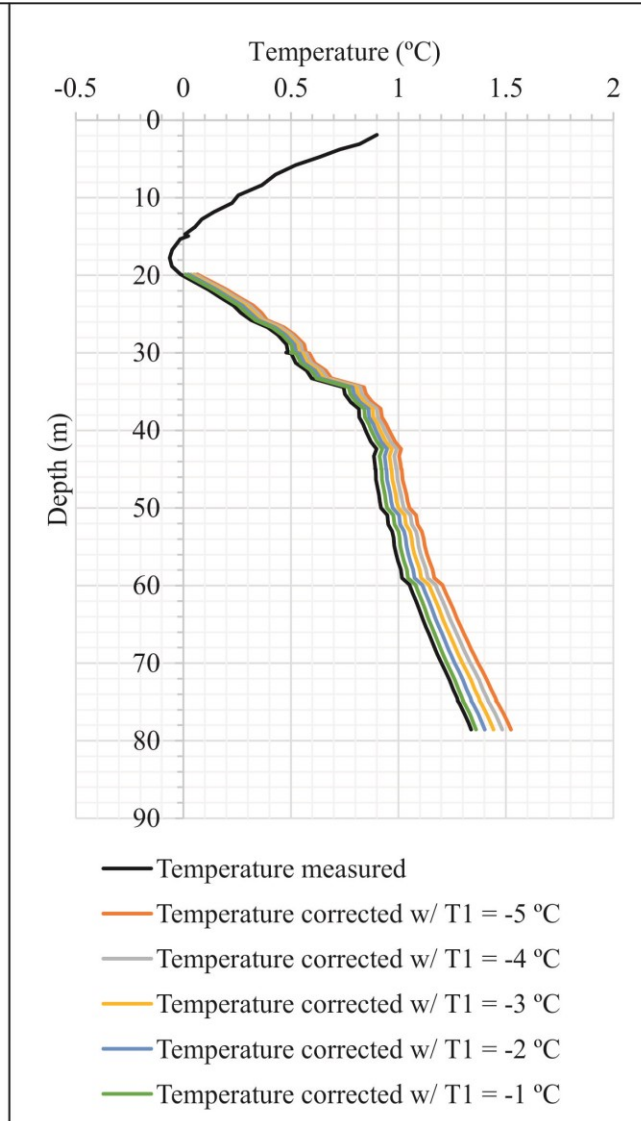
	Sédiments marins	Till	Paragneiss
λ [W m ⁻¹ K ⁻¹]	1.21	1.13	2.36
α [x10 ⁻⁶ m ² s ⁻¹]	0.52	0.57	1.02
ρc [MJ m ⁻³ K ⁻¹]	2.36	1.98	2.32
A [μW m ⁻³ K ⁻¹]	--	--	0.4

Correction paléoclimatique et évaluation du flux de chaleur terrestre

Glaciation illinoïenne



Glaciation wisconsinienne



T_1 [°C]	$\Delta T/\Delta z$ [K km ⁻¹]	Q [mW m ⁻²]
-5	22.2	50.4
-4	21.7	49.0
-3	21.1	47.9
-2	20.6	46.8
-1	20.1	45.7
0	19.6	44.5

Extrapolation de la température en profondeur

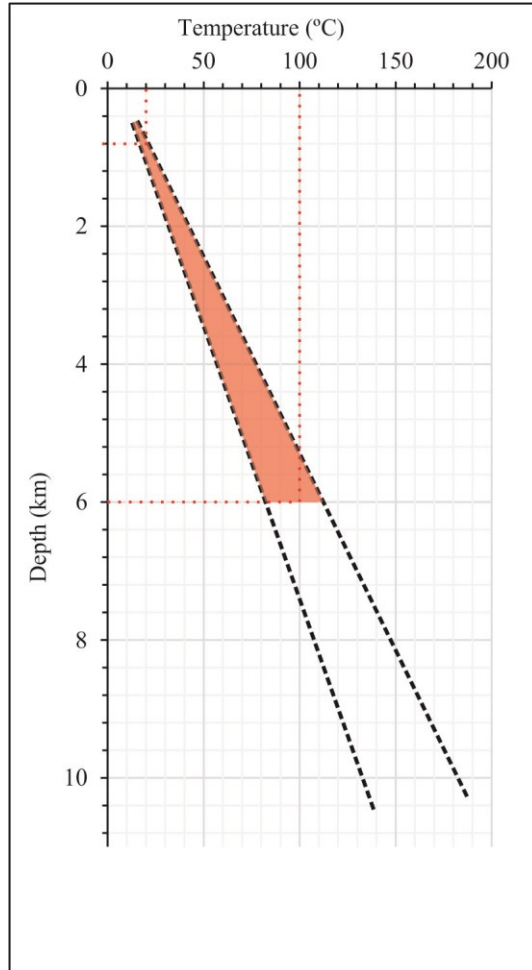
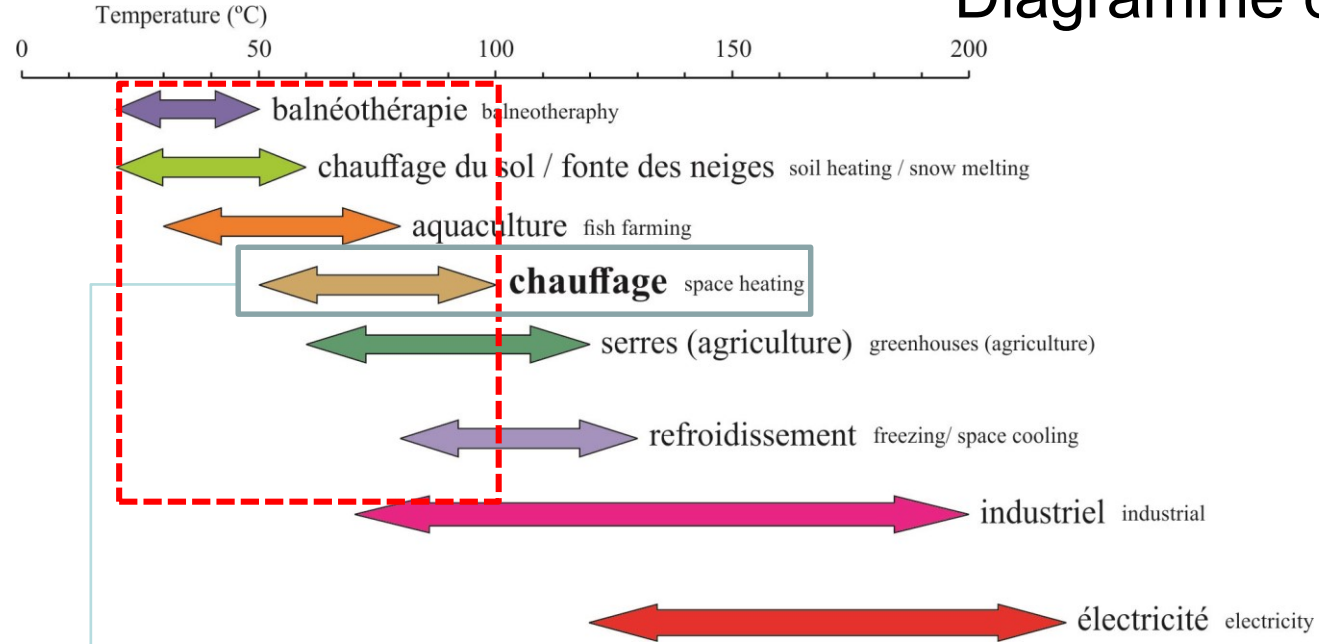
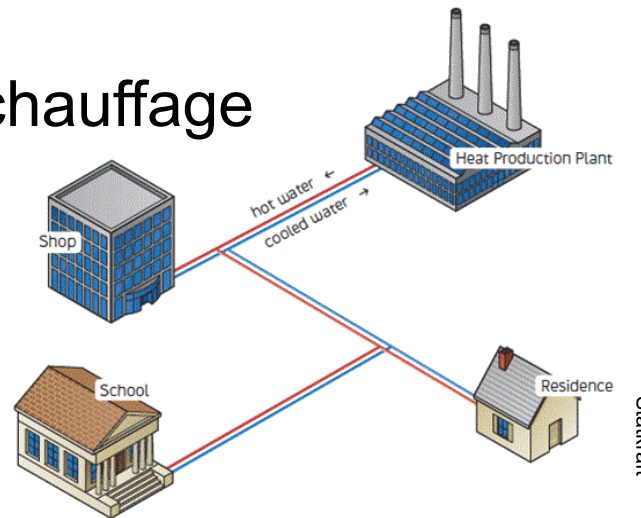


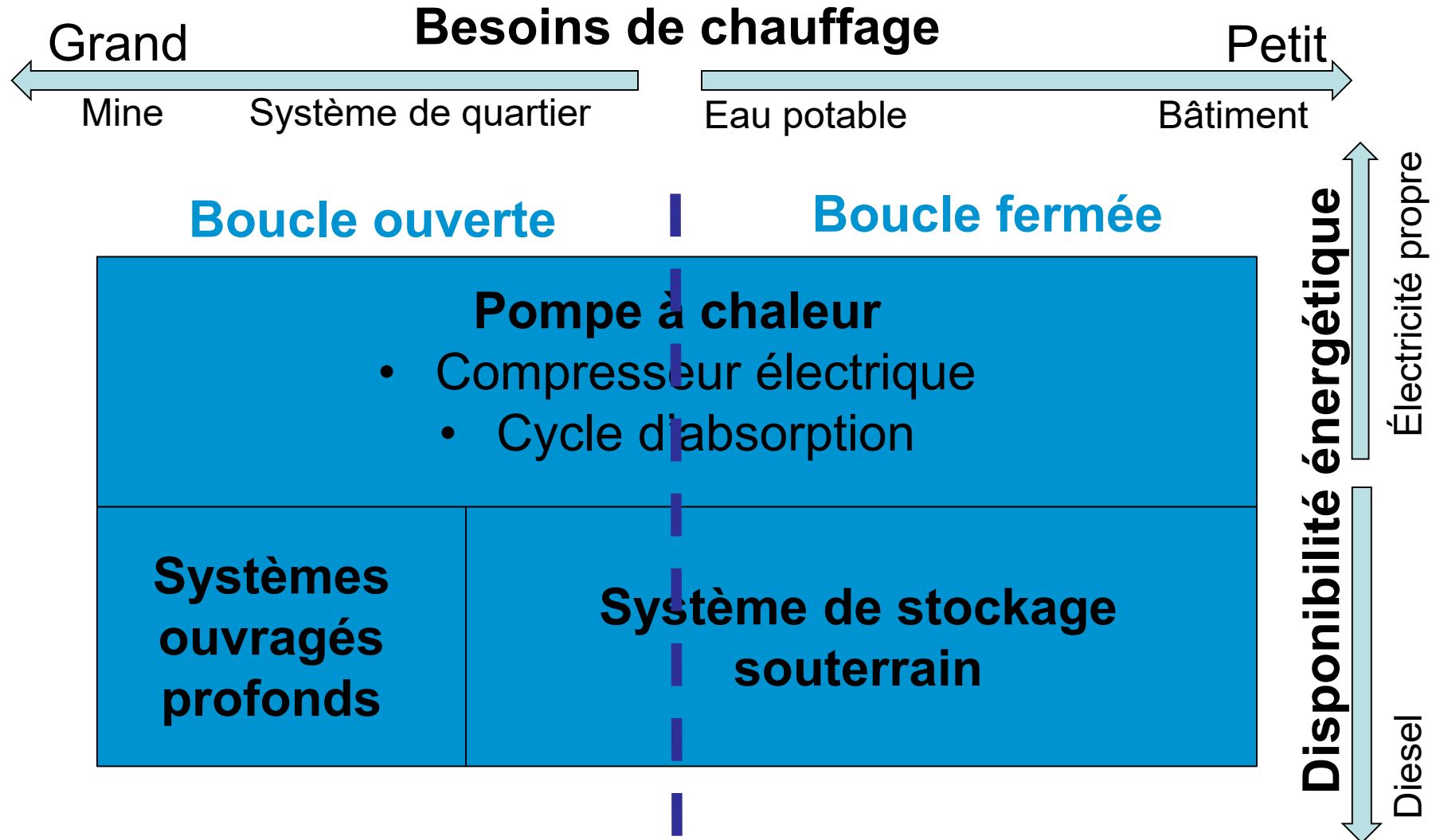
Diagramme de Lindal



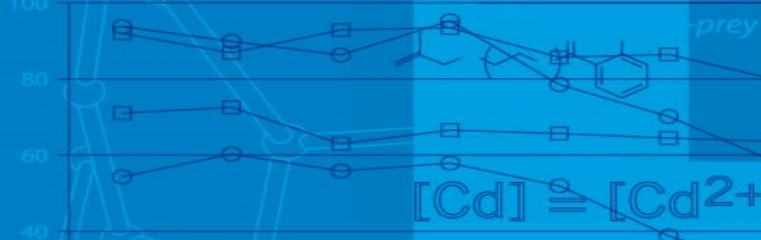
Système de chauffage urbain



Conclusions – Le potentiel des ressources et technologies géothermiques



206 Pb/207 Pb 100as — 100fs



ᐃᑭᑦᑲᑦ - Nakurmiik

Jasmin Raymond¹, Mafalda M. Miranda¹, Nicolò Giordano¹, Inès Kanzari¹, Chrystel Dezayes²,

¹INRS - Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, Québec, Canada

²BRGM – Bureau de recherches géologiques et minières, Orléans, France

