

Document public



Projet VALGEOMIN Potentiel de VALorisation GÉOthermique des anciens sites MINiers. État des lieux en Europe et en France

Rapport final

BRGM/RP-67529-FR

Février 2018



Projet VALGEOMIN

Potentiel de VALorisation GÉOothermique des anciens sites MINiers. État des lieux en Europe et en France

Rapport final

BRGM/RP-67529-FR

Février 2018

Étude réalisée dans le cadre de la convention nationale ADEME-BRGM 2017
n° 1705C0006

V. Hamm et F. Bugarel

Vérificateur :

Nom : Bernard Sanjuan

Fonction : Responsable d'unité

Date : 26 février 2018

Signature :



Approbateur :

Nom : Philippe Rocher

Fonction : Directeur Adjoint

Date : 8 mars 2018

Signature :



Le système de management de la qualité et de l'environnement
est certifié par AFNOR selon les normes ISO 9001 et ISO 14001.

Contact : qualite@brgm.fr



Mots-clés : Valorisation géothermique, Stockage d'énergie thermique, Mines, Réservoir minier, Système géothermique, Boucle ouverte, Boucle fermée, Échangeur de chaleur, Pompe à chaleur, État des lieux, Europe, France.

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

Hamm V. et Bugarel F. (2018) - Projet VALGEOMIN Potentiel de VALorisation GÉOthermique des anciens sites MINiers - État des lieux en Europe et en France. Rapport final. BRGM/RP-67529-FR, 135 p., 69 fig., 20 tabl.

Synthèse

Ce projet s'inscrit dans le cadre de la convention nationale entre l'ADEME et le BRGM n° 1705C0006 notifiée le 22 mars 2017. Il a pour objectifs d'établir un état des lieux des projets de valorisation géothermique existants dans les pays voisins européens et des études réalisées à ce jour au niveau national, et d'identifier les conditions favorables et les verrous potentiels relatifs à la valorisation géothermique d'anciens sites miniers.

Au niveau mondial, une étude bibliographique a permis de recenser une trentaine d'opérations exploitant l'énergie géothermique d'anciens sites miniers principalement en Europe du Nord-Ouest, mais aussi aux États-Unis et au Canada. La majorité des opérations identifiées en Europe sont en Allemagne, avec 13 opérations valorisant la chaleur des mines ennoyées, et au Royaume-Uni, avec 7 opérations. Dans de nombreux cas, les projets valorisent l'énergie géothermique d'anciennes mines de charbon (houille et/ou lignite), mais on trouve également d'autres mines (argent, cuivre, étain, fer, uranium). Si quelques projets ont démarré dans les années 1980, suite à la fermeture progressive de l'exploitation des mines, la majorité ont démarré après 2000.

Parmi les différents systèmes analysés, on distingue les systèmes en « boucle ouverte » et les systèmes en « boucle fermée ».

Les systèmes en boucle ouverte sont appropriés pour des besoins thermiques pouvant être relativement conséquents et quand il y a un volume d'eau disponible important et de qualité chimique convenable. Ce type d'installation géothermique se trouve, par conséquent, dans les mines ennoyées, lorsque l'eau n'a pas des caractéristiques chimiques trop problématiques, telles qu'un pH extrême, des éléments solides en suspension ou une trop forte minéralisation.

On distingue différents types de systèmes en boucle ouverte :

- avec pompage de l'eau dans un puits minier et rejet en surface ;
- avec pompage de l'eau dans un puits minier et réinjection de l'eau dans la mine.

Dans le premier cas, il y a déjà un pompage en place pour contrôler le niveau d'eau dans la mine (e.g. projets aux Asturies en Espagne, à Bochum en Allemagne, à Bytom en Pologne, à Caphouse et Dawdon en Angleterre, à Essen en Allemagne) ; il s'agit alors simplement de valoriser thermiquement cette eau avant de la rejeter en rivière.

Dans le second cas, on distingue les systèmes en boucle ouverte, avec pompage dans un puits et réinjection dans un second puits ou forage (e.g. projets à Freiberg et Marienberg en Allemagne, à Heerlen aux Pays-Bas, à Lumphinnans et Shettleston en Écosse), et les systèmes de type PACP (puits à colonne permanente) ou en anglais SCW (Standing Column Well), avec pompage et réinjection dans le même puits, mais à des niveaux différents (e.g. projets à Égremont et Markham en Angleterre, à Gardanne en France).

Les systèmes en boucle ouverte avec pompage et rejet en surface ou réinjection dans des parties différentes de la mine sont les plus courants. Ils permettent notamment d'exploiter un volume d'eau beaucoup plus important, constitué principalement du réseau de galeries et de limiter les interactions thermiques entre le fluide produit et réinjecté. Les puissances installées sont en général plus grandes et peuvent atteindre quelques centaines de kilowatts à plusieurs mégawatts.

Par ailleurs, l'échangeur de chaleur peut être installé soit en surface, soit directement dans la mine. Les échangeurs de chaleur utilisés sont en général en acier inoxydable, voire en titane

ou matériau synthétique (polypropylène). Les échangeurs utilisés sont soit des échangeurs à plaques, soit des échangeurs tubulaires.

Pour les systèmes en boucle ouverte (hors PACP), le principal avantage est que le système peut se développer dans le temps avec l'adjonction d'échangeurs supplémentaires et/ou de puits de pompage et de réinjection si besoin. La limite sur la puissance thermique extractible est liée principalement au débit maximum qui peut être pompé et au différentiel de température en sortie de l'échangeur. Le débit peut être limité par le rabattement maximum souhaité (protection de nappes sus-jacentes, maintien d'un assèchement partiel des travaux) dans le cas d'un rejet des eaux en surface, ainsi que par la pérennité du système dans le temps (dégradation de la température du fluide pompé), dans le cas de la réinjection du fluide refroidi ou réchauffé dans la mine.

Ainsi, dans le cas de la réinjection, il est impératif que la capacité géothermique du système à long terme soit évaluée. Si le système est dimensionné uniquement pour le chauffage, la réinjection peut causer à plus ou moins court terme une diminution de la température de l'eau de mine, résultant en une diminution de la performance du système. Si le système de pompe à chaleur est réversible et fournit à la fois chauffage et refroidissement, alors la taille du système peut être augmentée comparé à un système utilisé uniquement pour le chauffage. En effet l'apport de chaleur pendant la saison de refroidissement supplémente l'énergie retirée pendant la saison de chauffage. Cela peut réduire considérablement ou même éliminer la dégradation de la température de l'eau de la mine. À Heerlen, le système mis en place est basé sur le principe de la création dans la mine de deux zones bien distinctes, l'une chaude et l'autre froide, afin de limiter la circulation et les mélanges entre ces zones.

Le principal inconvénient ou verrou à ce type de système sont les caractéristiques géochimiques de l'eau de la mine. En effet, une eau riche en fer dissous en contact avec l'oxygène de l'air va précipiter en oxy-hydroxyde de fer et provoquer des dommages potentiels avec, notamment, des colmatages des filtres et des échangeurs de chaleur. Pour cette raison, il a été constaté (e.g. Dawdon) qu'il était préférable d'utiliser l'eau brute de la mine et non l'eau traitée dans les bassins d'aération. Dans certains cas, il a pu être observé un début d'oxydation de l'eau, dans la mine, avec des particules d'hydroxyde de fer même si, en surface, toute arrivée d'oxygène était exclue (e.g. Caphouse et Shettleston). Cela a pu être constaté en analysant le rapport fer total sur fer dissous ou les dépôts constatés sur les filtres ou échangeurs. Malgré ces dépôts dans les filtres, qui nécessitent une maintenance régulière, il n'y a pas eu, à ce jour, de problème majeur reporté sur le fonctionnement des échangeurs de chaleur pour les sites en question.

Ainsi, le retour d'expérience montre que les systèmes en boucle ouverte sont notamment adaptés dans le cas où il y a déjà un pompage existant pour la gestion de l'eau d'ennoyage de la mine (ce qui réduit notablement les coûts d'installation) avec, suivant la qualité chimique de l'eau, un traitement en surface avant son rejet en rivière et, dans ce cas, il sera préférable de prélever la chaleur avant que l'eau soit mise en contact avec l'oxygène atmosphérique, ou dans le cas de concentrations relativement faibles en fer et de bonne qualité chimique globale avec rejet sans traitement préalable. Dans le cas de la réinjection de l'eau dans la mine après extraction de l'énergie, il est alors préférable que l'eau soit de qualité chimique réduite sans particules d'hydroxyde de fer.

Dans le cas des systèmes en boucle ouverte de type PACP, la puissance thermique extractible est plus limitée avec quelques dizaines de kilowatts pour 100 m de profondeur. Par ailleurs, pour ce type de système (grande profondeur par rapport au diamètre), il est souvent observé un phénomène de convection naturelle dans le puits provoquant une homogénéisation de la température entre le haut et le bas de la colonne d'eau dans le puits. À Gardanne, l'étude a montré que l'énergie puisée en saison hivernale devrait être compensée par l'injection d'une énergie thermique du même ordre de grandeur en saison estivale, au risque de constater une

dérive thermique progressive de la température du puits conduisant à une dégradation de la performance énergétique du système.

Les systèmes en boucle fermée sont plutôt utilisés pour de petites installations ou lorsque le système aquifère constitué du réseau de galeries en contact avec la nappe ne dispose pas des propriétés adéquates (débit extractible, caractéristiques géochimiques du fluide) : le fluide caloporteur circule alors dans un système fermé placé dans un puits minier ou bassin de traitement des eaux de mine. Les projets répertoriés utilisant des boucles fermées sont le site de Caphouse en Angleterre (échangeur de chaleur immergé dans un bassin de traitement de l'eau), les sites de Foldal et Konsberg en Norvège et Marl en Allemagne (échangeurs verticaux dans des puits miniers).

Dans le cas des échangeurs fermés dans les puits miniers, deux types de système sont envisageables : un système en boucle fermée de type « Simple U » ou « Double U », ou un système en boucle fermée de type « coaxiale ».

Les échangeurs en boucle fermée de type « Simple-U » ou « Double-U » représentent des puissances thermiques installées de l'ordre de 5 kW par 100 m de profondeur, cette valeur restant néanmoins grandement conditionnée par la nature de l'encaissant. L'utilisation d'échangeurs de chaleur comme les sondes géothermiques dans des colonnes d'eau reste grandement méconnue, notamment au regard des phénomènes de transport convectif dus aux circulations d'eau. Les informations disponibles tendent à indiquer des puissances unitaires d'échange au moins deux fois supérieures au cas des sondes implantées dans des milieux solides, le facteur limitant restant le stock thermique accessible dans le puits.

Tout comme pour les échangeurs de chaleur « Simple-U » ou en « Double-U », les puissances thermiques installées pour les sondes géothermiques coaxiales sont de 5 kW par 100 m de profondeur. Contrairement aux sondes en U, des installations à relativement grande profondeur existent pour les sondes coaxiales, soit pour des technologies comparables à celles des sondes en U et composées de tubes de petits diamètres, soit pour des technologies issues de la technique des forages profonds pour l'eau potable, la géothermie ou les hydrocarbures. Dans ce second cas, les diamètres peuvent être significatifs et les puissances d'échanges augmentent en conséquence, le facteur limitant restant le milieu dans lequel la sonde coaxiale est implantée.

Les principaux avantages des systèmes utilisant des boucles fermées sont que l'eau de mine ne nécessite pas d'être pompée, réinjectée ou mise en circulation dans les échangeurs de chaleur ou pompes à chaleur. Le fluide qui circule dans les échangeurs est un fluide caloporteur généralement basé sur une solution de glycol. Cela évite tout problème de colmatage de l'échangeur de chaleur ou de corrosion. Il a été toutefois observé, sur le site de Caphouse, où l'échangeur de chaleur est immergé dans un bassin d'aération, que ce dernier devenait progressivement encrassé par accumulation de dépôts d'ocre. A ce stade, il n'a pas été démontré que cela, en soi, affecte négativement la capacité thermique du système.

Le principal inconvénient de ces systèmes est la puissance thermique extractible qui reste limitée, si ce n'est à multiplier le nombre d'échangeurs dans les bassins de traitement des eaux ou, dans le cas des échangeurs fermés dans des puits miniers, à disposer d'une grande profondeur (> 1 000 m).

Au niveau national, l'état des lieux des projets de valorisation géothermique des anciennes mines a été établi sur la base des rapports d'études réalisées par les entités régionales du BRGM, entre 2008 et 2017. On dénombre 4 cas d'études qui ont analysé le potentiel géothermique des mines françaises, qui sont :

- le projet Interreg IIIB N-W Europe « MINEWATER » sur la valorisation géothermique du Bassin houiller de Lorraine (2004-2008) ;

- le projet sur la valorisation géothermique de l'ancienne mine de charbon ennoyée de Gardanne (Bassin d'Aix-Gardanne, Provence-Alpes-Côte d'Azur, 2013-2016) ;
- le projet sur le potentiel géothermique basse énergie sur aquifères profonds et sur eaux de mines (Bassin Houiller Nord-Pas-de-Calais) en région Hauts-de-France (2015-2017) ;
- le projet sur le potentiel géothermique du Bassin ferrifère lorrain (2014-2017).

En termes de réalisation, le projet de valorisation des eaux minières de Gardanne (13) est, à ce jour, le plus avancé et devrait conduire d'ici fin 2018 à la réalisation d'une opération pilote permettant d'alimenter en chaleur et en froid la ZAC Morandat (65 500 m² de bâtiments dédiés essentiellement à des activités tertiaires et économiques) par un réseau en boucle tempérée.

Étudié initialement suivant un mode d'exploitation conventionnel en doublet géothermique, constitué par deux puits restés accessibles et recoupant les galeries profondes (de l'ordre de 1 000 m) de l'ancienne mine de charbon, ce projet a été pénalisé par la distance de 3 km séparant les deux ouvrages en surface. D'un point de vue technique (pré faisabilité), l'étude a, néanmoins, montré que ce type de dispositif était envisageable selon différentes configurations de production et d'injection, à des débits très importants (jusqu'à 600 m³/h), et en respectant des recommandations relatives aux conditions d'exploitation (liées à la géochimie du fluide) et au choix des matériaux pour l'équipement des puits.

L'étude a ensuite été focalisée sur l'utilisation géothermique du puits Y. Morandat, dont les dimensions (10 m de diamètre, 800 m de hauteur ennoyée) et la température initiale du fluide de 28 °C permettraient de constituer un réservoir de plus de 60 000 m³ d'eau à forte capacité calorifique et de valoriser un stock thermique total (eau et roches encaissantes) évalué à près de 1,3 GWh par saison (hiver/été). Plusieurs variantes portant sur les technologies d'échange de chaleur (boucle ouverte de type PACP, ou boucle fermée selon des techniques en « Simple U » ou « Double U » ou coaxiale) et sur les options d'aménagement du puits ont été étudiées.

Ces différentes options techniques pourraient être adaptées à d'autres sites suivant des études spécifiques visant à répondre aux besoins thermiques et au contexte local.

L'étude du potentiel des anciennes mines du bassin houiller de Lorraine (2004 - 2008), antérieure à celle de Gardanne (2014 - 2016), a montré qu'un dispositif en doublet (production / réinjection) par l'intermédiaire de deux puits, ou d'un seul à des étages différents, permettrait de valoriser la ressource minière (52 °C à 1 250 m de profondeur) par une production pérenne de chaleur, avec des débits d'exploitation également très importants (600 m³/h) et une température de production évoluant d'environ 33 °C à 37 °C, selon un fonctionnement annuel continu ou cyclique (production hivernale seulement). Cette ressource pourrait potentiellement être valorisée sur les réseaux de chaleur existants de Forbach et de Freyming-Merlebach (57) représentant respectivement 5 000 et 1 300 équivalent-logements (données 2008). Cette étude, menée dans le cadre d'un projet européen (INTERREG IIIB Europe du nord-ouest), a conduit à la réalisation d'une opération pilote aux Pays-Bas, sur le site d'Heerlen en 2006 et 2007, alors que le pilote a été abandonné côté français. Elle a, néanmoins, permis d'acquérir une connaissance précise du contexte géologique et des puits ayant une profondeur supérieure à 800 m accessibles au sein du bassin houiller de Lorraine.

L'étude récente du potentiel des anciennes mines de charbon des Hauts-de-France (2015 - 2017) a permis de déterminer les besoins thermiques des principales communes du Nord (59) et du Pas-de-Calais (62), leur évolution à l'horizon 2050 et l'existence de 28 réseaux de chaleur, et de définir la ressource géothermale potentielle des eaux minières en fonction de l'emprise des travaux miniers, la profondeur et la température théorique de la ressource.

Dans ce secteur, l'exploitation potentielle des eaux du bassin houiller est très fortement contrainte par la production résiduelle du gaz de houille qui accompagne l'ennoyage du bassin

toujours en cours, et qui pourrait se poursuivre selon les secteurs sur une très longue période (horizon 2150). La surveillance exercée par l'État et la mission du BRGM/DPSM ainsi que les permis d'exploitation et de recherche des sociétés exploitant le gaz limitent très fortement l'accès à la ressource géothermale.

Néanmoins, l'étude a montré que la ressource pourrait potentiellement être valorisée au niveau de trois communes (Waller, Anzin et Quiévrechain) à l'horizon 2020, auxquelles s'ajouteraient quatre autres communes (Raismes, Condé-sur-Escaut, Fresnes-sur-Escaut et Saint-Saulve) à l'horizon 2030, toutes situées à l'est du département du Nord, au nord de Valenciennes. Selon les secteurs considérés, la température du fluide serait de l'ordre de 20 à 30 °C à une profondeur de 550 à 1 050 m.

L'étude concernant les anciennes mines de fer de Lorraine (2014 - 2017) a permis de caractériser 11 réservoirs miniers, dont trois grands réservoirs (sud, centre et nord) représentant une emprise géographique de l'ordre de 100 km². Indépendants d'un point de vue hydraulique, ces réservoirs présentent la particularité d'avoir des niveaux piézométriques très différents d'un réservoir à l'autre, mais pratiquement identiques au sein d'un même réservoir. Un référentiel d'informations cartographiées a été constitué qui comprend les caractéristiques des points d'accès (34) aux réservoirs, les types de milieu créés par les travaux (poreux, vide ou mixte) et les profondeurs du toit des travaux et du niveau piézométrique des réservoirs. Le potentiel de valorisation des eaux minières a été évalué et cartographié pour 10 collectivités territoriales du bassin ferrifère lorrain. La ressource peu profonde (de l'ordre de 300 m au maximum), de type très basse énergie (température comprise entre 10 et 17 °C selon les secteurs), pourrait être facilement accessible et permettrait de bénéficier de débits d'exploitation potentiellement très importants (plusieurs centaines de m³).

L'analyse globale des quatre projets de valorisation géothermique des anciens sites miniers français n'a pas révélé de véritables verrous techniques au stade des études de préfaisabilité. Ces études ont permis de définir les réservoirs miniers (emprise géographique, profondeur et température, géochimie des fluides, ouvrages existants) et les contraintes d'accès aux ressources afin de définir les secteurs géographiques *a priori* favorables pour leur exploitation géothermique. Des dispositifs conventionnels (doublet de production / injection) et non conventionnels (stockage de chaud et de froid), sous différentes variantes, ont été proposés. Ils nécessiteraient des études approfondies (faisabilité technico-économique), basées sur des besoins thermiques en surface qui seraient à préciser pour adapter les solutions techniques envisagées.

D'autres anciens sites miniers français pourraient également faire l'objet d'étude de potentiel de valorisation géothermique, comme c'est actuellement le cas pour le bassin minier de Saint-Étienne (42) pour lequel une thèse est en cours.

Dans cette optique, les données de surveillance des anciens sites miniers et les archives minières gérées par le BRGM/DPSM pourraient être exploitées afin d'élargir le spectre géographique des projets.

Sommaire

1. Introduction	15
1.1. CONTEXTE ET ENJEUX	15
1.2. OBJECTIFS DU PROJET	15
2. État des lieux des projets de valorisation géothermique des anciens sites miniers en Europe	17
2.1. RECENSEMENT DES PROJETS AU NIVEAU INTERNATIONAL AVEC UN FOCUS SUR L'EUROPE	17
2.2. CARACTÉRISTIQUES DES PROJETS EXISTANTS EN EUROPE	23
2.2.1. Projets de valorisation géothermique en Allemagne.....	23
2.2.2. Projet de valorisation géothermique aux Pays-Bas (« Minewater » Heerlen) ...	30
2.2.3. Projets de valorisation géothermique au Royaume-Uni.....	36
2.2.4. Projets de valorisation géothermique en Norvège	46
2.2.5. Projet de valorisation géothermique en Espagne	47
2.2.6. Projet de valorisation géothermique en Pologne	50
2.3. SYNTHÈSE DES PROJETS EUROPÉENS.....	52
2.3.1. Retour d'expérience / Étude comparative des différents projets.....	52
2.3.2. Identification des conditions favorables et des verrous relatifs à la valorisation géothermique d'anciens sites miniers.....	58
3. État des lieux des projets de valorisation géothermique des anciens sites miniers en France	61
3.1. CONTEXTE DE L'APRÈS-MINE ET DU RECENSEMENT DES PROJETS DE VALORISATION GÉOTHERMIQUE FRANÇAIS.....	61
3.2. ÉTAT DES LIEUX DES PROJETS DE VALORISATION GÉOTHERMIQUE DES ANCIENNES MINES LOCALISÉES SUR LE TERRITOIRE METROPOLITAIN	63
3.2.1. Projet Interreg IIIB N-W Europe MINEWATER sur la valorisation géothermique du Bassin houiller de Lorraine (2004-2008)	63
3.2.2. Projet sur la valorisation géothermique de l'ancienne mine de charbon ennoyée de Gardanne (bassin d'Aix-Gardanne, Provence-Alpes-Côte d'Azur, 2013-2016)	86
3.2.3. Projet sur le potentiel géothermique basse énergie sur aquifères profonds et sur eaux de mines (bassin houiller NPC) en région Hauts-de-France (2015-2017)	102
3.2.4. Projet sur le potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain (2014-2017)...	116
3.3. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES RELATIVES AUX PROJETS DE VALORISATION GÉOTHERMIQUE DES ANCIENS SITES MINIERES FRANÇAIS.....	128
4. Conclusions et perspectives	131
5. Bibliographie	133

Liste des figures

Figure 1 : Carte de localisation des projets de valorisation géothermique d'anciennes mines en Europe (en rouge, localisation du projet en France en cours de réalisation).	18
Figure 2 : Bassins de production de lignite en Allemagne en 2006.	24
Figure 3 : SANAA Cube à Zollverein (source : Thien, 2015).	25
Figure 4 : Échangeur de chaleur utilisé (source : Thien, 2015).	25
Figure 5 : Mise en place de la sonde en « double-U » au puits d'Auguste Victoria (source : Thien, 2015).	26
Figure 6 : Système de pompe à chaleur utilisé (Thien, 2015).	27
Figure 7 : Échangeurs de chaleur utilisés dans la mine à ciel ouvert de Hambach (Thien, 2015).	28
Figure 8 : Modèle 3D de la géométrie de la mine (Verhoeven <i>et al.</i> , 2014).	32
Figure 9 : Principe de fonctionnement du projet Minewater 1 (Verhoeven <i>et al.</i> , 2014).	33
Figure 10 : Coupe 2D du dispositif avec pompage en hiver dans le forage à 700 m de profondeur, en été dans le forage à 250 m de profondeur et réinjection entre 18 et 22 °C dans le puits à 350 m de profondeur (Verhoeven <i>et al.</i> , 2014).	33
Figure 11 : Principe de fonctionnement du projet Minewater 2 (Verhoeven <i>et al.</i> , 2014).	35
Figure 12 : Coupe 2D du dispositif avec pompage ou stockage de chaleur ou de froid respectivement à 700 et 250 m de profondeur (Verhoeven <i>et al.</i> , 2014).	35
Figure 13 : Travaux miniers gérés par le « Coal Authority » au Royaume-Uni (source : Bailey <i>et al.</i> , 2013).	37
Figure 14. Gauche : unité de pompe à chaleur ; droite : échangeur de chaleur (source : Bailey <i>et al.</i> , 2013).	38
Figure 15 : Dépôts d'hydroxyde de fer à l'entrée de l'échangeur (source : Bailey <i>et al.</i> , 2013).	39
Figure 16 : Suivi du débit du fluide dans l'échangeur de remplacement équipé d'un filtre et débitmètre (source : Bailey <i>et al.</i> , 2013).	39
Figure 17 : (a) Tête du puits n° 3, (b) filtres en amont des échangeurs et (c) échangeurs de chaleur tubulaires (source : Banks <i>et al.</i> , 2016).	41
Figure 18 : Schéma de principe de pompage/réinjection dans le puits (source : Banks <i>et al.</i> , 2016). .	42
Figure 19 : Système de récupération de la chaleur lors de sa mise en place dans le premier bassin d'arération de traitement des eaux de la mine (source : Banks <i>et al.</i> , 2016).	44
Figure 20 : Localisation de la mine d'hématite et des puits miniers à Egremont.	45
Figure 21 : Schéma de principe du test de pompage dans le puits « Florence » avec réinjection partielle de l'eau dans le puits.	46
Figure 22 : Carte géologique et projection 2D des travaux miniers dans la bassin houiller des Asturies en Espagne (source : Loredó <i>et al.</i> , 2017).	48
Figure 23 : Utilisateurs potentiels de chaleur de l'eau de la mine de Baredo-Figaredo (source : Jardon <i>et al.</i> , 2013).	49
Figure 24 : Dépôts observés sur un échangeur à plaques sur le site de Barredo-Figaredo (source : Loredó <i>et al.</i> , 2017).	50
Figure 25 : Exploitation minière en Pologne (source : Janson <i>et al.</i> , 2017).	51
Figure 26 : Gauche : échangeur de chaleur dans le cas d'une boucle fermée (eau avec de l'antigel) et droite : échangeurs de chaleur intermédiaires dans le cas d'un système en boucle ouverte captant l'eau de mine (source : Watzlaf et Ackman, 2006).	54

Figure 27 : Système en boucle ouverte avec pompage dans un puits minier et rejet de l'eau en surface (modifié de Banks <i>et al.</i> , 2017).....	56
Figure 28 : Gauche : système en boucle ouverte avec pompage dans un puits minier et rejet dans un second puits ou forage ; centre et droite : système à colonne permanente avec pompage en fond de puits et réinjection en tête de puits (modifié de Banks <i>et al.</i> , 2017). 56	56
Figure 29 : Schéma type d'un système en boucle ouverte avec un échangeur de chaleur dans le puits minier vis-à-vis d'une galerie (source : Ramos <i>et al.</i> , 2015).....	57
Figure 30 : Système en boucle fermée. Gauche : échangeur de chaleur immergé dans un bassin de traitement des eaux de mine ; centre : échangeur de type « simple-U » ou « double-U » dans un puits ; droite : échangeur de chaleur coaxial dans un puits (modifié de Banks <i>et al.</i> , 2017).....	58
Figure 31 : Localisation des projets de valorisation géothermique des anciennes mines françaises... 63	63
Figure 32 : Schéma structural du bassin houiller lorrain (source : Barchi <i>et al.</i> , 2008).....	65
Figure 33 : Localisation des puits miniers dans le bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).	67
Figure 34 : Représentation schématique du réservoir minier lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).	69
Figure 35 : Configuration schématique du doublet constitué des puits Cuvellette nord et Vouters-2 du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).	72
Figure 36 : Fiches techniques des puits Cuvelette nord et Vouters-2 du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).	73
Figure 37 : Extrait du plan de l'étage 1250 au siège Vouters-2 au sein du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz, 2008).....	76
Figure 38 : Bloc diagramme simplifié du réservoir des dressants de Merlebach dans le bassin houiller lorrain (source : Cartannaz, 2008).	77
Figure 39 : Représentation schématique 3D des doublets envisagés pour l'exploitation géothermique du réservoir minier lorrain (source : Hamm, 2008).....	79
Figure 40 : Évolution de la température de production sur 1 an suivant les deux configurations envisagées pour l'exploitation géothermique des eaux minières du bassin houiller lorrain fonctionnant à des débits continus de 100 et 600 m ³ /h (source : Hamm, 2008).	81
Figure 41 : Évolution de la température de production sur 60 ans suivant les deux configurations envisagées pour l'exploitation géothermique des eaux minières du bassin houiller lorrain fonctionnant à des débits continus de 100 et 600 m ³ /h (source : Hamm, 2008)	81
Figure 42 : Comparaison de l'évolution de la température de production sur 1 an suivant la 2 ^{ème} configuration envisagée (production et réinjection dans le puits Cuvelette Nord), selon un fonctionnement continu ou par cycles de l'exploitation géothermique des eaux minières du bassin houiller lorrain (source : Hamm, 2008).	82
Figure 43 : Évolution des indices de saturation des minéraux en fonction des modifications de température des types de fluides au sein de la boucle géothermale du dispositif envisagé pour la valorisation des eaux du bassin houiller lorrain (source : Fabriol, 2008). 85	85
Figure 44 : Schéma de fonctionnement (en haut) et estimation des besoins thermiques et énergie excédentaire (en bas) correspondant au deuxième scénario étudié pour la valorisation du fluide de la mine de Gardanne (source : Hamm <i>et al.</i> , 2014)	88
Figure 45 : Représentation de l'évolution des températures aux puits pendant les cinq premières années d'exploitation (en haut) et des écoulements et de la température dans les galeries de la mine de Gardanne (en bas), cas du deuxième scénario où les besoins thermiques ont été multipliés par des facteurs 5 et 10 (source : Hamm <i>et al.</i> , 2014)	91
Figure 46 : Schéma du principe de fonctionnement du système énergétique retenu pour le projet d'aménagement de la ZAC Morandat à Gardanne (source : Lesueur, 2016.).....	95

Figure 47 : Évolution prévisionnelle des indicateurs de performance (COP et EER) au cours des 5 premières années de fonctionnement du système énergétique envisagé pour le projet de Gardanne (source : Lesueur, 2016).	96
Figure 48 : Évolution prévisionnelle de la température du puits Morandat au cours des 5 premières années de fonctionnement du système énergétique envisagé pour le projet de Gardanne (source : Lesueur, 2016).	97
Figure 49 : Évolution du débit moyen prélevé / injecté dans le puits Morandat au cours des 5 premières années de fonctionnement du système énergétique envisagé pour le projet de Gardanne (source : Lesueur, 2016).	98
Figure 50 : Bilan énergétique du système de stockage envisagé pour le projet de Gardanne à partir du puits Y. Morandat (source : Lesueur, 2016).	99
Figure 51 : Principes de fonctionnement des quatre options d'aménagement envisagé du puits Y. Morandat (source : Lesueur, 2016).	101
Figure 52 : Évolution des consommations thermiques de l'habitat en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	104
Figure 53 : Évolution des consommations thermiques du tertiaire en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	105
Figure 54 : Évolution des consommations thermiques de l'industrie en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	105
Figure 55 : Carte des réseaux et des besoins en chaleur des communes du Nord et du Pas-de-Calais évalués à court terme - 2020 (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	107
Figure 56 : Emprise des travaux miniers dans le bassin houiller du Nord et du Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	108
Figure 57 : Carte des profondeurs maximales du houiller exploité dans le Nord et le Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	109
Figure 58 : Carte des températures théoriques des eaux minières du bassin houiller du Nord et du Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	110
Figure 59. Carte de la ressource géothermale des eaux minières du bassin houiller du Nord et du Pas-de-Calais (Louart <i>et al.</i> , 2017).	111
Figure 60. Carte des titres miniers relatifs à l'exploitation du gaz de houille dans le Nord et le Pas-de-Calais (Louart <i>et al.</i> , 2017).	112
Figure 61 : Évaluation du potentiel géothermique des eaux minières dans le Nord et le Pas-de-calais à l'horizon 2020 (Louart <i>et al.</i> , 2017).	113
Figure 62 : Évaluation du potentiel géothermique des eaux minières dans le Nord et le Pas-de-calais à l'horizon 2030 avec une faible contrainte des permis miniers (Louart <i>et al.</i> , 2017).	114
Figure 63 : Localisation des 11 réservoirs miniers du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).	117
Figure 64 : Schéma conceptuel du fonctionnement hydrogéologique après ennoyage d'un réservoir minier du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).	118
Figure 65 : Localisation des points d'accès aux réservoirs miniers du bassin ferrifère lorrain et valeurs médianes des températures des eaux (source : Vaute, 2017).	121
Figure 66 : Cartographie des types de milieux des travaux miniers du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).	122
Figure 67 : Cartographie de la profondeur des travaux miniers du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).	123
Figure 68 : Cartographie du niveau piézométrique des réservoirs miniers du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).	124
Figure 69 : Exemple de carte de potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain dans le secteur de Thionville (source : Vaute, 2017).	127

Liste des tableaux

Tableau 1 : Synthèse des projets utilisant l'énergie géothermique d'anciens travaux miniers.	22
Tableau 2 : Comparaison des caractéristiques des différents projets.	53
Tableau 3 : Étude comparative des coûts pour différentes solutions énergétiques pour des puissances de 100 et 1 000 kW pour un fonctionnement de 5 000 h/an (source : Klinger <i>et al.</i> , 2013).	60
Tableau 4 : Valeurs de conductivité thermique retenues pour évaluer la température au sein du bassin houiller lorrain (source : Barchi <i>et al.</i> , 2008).	66
Tableau 5 : Caractéristiques des réseaux de chaleur de Forbach et de Freyming-Merlebach en Lorraine (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).	69
Tableau 6 : Caractéristiques principales des puits retenus pour la production des eaux minières du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).	70
Tableau 7 : Caractéristiques principales des puits retenus pour la réinjection des eaux minières du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).	71
Tableau 8 : Composition chimique des trois types d'eau présents dans le bassin houiller lorrain (source : Fabriol, 2008).	83
Tableau 9 : Synthèse des paramètres d'exploitation en doublet selon les trois scénarios étudiés en préféabilité pour la valorisation du fluide de la mine de Gardanne (source des données : Hamm <i>et al.</i> , 2014).	89
Tableau 10 : Concentrations des micropolluants minéraux mesurées sur les échantillons prélevés dans les eaux de mine de Gardanne (source : Hamm <i>et al.</i> , 2014).	92
Tableau 11 : Calcul indicatif des ordres de grandeur de l'énergie et de la puissance thermique potentiellement accessibles dans le puits Y. Morandat (source : Lesueur, 2016).	94
Tableau 12 : Évaluation de la demande thermique utile annuelle du bâti de la ZAC Morandat (source : Lesueur, 2016).	95
Tableau 13 : Caractérisation des réseaux de chaleur du Nord-Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	103
Tableau 14 : Caractérisation de l'habitat en Nord-Pas-de-Calais et du mode de chauffage (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	103
Tableau 15 : Évolution des consommations de chauffage et d'ECS (MWh) en fonction de l'âge des logements en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	104
Tableau 16 : Évolution des consommations de chauffage et d'ECS (MWh) en fonction du type de chauffage en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	104
Tableau 17 : Synthèse du potentiel géothermique des eaux de mines des communes du Pas-de-Calais aux horizons 2020 et 2030 (source : Louart <i>et al.</i> , 2017).	115
Tableau 18 : Identification des 34 points d'accès aux réservoirs miniers du bassin ferrifère lorrain (source données : Vaute, 2017).	120
Tableau 19 : Caractéristiques physico-chimiques moyennes des eaux du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).	125
Tableau 20 : Méthodologie d'évaluation du potentiel géothermique appliquée à la ressource des eaux minières du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).	126

1. Introduction

1.1. CONTEXTE ET ENJEUX

De manière conventionnelle, l'énergie géothermique des sols et des roches (et des fluides associés tels que les eaux souterraines ou la saumure) est exploitée *via* des puits forés, avec des sondes pour les systèmes en boucle fermée, ou par pompage des eaux souterraines pour les systèmes en boucle ouverte. Alors que le coût unitaire par kilowattheure produit peut-être significativement inférieur à celui d'autres sources d'énergie, un système géothermique nécessite généralement des coûts d'investissement initiaux importants pour construire les puits géothermiques ou les collecteurs enterrés nécessaires.

Dans le cas de l'industrie minière, une grande partie du travail requis pour établir une infrastructure géothermique est déjà existant. L'exploitation minière a laissé derrière elle des structures majeures dans le sous-sol (fosses à ciel ouvert, puits miniers, galeries souterraines, vides miniers résiduels non comblés, systèmes de pompage). La fin de l'exploitation des mines dans les bassins houillers, ferrifères et autres mines métalliques en France et en Europe, laisse donc une opportunité d'utiliser les infrastructures techniques existantes des sites miniers, où les coûts d'investissement et d'exploitation sont déjà pour partie réalisés, pour exploiter l'énergie thermique provenant des travaux miniers envoyés qui représentent un potentiel thermique valorisable non négligeable.

Plusieurs projets ont été menés ou sont en cours d'étude (européens, nationaux) visant à mieux caractériser les mines et évaluer leur potentiel d'énergie géothermique pour une utilisation pour le chauffage et/ou le refroidissement.

Contrairement à nos voisins européens (notamment Allemagne, Espagne, Pays-Bas, Royaume-Uni,) qui valorisent déjà des anciennes mines pour de la géothermie, il n'existe à ce jour pas de projet au stade opérationnel en France. On peut, néanmoins, citer la ville de Gardanne, dans les Bouches-du-Rhône (région Provence-Alpes-Côte d'Azur), dont l'exploitation d'un ancien puits minier est envisagée, à court-terme, pour alimenter un réseau en boucle tempérée avec du stockage de chaud en été et de froid en hiver dans le puits.

1.2. OBJECTIFS DU PROJET

Le projet VALGEOMIN (convention ADEME-BRGM 2017 n° 1705C0006) vise à répondre aux enjeux liés à la valorisation géothermique des anciens sites miniers en France. Il a ainsi pour objectifs d'établir un état des lieux des projets existants dans les pays voisins européens et des études réalisées, à ce jour, au niveau national, et d'identifier les conditions favorables et les verrous potentiels relatifs à la valorisation géothermique d'anciens sites miniers.

Suivant ces objectifs, le rapport décrit successivement :

- au niveau européen :
 - l'état des lieux des projets réalisés à ce jour et détaillés dans la bibliographie internationale,
 - une synthèse comparative avec les principales caractéristiques des projets et les différents systèmes de valorisation de l'énergie géothermique mis en place,
 - les conditions favorables et verrous potentiels rencontrés à ce jour ;

- au niveau national :
 - le contexte de « l'après-mine », suite à la fermeture de la majorité des mines en France,
 - une synthèse des études réalisées sur la valorisation géothermique des mines sur le territoire métropolitain français, sur la base des rapports d'études réalisées par les entités régionales du BRGM entre 2008 et 2017,
 - les conclusions et perspectives de valorisation géothermique des mines en France.

2. État des lieux des projets de valorisation géothermique des anciens sites miniers en Europe

2.1. RECENSEMENT DES PROJETS AU NIVEAU INTERNATIONAL AVEC UN FOCUS SUR L'EUROPE

Une étude bibliographique a permis de recenser une trentaine d'opérations exploitant l'énergie géothermique d'anciens sites miniers, principalement en Europe du nord-ouest, mais aussi aux États-Unis et au Canada. La majorité des opérations identifiées en Europe (Figure 1) sont en Allemagne, avec 13 opérations valorisant la chaleur des mines ennoyées, et au Royaume-Uni, avec 7 opérations. Dans de nombreux cas, les projets valorisent l'énergie géothermique d'anciennes mines de charbon (houille et/ou lignite), mais on trouve également d'autres mines (argent, cuivre, étain, fer, uranium). Si quelques projets ont démarré dans les années 1980, suite à la fermeture progressive de l'exploitation des mines, la majorité ont démarré après 2000.

Le Tableau 1 synthétise par ordre chronologique les différents projets recensés au niveau mondial (Europe et Amérique du nord), avec la date de démarrage et/ou de réalisation, le pays, la localisation géographique, le type de mine concerné, une description synthétique du projet et les principales références bibliographiques. Le paragraphe 2.2 reprend ensuite plus en détail chacun des projets européens qui sont localisés sur la Figure 1.



Figure 1 : Carte de localisation des projets de valorisation géothermique d'anciennes mines en Europe (en rouge, localisation du projet en France en cours de réalisation).

Date de réalisation	Pays	Localisation	Minerai	Description du projet	Références bibliographiques
1980	Canada	Ropak Can Am coal mine in Springhill, Nova Scotia	Charbon	Le système consiste à prélever de l'eau d'une partie de la mine envoyée à une profondeur de 140 m et en la déversant dans une autre partie de la mine après prélèvement des calories. L'eau à 18°C alimente des pompes à chaleur pour le chauffage et refroidissement de bâtiments techniques et un restaurant. Les besoins de pointe en chauffage sont de l'ordre de 111 kW et de 159 kW pour le froid	Hall <i>et al</i> 2011
1980	Etats-Unis	Henderson molybdenum mine, Empire, Colorado	?	L'eau de mine à 29°C est utilisée pour le chauffage de l'air utilisé pour la ventilation de la mine afin de contrôler la température dans les travaux miniers, les puits et les équipements	Preene et Younger 2014
1981	Etats-Unis	Kingston, Pennsylvania	Charbon	Système en boucle ouverte avec pompage et réinjection de l'eau dans la mine. L'eau est pompée avec une pompe submersible de capacité 20 m ³ /h à une température de 16°C. Elle alimente des pompes à chaleur pour élever la température entre 22-50°C pour le chauffage de bâtiments. En été, le système est inversé pour produire du rafraîchissement	Ramos <i>et al</i> 2015
1984	Allemagne	Rhénanie du Nord - Westphalie - Zeche Heinrich Site - Essen	Charbon	Système en boucle ouverte pour le chauffage d'une maison de retraite. Puissance installée de 350 kW	Preene et Younger 2014
1994	Allemagne	Ehrenfriedersdorf - Sachsen	Etain	Chauffage d'une école, capacité de 95 kW	Preene et Younger 2014 - Ramos <i>et al</i> 2015
1995	Etats-Unis	Municipal building in park Hills, Missouri	Plomb	Pompage de l'eau dans un forage de 120 m de profondeur interceptant la mine ennoyée. L'eau de la mine à 14°C pompée avec un débit de 18 m ³ /h alimente 9 pompes à chaleur d'une capacité totale de 112 kW pour le chauffage et refroidissement de 750 m ² de bâtiments municipaux. L'eau est ensuite réinjectée dans la mine via un second forage	Hall <i>et al</i> 2011 - Ramos <i>et al</i> 2015
1997	Allemagne	Ehrenfriedersdorf - Sachsen	Etain	Chauffage d'un musée de la mine. Capacité installée de 120 kW	Preene et Younger 2014 - Ramos <i>et al</i> 2015
1998	Norvège	Folldal mine, Hedmark County	Cuivre, zinc et sulfures	Chauffage de la grotte souterraine de Wormshall utilisée pour des concerts et des banquets par un système en boucle fermée dans un puits minier de 600 m de profondeur. Capacité de 18 kW produite par la pompe à chaleur	Preene et Younger 2014 - Ramos <i>et al</i> 2015
1999	Ecosse	Shettleston	Charbon	Pompage de l'eau dans un forage de 100 m de profondeur interceptant la mine ennoyée. L'eau de la mine à 12°C alimente des pompes à chaleur d'une capacité de 65 kW fournissant de l'eau chaude à 55°C. Cette eau est utilisée pour le chauffage et l'eau chaude pour 16 maisons (1600 m ²). L'eau est ensuite réinjectée dans un forage de 50-60 m de profondeur	Watzlaf et Ackman 2006 - Hall <i>et al</i> 2011 - Preene et Younger 2014 - Ramos <i>et al</i> 2015
2000	Ecosse	Lumphinnans	Charbon	Pompage de l'eau dans un forage de 170 m de profondeur interceptant la mine ennoyée. L'eau de la mine à 15°C alimente des pompes à chaleur d'une capacité de 65 kW fournissant de l'eau chaude de 45 à 53°C. Cette eau est utilisée pour le chauffage et l'eau chaude pour 18 maisons.	Watzlaf et Ackman 2006 - Hall <i>et al</i> 2011 - Preene et Younger 2014 - Ramos <i>et al</i> 2016
2005	Norvège	Kongsberg mine	Argent	Système en boucle fermée dans un puits minier de 250 m de profondeur pour le chauffage du musée de la mine ainsi que d'une salle de concert et banquet 342 m sous la surface. Capacité installée de 12 kW	Hall <i>et al</i> 2011 - Preene et Younger 2014

Date de réalisation	Pays	Localisation	Type de mine	Description du projet	Références bibliographiques
2006	Allemagne	Rhénanie du Nord - Westphalie - Zeche Zollverein Site - Essen	Charbon	Système en boucle ouverte utilisant un échangeur de chaleur à plaques et alimentant un bâtiment universitaire (SANAA building) avec un système de tuyaux de 3000 m incorporé dans des murs de vingt-cinq centimètres d'épaisseur. L'eau à une température de 28°C pour une capacité de 790 kW	Thien 2015
2006	Canada	Goyer Quarry, Saint-Bruno-de-Montarville, Quebec	?	Système en boucle ouverte dans une mine ennoyée à ciel ouvert (8 Mm ³ d'eau) alimentant des pompes à chaleur avec des capacités individuelles entre 3,6 et 5,3 kW pour le chauffage et refroidissement de 36 appartements (surface de 6039 m ²)	Preene et Younger 2014 - Ramos <i>et al</i> 2015
2006	Russie	Rostov Region - Novoshakhtinsk	Charbon	Système en boucle ouverte avec pompage de l'eau de mine dans des puits entre 50 et 150 m de profondeur à une température de 12-13°C et rejet dans la mine dans un niveau différent. L'eau de la mine alimente trois pompes à chaleur avec une capacité totale de 40 MW. Le système alimente pour le chauffage un hôpital, une école, une crèche, des bureaux administratifs et des sites industriels.	Ramos <i>et al</i> 2015
2007	Allemagne	Wismut Shaft 302 - Marienberg mine - Sachsen	Uranium	Pompage dans un puits minier de 144 m de profondeur et interceptant la mine à 107 m. L'eau est pompée à 12,4°C et alimente un échangeur de chaleur installé à 105 m de profondeur. Trois pompes immergées permettent d'extraire jusqu'à 120 m ³ /h. L'eau après prélèvement des calories est rejetée à 5°C dans un tunnel de drainage. Capacité installée de 690 kW	Preene et Younger 2014 - Ramos <i>et al</i> 2015
2008	Angleterre	Mount Wellington Mine, Chacewater, Cornwall	Etain	Système en boucle fermée dans un ancien puits minier pour le chauffage de l'usine et des bureaux de l'entreprise "Kensa Heat Pumps". Capacité installée de 20 kW	Preene et Younger 2014
2008	Pays-Bas	Heerlen coal mine - Minewater project	Charbon	5 puits entre 250 et 700 m de profondeur ont été forés. L'eau chaude à 28°C est pompée à 700 m de profondeur en hiver et réinjectée dans un puits à plus faible profondeur (350 m). En été, l'eau est prélevée à une profondeur de 250 m où elle est plus froide (16°C). Quatre pompes à chaleur d'une capacité de 700 kW et un COP de 5.6 sont en mesure de fournir 80% des besoins caloriques annuels. La chaleur additionnelle est fournie au besoin par 2 MW de chaudières à gaz classiques. L'eau de mine est utilisée pour le chauffage et le refroidissement de 175000 m ² de bâtiments	Hall <i>et al</i> 2011 - Preene et Younger 2014 - Verhoeven <i>et al</i> 2014, 2016 - Ramos <i>et al</i> 2015
2009	Allemagne	Château de Freudenstein - Freiberg	Argent	Une section de 200 m d'une galerie de mine abandonnée située à 60 m sous un château fournit une eau à une température de 10,2 ° C. Deux forages ont été forés dans la galerie (190 mm de diamètre pour alimentation et 330 mm de diamètre pour le retour) et sont conçus pour fournir de l'eau à 3 l/s (≈ 10 m ³ /h) à une pompe à chaleur. La pompe à chaleur a une capacité de 130 kW et peut fournir à la fois le chauffage et le refroidissement.	Hall <i>et al</i> 2011 - Ramos <i>et al</i> 2015
2010	Allemagne	Rhénanie du Nord - Westphalie - Auguste Victoria Site - Marl	Charbon	Echangeur géothermique fermé (double U) inséré dans un tube vertical en acier de 350 mm dans un ancien puits minier sur 700 m de profondeur. Puits localisé à 300 m des nouvelles résidences chauffées par le système	Thien 2015

Date de réalisation	Pays	Localisation	Type de mine	Description du projet	Références bibliographiques
2010	Espagne	Asturian Central Coal Basin - Barredo mine	Charbon	Un système en boucle fermée dans un ancien puits minier alimente des pompes à chaleur pour le chauffage, l'eau chaude et/ou le refroidissement de résidences universitaires et d'un centre de recherche. Un second système en boucle ouverte avec pompage à 400 m ³ /h de l'eau de mine à 23°C alimente des pompes à chaleur qui élèvent la température à 46°C pour le chauffage d'un hôpital. L'eau pompée est ensuite rejetée à 13,9 °C dans une rivière	Jardon <i>et al</i> 2013 - Preene et Younger 2014 - Ramos <i>et al</i> 2015 - Gzyl <i>et al</i> 2016 - Loredó <i>et al</i> 2017
2010	Etats-Unis	Scranton, Pennsylvania	Charbon	Système en boucle ouverte avec pompage et réinjection de l'eau dans la mine. L'eau est pompée avec une pompe submersible dans un puits de 122 m de profondeur à une température de 13,9°C. Elle est réchauffée en surface par un échangeur de chaleur pour le refroidissement du Centre d'études architecturales de l'université de Marywood. L'eau est retournée à 16,1 °C à la mine.	Ramos <i>et al</i> 2015
2012	Allemagne	Rhénanie du Nord - Westphalie - Robert Müser Site - Bochum	Charbon	L'eau de la mine est pompée à 20°C à 570 m de profondeur et alimente des pompes à chaleur pour le chauffage de deux écoles et une caserne de pompiers	Thien 2015
2012	Angleterre	Dawdon coal mine	Charbon	Système en boucle ouverte utilisant l'eau de pompage de l'eau de mine avec prélèvement des calories puis traitement de l'eau avant rejet en mer du Nord. Eau utilisée pour le chauffage des bâtiments de l'unité de traitement. Capacité installée de 12 kW	Bailey <i>et al</i> 2013 - Preene et Younger 2014
2012	Angleterre	Markham Colliery - Bolsover- Derbyshire	Charbon	Système en boucle ouverte de type PACP avec pompage à 2-3 l/s (≈ 10 m ³ /h) à 170 m -de profondeur à 15°C et réinjection à 153 m à 12°C	Gzyl <i>et al</i> 2016 - Banks <i>et al</i> 2017
2013	Allemagne	Reiche Zeche - Freiberg	Argent	Système en boucle ouverte avec pompage dans le puits "ReicheZeche" ou la galerie "Rothschönberger" suivant l'utilisation (chauffage ou refroidissement). Pour le chauffage, l'eau est pompée à 18°C et alimente des pompes à chaleur pour élever la température à 55°C. La capacité installée est en première phase de 260 kW pour le chauffage (155 kW pour le refroidissement) avec pour objectif final une capacité de 670 kW (500 kW pour le refroidissement). Le système est utilisé pour chauffer/refroidir un campus universitaire	Ramos <i>et al</i> 2015
2013	Allemagne	Zwickau - Sachsen	Charbon	Projet de démonstration de valorisation thermique de l'eau de mine avec des échangeurs en polypropylène. Forage d'un puits d'exploration jusqu'à 625 m de profondeur dans la mine pour alimenter en chauffage plusieurs bâtiments de Westsächsische Hochschule	BINE - Projektinfo 13/2013
2013	Allemagne	Wettelrode - Sachsen-Anhalt	Cuivre	Système en boucle ouverte avec pompage de l'eau de mine dans un puits minier à 283 m de profondeur à une température de 13°C et rejet dans une galerie à 163 m de profondeur à 5°C. L'eau de la mine alimente un échangeur de chaleur placé dans la galerie d'exhaure à 163 m qui via un circuit secondaire fermé alimente une pompe à chaleur en surface pour ramener la température de l'eau à 50°C pour le chauffage du musée de la mine.	Ramos <i>et al</i> 2015

Date de réalisation	Pays	Localisation	Type de mine	Description du projet	Références bibliographiques
2014	Allemagne	Rhénanie du Nord - Westphalie - Hambach	Charbon	Eau pompée dans une mine de charbon à ciel-ouvert à une température de 22°C à 26°C et-élevée à une température de 65°C via des pompes à chaleur pour le chauffage de batiments	Thien 2015
2014	Allemagne	Bad Schlema - Sachsen	Uranium	Chauffage de 5685 m ² d'une école	Ramos <i>et al</i> 2015
2015	Angleterre	Caphouse Colliery - Overton - Yorkshire	Charbon	Pompage de l'eau dans un puits minier à environ 274 m ³ /h pendant 12 à 16h par jour pour maintenir le niveau d'eau à environ 150 m de profondeur et alimentation d'une pompe à chaleur de 10 kW pour le chauffage d'un musée. Utilisation d'un échangeur en boucle ouverte pendant la période de pompage du puits et d'un échangeur fermé pendant le reste de la journée	Gzyl <i>et al</i> 2016 - Banks <i>et al</i> 2017
2015	Angleterre	Egremont - Cumbria - UK	Hématite	Test de pompage dans un puits minier à 180 m ³ /h avec essai de récupération de chaleur avec une boucle ouverte et réinjection dans le puits	Banks <i>et al</i> 2017
2016	Pologne	Polish pilot site - Bytom	Charbon	Utilisation de l'eau de pompage d'un puits minier (débit de 300 m ³ /h, température de 24-28 °C) pour chauffer des bâtiments administratifs via une pompe à chaleur de 6 kW	Gzyl <i>et al</i> 2017

Tableau 1 : Synthèse des projets utilisant l'énergie géothermique d'anciens travaux miniers.

2.2. CARACTÉRISTIQUES DES PROJETS EXISTANTS EN EUROPE

2.2.1. Projets de valorisation géothermique en Allemagne

a) *Contexte de l'exploitation minière en Allemagne et de la réutilisation des anciennes mines*

L'Allemagne compte, à ce jour, onze mines de lignite et trois mines de houille en activité, mais ces dernières fermeront en 2018, date à laquelle les subventions à l'exploitation de la houille cesseront. Avec plus de 178 millions de tonnes de lignite extraites en 2014, le pays reste l'un des plus gros producteurs de ce type de charbon au monde. L'Allemagne produit près de 45 % de son électricité avec du charbon (un peu plus de 25 % pour le lignite, 19 % pour la houille), 27 % provenant des énergies vertes (biomasse, solaire et éolien).

La politique énergétique allemande, probablement l'une des plus avancées dans le monde en matière d'énergies renouvelables, ne concerne pas uniquement la production d'électricité ; la production de chaleur en fait également partie. Une part importante de l'énergie finale nécessaire en Allemagne provient du chauffage des bâtiments (environ 70 % de l'énergie finale pour le secteur des ménages en 2010). Par conséquent, les objectifs ambitieux de la politique énergétique allemande comprennent également l'expansion et l'utilisation accrue de l'énergie géothermique.

La région Rhénanie-du-Nord-Westphalie, avec environ 18 millions d'habitants, est la plus peuplée. L'agglomération Rhin-Ruhr compte environ 10 millions d'habitants, ce qui en fait l'une des 30 plus grandes régions métropolitaines du monde. La région de la Ruhr constitue la partie nord de l'agglomération Rhin-Ruhr. Sa valeur économique était basée sur l'industrie du charbon et de l'acier, et plus particulièrement l'extraction du charbon (Figure 2). Au milieu du XX^e siècle, l'exploitation minière a atteint un sommet. À partir de 1958, le processus de fermeture des mines a commencé en Allemagne et dans la Ruhr. Fin 2012, il n'y avait plus que trois mines produisant de la houille.

En 2007, le gouvernement allemand, les états et le groupe « Ruhrkohle AG » (RAG) se sont mis d'accord pour arrêter définitivement l'extraction de charbon de houille d'ici 2018. La gestion de l'eau de mine a été et est toujours mise en œuvre par RAG en utilisant des stations de pompage. Pendant les opérations d'extraction du charbon, la gestion de l'eau est essentielle pour empêcher les inondations des travaux miniers. Après l'achèvement de l'exploitation minière, la gestion de l'eau dans les mines est toujours nécessaire pour empêcher l'affaissement incontrôlable des couches rocheuses et la contamination potentielle des nappes phréatiques sus-jacentes. Ce sont ainsi 80 millions de m³ d'eau qui sont pompés annuellement et rejetés en rivière. Cette eau a une température comprise entre 20 et 30 °C et représente un potentiel géothermique considérable.

Les exemples de valorisation d'eau de mine en Allemagne concernent ainsi principalement les mines de charbon dans la région de la Rhénanie-du-Nord - Westphalie mais aussi dans la région de Saxe, à l'est. On trouve également, dans la littérature, d'autres types de mines (étain, cuivre, argent, uranium) qui ont pu donner lieu à une valorisation géothermique.

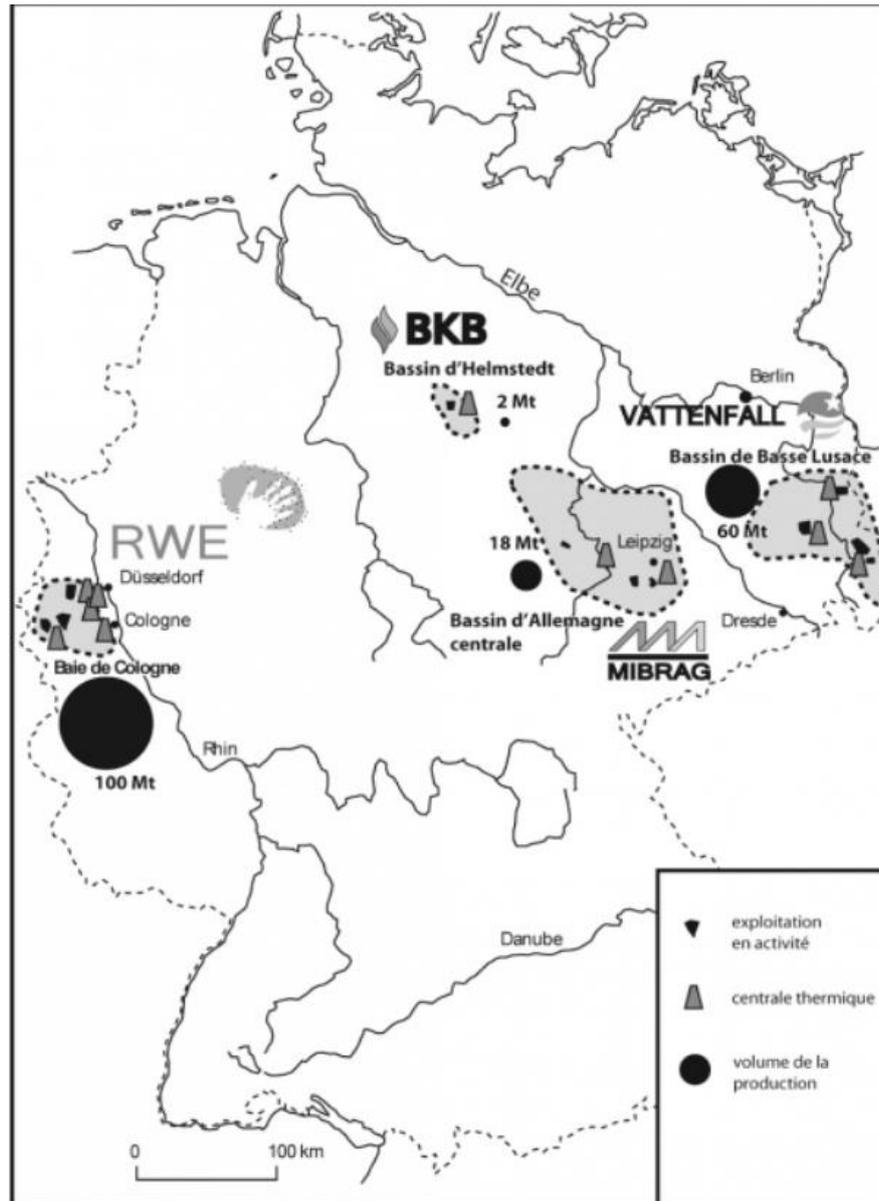


Figure 2 : Bassins de production de lignite en Allemagne en 2006.

b) Exemples de projets de valorisation en région Rhénanie-du-Nord-Westphalie (ouest de l'Allemagne)

Il existe, à ce jour, cinq projets de valorisation de l'eau de mine en Rhénanie-du-Nord - Westphalie. Ces projets sont, du plus ancien au plus récent : les sites de Zeche-Heinrich à Essen (1984), Zeche Zollverein à Essen (2006), Auguste Victoria à Marl (2010), Robert Müser à Bochum (2012) et Hambach (2014).

Zeche Zollverein, Essen (2006)

Sur le site du patrimoine culturel mondial de Zeche Zollverein, le « SANAA Cube » est un bâtiment universitaire innovant sur le plan architectural (Figure 3). Aujourd'hui, le bâtiment fait partie du musée Folkwang. L'eau de pompage de la mine de Zollverein est utilisée pour chauffer le bâtiment depuis 2006. L'eau pompée dans la mine à environ 28 °C transmet la chaleur *via* un échangeur de chaleur à plaques en acier inoxydable (Figure 4). L'eau refroidie est ensuite rejetée

en rivière. Dans les murs du bâtiment, qui font vingt-cinq centimètres d'épaisseur, un système de tuyaux de 3 000 m a été intégré dans du béton. L'eau chaude circule par ce système de tuyauterie. La capacité du dispositif est de 790 kW.



Figure 3 : SANAA Cube à Zollverein (source : Thien, 2015).



Figure 4 : Échangeur de chaleur utilisé (source : Thien, 2015).

Auguste Victoria, Marl (2010)

Il s'agit ici de la valorisation de la chaleur dans un ancien puits minier. Un ancien tube de colonne montante en acier avec un diamètre nominal de 350 mm a été converti en sonde géothermique verticale de 700 m de profondeur. L'idée originale était d'utiliser le tuyau de remontée existant comme un tubage et un tube ascendant centré comme une sonde dite coaxiale. Dans l'espace annulaire de la colonne montante, le fluide froid s'écoule vers le bas, se réchauffe au cours de son trajet, puis remonte vers le haut dans le tube interne de la sonde. Une inspection à distance par caméra a toutefois révélé de la corrosion sur la conduite montante. Il a donc été décidé d'utiliser une sonde « double-U ». L'entreprise contractée pour effectuer le travail a développé, à cet effet, un pied de sonde spécial avec des poids appropriés afin d'insérer la sonde à une profondeur de 700 m. Une suspension spéciale de bentonite - ciment conductrice de la chaleur a ensuite été injectée.

La distance entre le système de sonde géothermique dans le puits et les nouveaux bâtiments chauffés est d'environ 300 m. Deux des quatre bâtiments peuvent être chauffés avec la chaleur géothermique de l'ancienne mine. La chaleur nécessaire pour les deux autres bâtiments provient de sondes géothermiques proches de la surface sur le site, à une profondeur d'environ 170 m.



Figure 5 : Mise en place de la sonde en « double-U » au puits d'Auguste Victoria (source : Thien, 2015).

Robert Müser, Bochum (2012)

Sur l'ancien site minier de Robert Müser, à Bochum, le groupe RAG exploite une installation de pompage de l'eau de la mine. Environ 10 millions de m³ d'eau par an sont pompés avec une température de l'eau d'environ 20 °C. Jusqu'en 2012, cette eau de mine a été rejetée sans valorisation dans la proche rivière de la Ruhr. Près de la mine, il y a deux écoles et une caserne de pompiers de la ville de Bochum qui sont des utilisateurs potentiels de chaleur. Avec deux

échangeurs de chaleur, la chaleur de l'eau de la mine, qui est pompée à une profondeur de 570 m, est transférée sur un circuit séparé. La chaleur contenue dans cette eau sert alors de source d'énergie pour les pompes à chaleur individuelles dans les locaux techniques respectifs des bâtiments. Il était nécessaire de résoudre des problèmes techniques, notamment en ce qui concerne les échangeurs de chaleur. Des matériaux de haute qualité devaient être utilisés pour empêcher tout problème de corrosion.

En utilisant des systèmes de pompes à chaleur, la température de l'eau de la mine est élevée afin de garantir une alimentation de base pour les bâtiments existants. La Figure 6 montre les pompes à chaleur installées dans la buanderie de l'école. Une nouvelle unité de cogénération produit l'énergie électrique utilisée pour faire fonctionner les pompes à chaleur. De même, la chaleur générée par l'installation de cogénération est utilisée. Les chaudières à gaz existantes servent à fournir les pointes. Avec cette technologie, il est possible de fournir une température comprise entre 50 et 80 °C, selon les besoins.

Le système fonctionne depuis octobre 2012 et est géré par l'exploitant, Stadtwerke Bochum. Grâce à ce système, les besoins en énergies fossiles peuvent être réduits d'environ 1 200 MWh/an. C'est l'équivalent d'une réduction des émissions de CO₂ de 245 t/an.



Figure 6 : Système de pompe à chaleur utilisé (Thien, 2015).

Hambach (2014)

En Rhénanie-du-Nord - Westphalie, il existe également de très vastes zones minières de lignite où l'extraction à ciel ouvert est pratiquée. Dans le voisinage immédiat de la zone minière de Hambach, de nouvelles infrastructures sont chauffées depuis avril 2014, avec de la chaleur récupérée dans les puisards. L'eau est pompée par la société RWE Power GmbH, en tant qu'exploitant des installations minières de lignite, à grande profondeur, pour maintenir la mine à ciel ouvert de Hambach sèche. Compte tenu de la grande profondeur de pompage, l'eau a une température élevée et constante entre 22 et 26 °C. L'eau pompée, à environ 35 m³/h, alimente un échangeur de chaleur à tubes du circuit primaire. La température de retour est d'environ 18 °C. La température est portée, ensuite, à 65 °C, avec l'utilisation de pompes à chaleur, pour chauffer des bâtiments. Pour le système de pompe à chaleur installé, une puissance de 620 kW est

fournie. L'énergie électrique nécessaire pour faire fonctionner les pompes à chaleur devrait être fournie à l'avenir par une nouvelle installation photovoltaïque.

L'utilisation de la chaleur de l'eau provenant du pompage des mines à ciel ouvert a échoué, à plusieurs reprises, dans la zone minière de Rhénanie, en raison d'efforts opérationnels conséquents, liés notamment à des problèmes de dépôts de fer dans les échangeurs de chaleur (durée de vie d'environ 2 semaines et une forte réduction des performances). Les échangeurs de chaleur traditionnellement utilisés se heurtent ainsi à des limites de performances, avec des milieux légèrement contaminés, tels que les eaux pompées dans ces mines. Dans ce projet, des échangeurs de chaleur spécifiques sont maintenant utilisés avec un système de contrôle particulier. Grâce à cette technologie innovante, l'échangeur de chaleur est autonettoyant et son efficacité reste maintenue (Figure 7).



Figure 7 : Échangeurs de chaleur utilisés dans la mine à ciel ouvert de Hambach (Thien, 2015).

c) Exemples de projets de valorisation en région de la Saxe (est de l'Allemagne)

Il existe, à ce jour, 8 projets de valorisation de l'eau de mine en région Saxe ou Saxe-Anhalt. Ces projets sont, du plus ancien au plus récent : deux projets dans la ville de Ehrenfriedersdorf (1994 et 1997), un projet à Marienberg (2007), deux projets à Freiberg (2009 et 2013), et un projet à Zwickau (2013), à Wettelrode (2013) et à Bad Schlema (2014).

Ehrenfriedersdorf (1994 et 1997)

Deux projets exploitent la chaleur de l'eau de mine à différentes profondeurs d'anciennes mines ennoyées d'étain. Le système est constitué d'échangeurs de chaleur installés dans un puits minier à une profondeur de 110 m qui prélèvent la chaleur de l'eau de mine, chauffent l'eau du circuit secondaire qui alimente, ensuite, une pompe à chaleur en surface. Le système permet le chauffage d'une école et d'un musée de la mine pour une capacité de 95 et 120 kW respectivement.

Marienberg (2007)

Le puits « Wismut 302 », à Marienberg, est un puits minier d'une ancienne mine d'uranium. Profond de 144 m, il intercepte les travaux de la mine à 107 m de profondeur. Un système en boucle ouverte exploite l'eau de la mine, à une température constante de 12,4 °C, en utilisant trois pompes immergées avec un débit maximum de 120 m³/h au total. Un échangeur à plaques en acier a été installé à 105 m de profondeur du puits. Des tuyaux en plastique sont utilisés entre la pompe et l'échangeur de chaleur. L'échangeur de chaleur refroidit l'eau pompée de 5 °C et transfère la chaleur à un circuit secondaire. L'eau refroidie de la mine est ensuite rejetée dans une galerie de drainage.

Dans le circuit secondaire qui relie l'échangeur de chaleur à la surface, on distingue deux sections suivant le type de matériaux utilisés : dans la section verticale, entre la station de pompage en surface et l'échangeur de chaleur en profondeur, le fluide circule dans des tuyaux en acier galvanisé ; dans la section horizontale, entre la station de pompage et les pompes à chaleur décentralisées (utilisateurs finaux), le fluide circule dans des tuyaux enterrés en plastique.

Le système est opérationnel depuis fin 2007, avec une capacité estimée de 690 kW, et alimente en chaleur une piscine, un hall de tennis et quelques supermarchés.

Freiberg (2009 et 2013)

La ville de Freiberg exploite actuellement deux projets de valorisation de la chaleur d'anciennes mines d'argent.

Le premier système (2009) fournit en chaleur le château de Freudenstein couplé à un système d'appoint pour les besoins de pointe. La chaleur est prélevée depuis une galerie (Alter Tiefer Fürstentollen), à 60 m de profondeur. L'eau à 10,2 °C est pompée avec un débit de 21,6 m³/h jusqu'à un échangeur de chaleur en tête de puits, puis réinjectée dans la galerie. La chaleur prélevée (ΔT de 5 °C) circule, ensuite, dans un circuit secondaire jusqu'à une pompe à chaleur sur un parcours de 230 m. La pompe à chaleur fournit une température jusqu'à 42 °C et une puissance thermique de 130 kW.

Le second système (2013) alimente un campus universitaire, à partir de l'eau de mine extraite depuis une galerie minière (Rothschönberger), ou un puits minier (Reiche Zeche), suivant le mode utilisé (chauffage ou refroidissement). En mode chauffage, l'eau de la mine est pompée à 18 °C et alimente 4 échangeurs de chaleur d'une capacité totale de 168 kW. Des systèmes secondaires en boucle fermée sont connectés en série à des pompes à chaleur pour élever la température à 55 °C et fournir la chaleur aux utilisateurs du campus. La puissance thermique pour le chauffage est de 260 kW, en première phase (155 kW pour le refroidissement), avec pour objectif final une puissance thermique de 670 kW (500 kW pour le froid).

Zwickau (2013)

Contrairement à la région de la Ruhr en Rhénanie-du-Nord - Westphalie, où l'ennoyage est contrôlé par un système de pompage, l'arrêt de l'exploitation minière du charbon à Zwickau dans la Saxe s'est fait de manière incontrôlée. Un projet de démonstration de valorisation thermique de l'eau de mine, avec des échangeurs de chaleur novateurs en matériau polypropylène, est actuellement en cours avec le forage d'un puits à la profondeur de 625 m. Le projet devrait alimenter en chauffage plusieurs bâtiments du « Westsächsische Hochschule ».

Wettelrode (2013)

Le projet démarré en septembre 2013 a pour objectif de fournir chaleur et eau chaude au musée minier « Röhrigschacht ou Röhrig Shaft », qui était une ancienne mine d'ardoise de cuivre, dans le village de Wettelrode, dans la région de Saxe-Anhalt.

Le puits minier est relié à la galerie de drainage de l'eau de mine « Segen-Gottes », à une profondeur de 163 m, et au premier niveau de la mine, à une profondeur de 283 m. Une configuration en boucle ouverte a été installée dans le puits pour extraire l'eau de mine, à partir d'une profondeur de 283 m, et la transporter à un échangeur de chaleur à plaques, qui a été placé dans la galerie « Segen-Gottes ». Un système de trois pompes a été installé, l'une fonctionnant en permanence, la deuxième étant utilisée pour couvrir les périodes de pointe, et la troisième étant une pompe de secours.

L'eau de la mine arrive à l'échangeur de chaleur à une température de 13 °C. L'eau refroidie (ΔT de 5 °C) est alors déchargée dans la galerie « Segen-Gottes ». L'eau réchauffée du circuit secondaire est transférée à la pompe à chaleur, qui se situe à 45 m du puits, dans le local de chauffage. L'acier a été utilisé pour les deux boucles ; seule la section horizontale (de l'échangeur au local de chauffage) a été isolée et enterrée 1 m sous la surface pour réduire les pertes thermiques. Dans la salle de chauffage, l'eau arrive à une température de 13 °C, alors que la pompe à chaleur fournit 50 °C au système de chauffage du bâtiment. Les besoins en chaleur (dont la fourniture d'eau chaude) représentent 47 kW.

Bad Schlema (2014)

Dans la ville de Bad Schlema, un système géothermique utilisant l'eau d'une ancienne mine d'uranium permet le chauffage de 5 685 m² d'une ancienne école rénovée en 2009. Le système géothermique devrait permettre de réduire la consommation énergétique de 504,7 kW/m² à 175,3 kW/m².

2.2.2. Projet de valorisation géothermique aux Pays-Bas (« Minewater » Heerlen)

a) Contexte de l'exploitation minière et du projet « Minewater » à Heerlen

Heerlen fut l'une des principales villes minières des Pays-Bas durant la première moitié du XX^e siècle. Entre 1899 et 1974, 118 millions de tonnes de charbon ont été extraites de quatre concessions, Oranje-Nassau 1 à 4 (abrégé ON1 à 4). Dans les années 1970, les gisements de gaz furent privilégiés au charbon, ce qui entraîna la fermeture des mines aux Pays-Bas. Les pompages d'exhaure furent arrêtés en 1975 sur la concession d'ON1. La fin de l'industrie du charbon, jusqu'alors principale richesse de la région et en particulier de cette ville, la plongea dans des difficultés économiques importantes.

Un vaste plan de remise en marche de l'économie a été adopté. Dénommé PALET « Parkstad Limburg Energy Transition », le plan vise une région neutre en carbone d'ici 2040. Parkstad Limburg est une association de 8 municipalités, anciennement appelée « Oostelijke Mijnstreek » (région minière de l'Est) avec 250 000 habitants. Heerlen est la plus grande commune avec près de 90 000 habitants et le centre d'affaires de la région (Verhoeven *et al.*, 2016).

Le projet Minewater s'inscrit clairement dans ce contexte. Il s'agit d'un projet européen, entre 2004 et 2008, financé par l'Interreg IIIB du nord-ouest de l'Europe et dont le but était d'exploiter l'énergie géothermique des anciennes mines ennoyées. Le consortium du projet était constitué de la ville de Heerlen aux Pays-Bas, la région du Midlothian en Écosse, le BRE (Building Research Establishment) en Angleterre, la ville de Bönen et le WFG

(Wirtschaftsförderungsgesellschaft) en Allemagne, ainsi que le BRGM en France (cf. § 3.2.1). Cet accord a permis la construction du site pilote de Heerlen, durant les années 2006 et 2007, alors que les projets pilotes proposés au Midlothian, à Bönen et en France furent finalement abandonnés.

En 2008, à la fin du projet européen, la société Mijwater fut créée et chargée de l'exploitation des puits et du réseau, ainsi que de l'amélioration et de l'extension de ce dernier. En 2013, la société devint une société indépendante dont les parts sont détenues à 100 % par la ville de Heerlen. Les fonds proviennent de différents niveaux : l'Union Européenne (par le biais de l'accord Interreg et du 6th Framework Program project EC REMINING-lowex), l'État néerlandais (par le biais de fonds pour la recherche énergétique, pour la réhabilitation urbaine), la province du Limbourg, et la ville de Heerlen.

b) Les différentes phases du projet Minewater

Le projet Minewater a connu plusieurs phases de développement, entre les forages en 2006 et l'exploitation du réseau de chauffage urbain tel qu'il existe actuellement.

Les premières études ont été réalisées en 1999, puis les choses se sont accélérées entre 2005 et 2007, aboutissant au forage des puits. Les études, confiées à VITO (Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek), se sont notamment focalisées :

- sur la géométrie et les plans des galeries, leurs interconnexions ;
- sur la géologie, en particulier la présence de plissements, de failles ;
- sur les températures mesurées dans les galeries, lors de leur exploitation ;
- et enfin, sur la modélisation de l'écoulement dans ces galeries et le lien avec l'encaissant (Figure 8).

Deux premiers puits, les plus profonds, ont été forés en 2006 puis, en 2007, les trois suivants, accompagnés d'essais de pompage. Sur la base de ces essais, VITO a pu déterminer plus précisément les débits qui pouvaient être exploités, à l'aide de nouvelles modélisations. Initialement dimensionnées pour des débits de 120 m³/h dans les puits chauds et 250 m³/h pour les puits froids, les installations n'ont jamais connu de tels débits en pratique.

Après le forage des puits et la pose des premières canalisations, l'exploitation a suivi trois phases correspondant à une évolution du projet. On parlera de Minewater 1.0, 2.0 et 3.0. Dans Minewater 1.0, la géothermie est considérée comme une source de chaleur ou de froid. Suite aux modélisations qui confirment qu'il serait risqué d'étendre le projet de cette manière, du fait de la connexion entre les zones chaudes profondes et les zones froides plus superficielles, le projet évolue vers l'utilisation de la géothermie comme « réserve d'énergie », c'est Minewater 2.0. La ville est alors pensée en « clusters » raccordés à la mine et ne demandant au système que l'énergie que les bâtiments ne peuvent pas échanger entre eux. Ce système est en cours d'évolution vers un système contrôlé par l'offre et la demande (Minewater 3.0). La première étape de ce développement est le projet Horizon 2020 intitulé STORM (Self-organizing Thermal Operational Resource Management), qui a débuté en mars 2015, avec cinq partenaires européens, et qui se finalisera en septembre 2018.

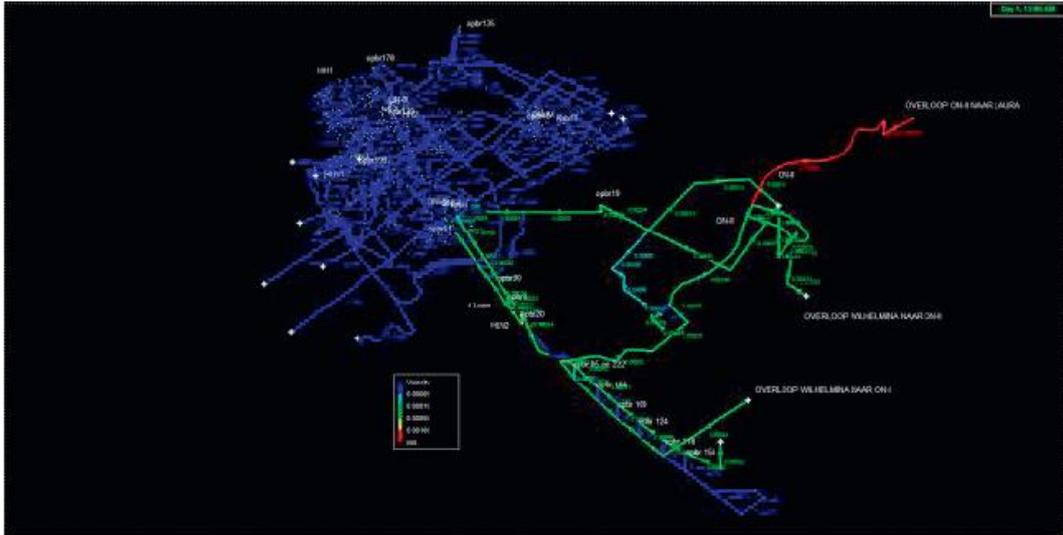


Figure 8 : Modèle 3D de la géométrie de la mine (Verhoeven et al., 2014).

Minewater 1.0

Minewater 1.0 (de 2004 à 2008) correspond au stade pilote, dont le but était principalement d'étudier la capacité des forages effectués à chauffer les bâtiments *via* des échangeurs de chaleur. L'infrastructure utilisée par le projet est constituée de 5 forages, de différentes profondeurs pour obtenir différents niveaux de températures, et un ensemble de canalisations pour transporter les fluides chauds ou froids. En l'occurrence, le projet était constitué d'un circuit chaud, d'un circuit froid et d'un circuit de température intermédiaire pour le retour. Ces conduites transportent l'eau de la mine jusqu'aux échangeurs de chaleur qui desservent jusqu'en 2012, exclusivement, de grands bâtiments, comme le Bureau Central de Statistique CBS, ou un centre commercial et social « Heerlerheide Centrum ». Les canalisations transportant l'eau chaude sont isolées, les autres non. Ils forment une sorte de « colonne vertébrale », qui sera la base de l'exploitation de l'installation.

Deux puits (HH1 et HH2), dans la partie nord de Heerlen, ont une profondeur d'environ 700 m et permettent de pomper de l'eau à 28 °C. Cette eau est refroidie de 10 °C pour chauffer les bâtiments. L'eau froide (16 °C), venant de puits de 250 m de profondeur (HLN1, HLN2), est réchauffée de 6 °C par le refroidissement des bâtiments. L'eau réinjectée dans la mine dans le puits HLN3, de profondeur 350 m, a donc une température intermédiaire de l'ordre 18 à 22 °C (Verhoeven *et al.*, 2014). Suivant la saison, il est pompé de l'eau du puits chaud HH1 (HH2 étant actionné en cas de besoin complémentaire uniquement), ou du puits froid HLN1 (HLN2 étant également un complément dans les premières phases d'exploitation). L'intégralité de l'eau est réinjectée dans le puits HLN 3. Une carte du système initial est présentée en Figure 9. Un schéma en coupe 2D est visible en Figure 10.

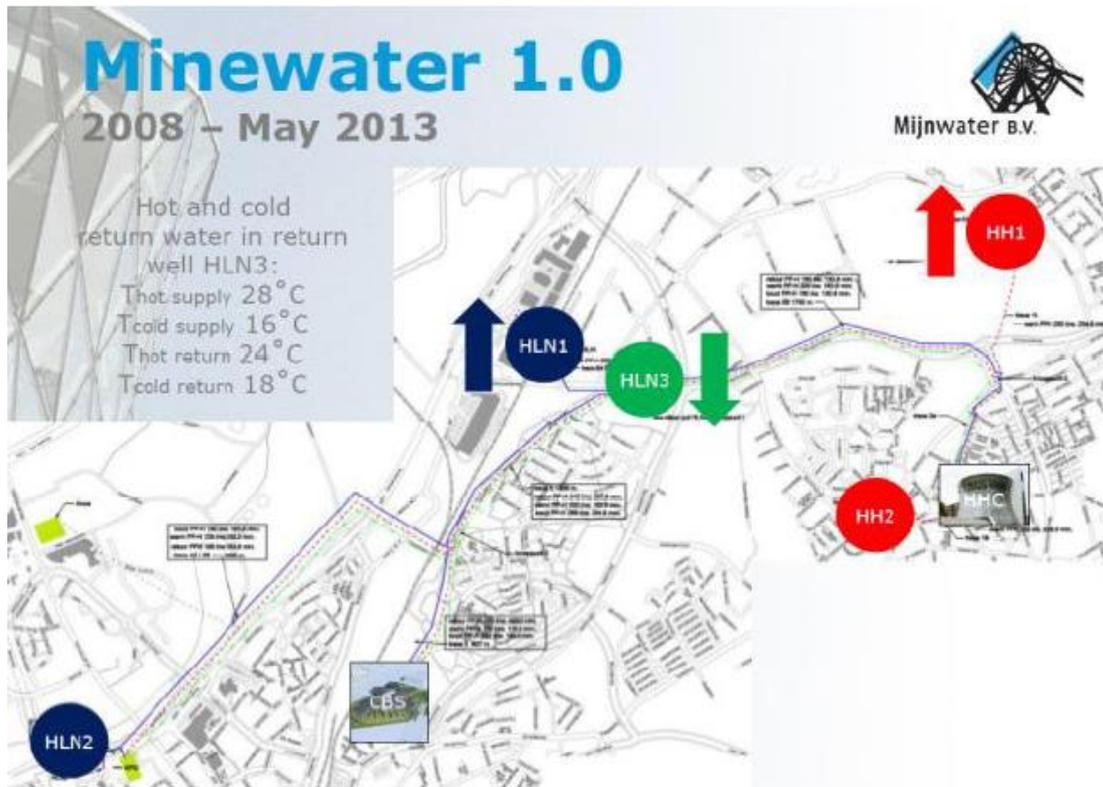


Figure 9 : Principe de fonctionnement du projet Minewater 1 (Verhoeven et al., 2014).

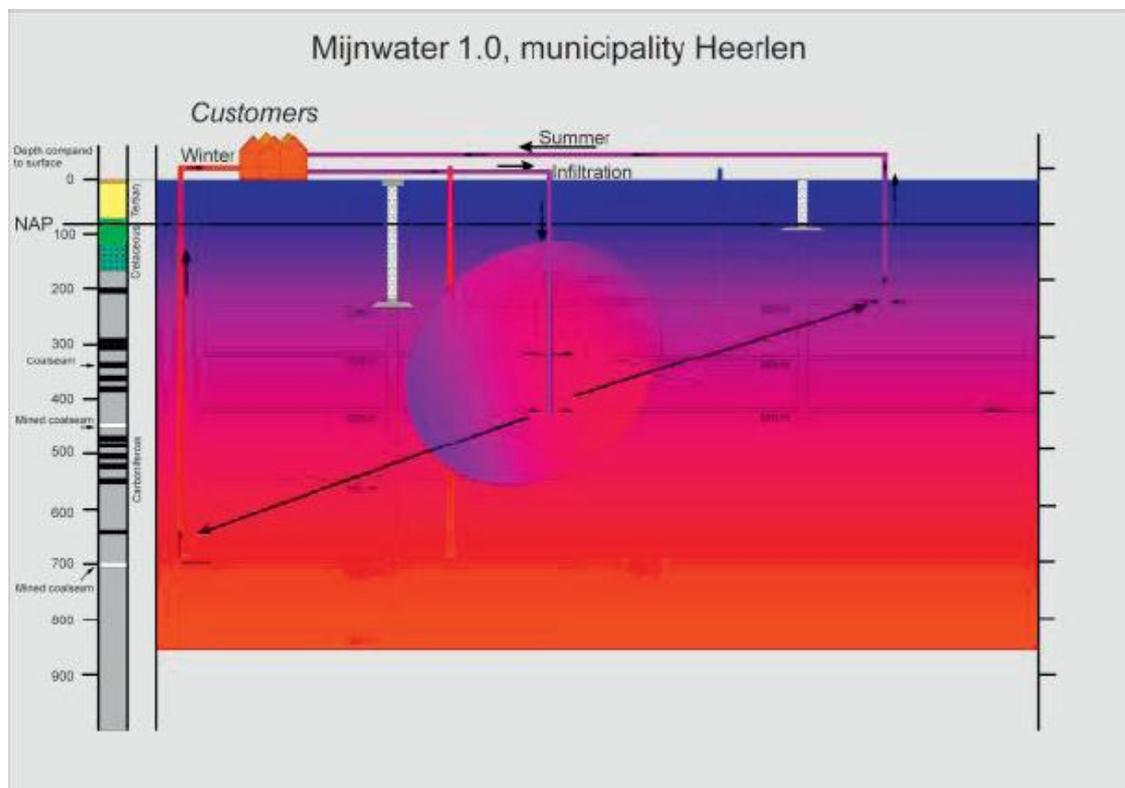


Figure 10 : Coupe 2D du dispositif avec pompage en hiver dans le forage à 700 m de profondeur, en été dans le forage à 250 m de profondeur et réinjection entre 18 et 22 °C dans le puits à 350 m de profondeur (Verhoeven et al., 2014).

Dans sa phase 1.0, le projet a été suivi par VITO qui a pu affiner son modèle. Les résultats ont montré dès le départ qu'un pompage tel qu'il était prévu (les puits ont été dimensionnés pour fournir 120 à 250 m³/h) provoquerait une arrivée d'eau froide dans le réservoir chaud.

Les principaux inconvénients de Minewater 1.0 étaient donc (Verhoeven *et al.* 2014) :

- une capacité de pompage d'eau limitée, et conséquemment, une capacité de production thermique limitée ;
- d'avril à septembre, l'eau fraîche qui circulait permettait un refroidissement des bâtiments ; d'octobre à mars, l'eau chaude en permettait le chauffage. Le système était donc peu flexible et inadapté à la demande, par conséquent source de pertes d'énergie ;
- aucun échange possible entre un bâtiment qui produisait de la chaleur (par exemple lié à un data center) avec un bâtiment voisin susceptible d'avoir besoin de cette chaleur.

Le projet Minewater 2.0 va chercher à résoudre ces problèmes.

Minewater 2.0

La seconde phase d'exploitation (de 2008 à nos jours) a repensé complètement le concept du projet. L'eau des mines n'a plus pour but de réchauffer ou refroidir directement les bâtiments, mais bien de compenser le manque ou l'excédent d'énergie. De source d'énergie, la géothermie devient une réserve d'énergie.

Les différentes zones desservies par les installations de Minewater 1.0 contiennent souvent des bâtiments qui produisent de la chaleur (usine, datacenter, ...) et des bâtiments qui demandent de la chaleur (habitations, bureaux, ...). Il était donc intéressant de chercher à transférer un maximum d'énergie des premières activités vers les secondes, dans des laps de temps très courts. La « colonne vertébrale » est donc divisée en 4 zones, appelées « clusters », avec un système d'échange de chaleur entre bâtiments (Figure 11). Ces différents clusters sont reliés à la colonne vertébrale dans laquelle ne circule plus que de l'eau chaude (28 °C) ou froide (16 °C). Deux puits, HH2 et HLN2 sont utilisés de manière bidirectionnelle (réversibles). Le puits intermédiaire HLN3 n'est plus utilisé dans cette configuration. Le principe est de créer dans le sous-sol deux régions bien distinctes, l'une chaude et l'autre froide, et de limiter la circulation et les mélanges entre ces zones (Figure 12).

Des stations de pompage et d'échange entre les différents niveaux sont nécessaires. En particulier, les stations entre le cluster et le consommateur final sont composées d'échangeurs de chaleur et de pompes à chaleur afin de réchauffer ou refroidir l'eau du cluster. Les stations d'échanges entre la colonne vertébrale et le cluster sont bâties sur le même modèle.

Le système mis en place ne vise pas, de manière générale, à fournir le chauffage ou le refroidissement total du bâtiment. Au Heerlerheide Centrum (un ensemble de logements, commerces, infrastructures diverses), par exemple, les pompes à chaleur ne fournissent qu'environ 700 kW, ce qui est suffisant pour la majorité des jours de l'année, mais durant environ 70 jours un chauffage d'appoint s'avère nécessaire. Le refroidissement est géré de manière similaire. L'ensemble est évidemment contrôlé de manière automatique, avec de nombreux capteurs permettant de générer une base de données d'exploitation.

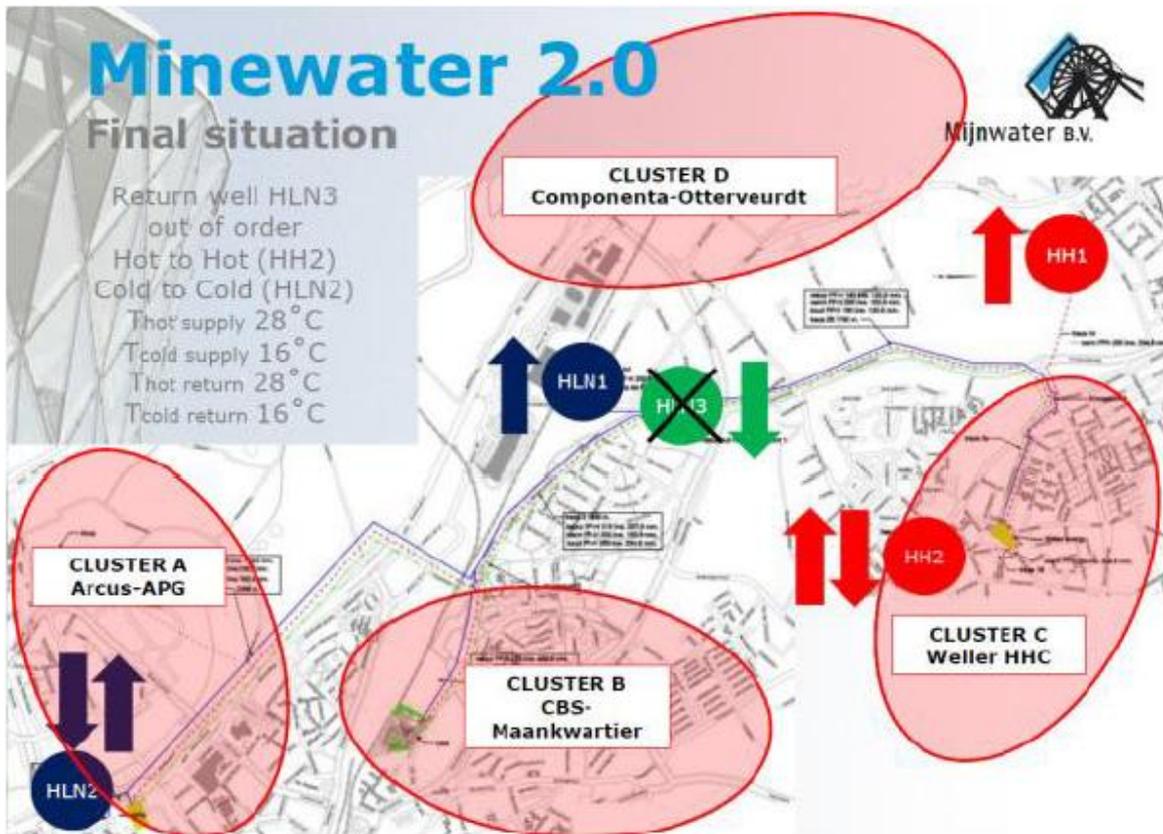


Figure 11 : Principe de fonctionnement du projet Minewater 2 (Verhoeven et al., 2014).

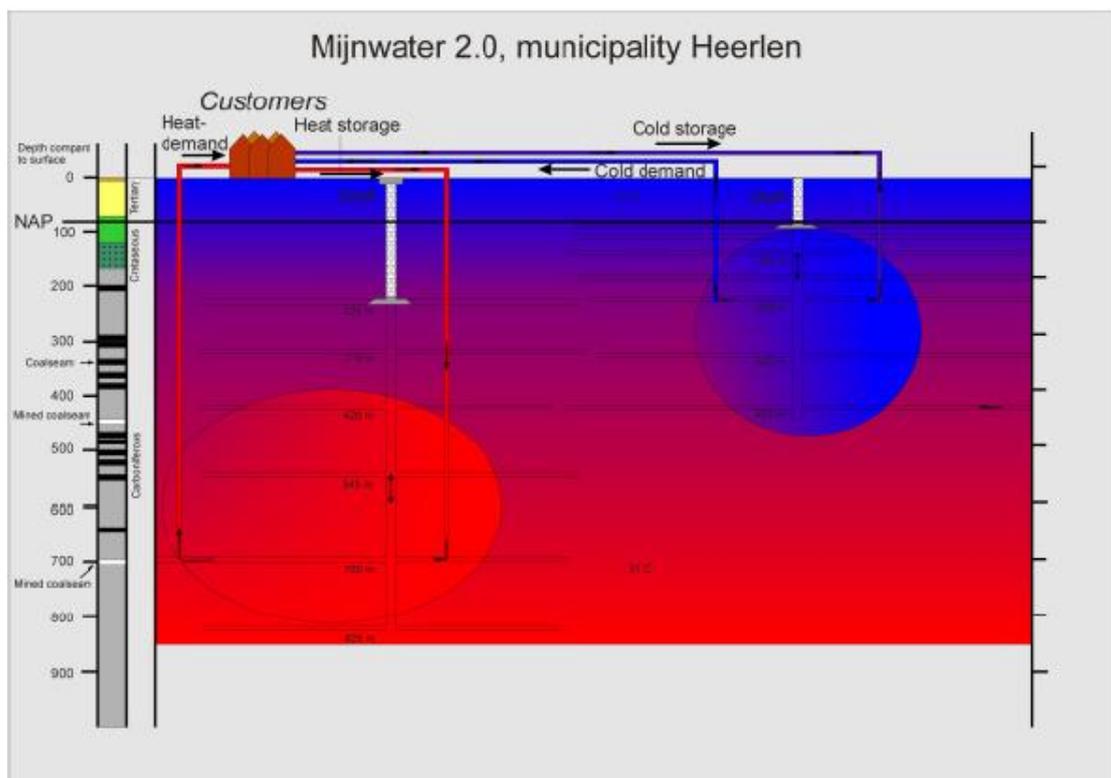


Figure 12 : Coupe 2D du dispositif avec pompage ou stockage de chaleur ou de froid respectivement à 700 et 250 m de profondeur (Verhoeven et al., 2014).

Minewater 3.0

La version 3.0 du projet consiste en diverses améliorations, qui sont en cours d'implémentation. Les gestionnaires aimeraient disposer de prédictions de la demande. Plusieurs stratégies sont évoquées à cet effet : des entrepôts de données (data mining), des statistiques d'utilisation, des méthodes d'apprentissage automatique, et les prévisions météorologiques. Ceci permettrait, entre autre, d'anticiper et d'exploiter au mieux les surproductions de chaleur.

Une étude de l'université de Maastricht montre que des variations de température, au cours de la journée, sont mieux ressenties par les usagers qu'une température constante. Les gestionnaires aimeraient donc en faire l'expérience à plus grande échelle, ce qui permettrait aussi des économies d'énergie. Il est également question d'ajouter du stockage de chaleur ou d'eau froide au sein des clusters ou des bâtiments (Verhoeven *et al.*, 2014).

Enfin, le basculement du chauffage d'appoint vers des énergies renouvelables rendrait le projet encore plus écologique et durable. Les gestionnaires du réseau souhaiteraient *in fine* pouvoir offrir à leurs clients un chauffage 100 % d'origine renouvelable.

À fin 2015, 175 000 m² de surface de bâtiments sont connectés au système avec un investissement total de 30 millions d'euros depuis le début du projet Minewater, réparti comme suit (Verhoeven *et al.*, 2016) :

- 10 M€ de l'Europe (Interreg IIIB et Remining low-ex) ;
- 3 M€ de fonds nationaux ;
- 7 M€ d'investissement de la municipalité d'Heerlen ;
- 10 M€ d'emprunt de la municipalité d'Heerlen.

2.2.3. Projets de valorisation géothermique au Royaume-Uni

a) Contexte de l'exploitation du charbon au Royaume-Uni

Le « Coal Authority », créé en 1994, à la suite de la privatisation de l'industrie, est désormais légalement responsable des réserves de charbon au Royaume-Uni, ainsi que plusieurs dizaines de milliers de mines de charbon qui ont été abandonnées. Dès sa création, l'Autorité a été spécifiquement chargée de la gestion des eaux dans les mines, et a mis au point un programme efficace de traitement des eaux. Plus de 60 systèmes de traitement des eaux sont en opération dans tout le Royaume-Uni, pour en extraire le fer avant de les déverser dans l'environnement. De plus, l'Autorité gère activement les eaux minières dans des « blocs » hydrauliquement interconnectés des travaux miniers. Ceci est requis afin de surveiller les niveaux d'eau d'envoyage après la fermeture de la mine.

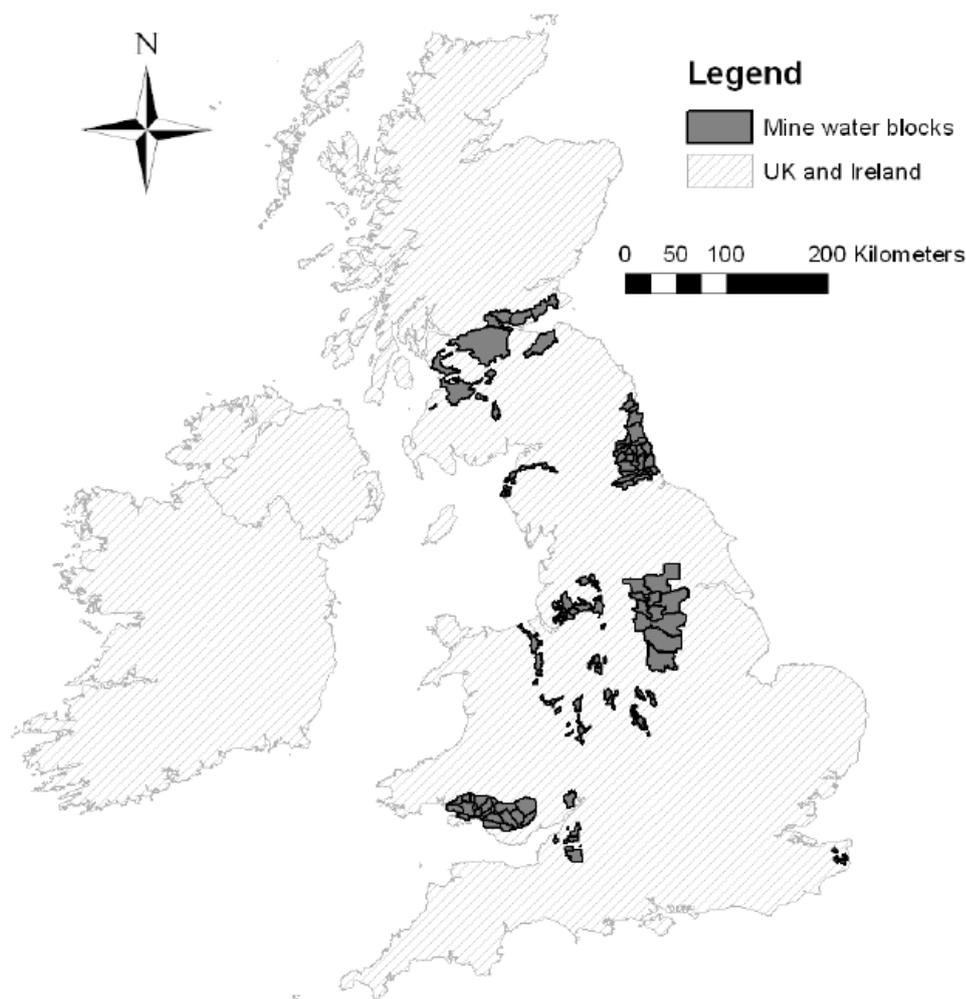


Figure 13 : Travaux miniers gérés par le « Coal Authority » au Royaume-Uni (source : Bailey et al., 2013).

b) Exemples de projets de valorisation de mines de charbon en Ecosse et en Angleterre

Shettleston, Écosse (1999)

La mine de Shettleston a produit du charbon de 1872 à 1923. Depuis 1999, un projet géothermique pour le chauffage des locaux utilisant l'eau de mine fonctionne. L'eau de la mine avec une température de 12 °C est extraite à une profondeur de 100 m en utilisant un puits spécifiquement foré à cet effet. Deux pompes à chaleur d'une capacité de 65 kW captent la chaleur de l'eau de la mine pour fournir de l'eau chaude à 55 °C. Cette dernière est recueillie dans des réservoirs pour stocker la chaleur. Au total, 16 maisons sont alimentées avec la chaleur de ce système. L'eau pompée de la mine est ensuite réinjectée dans un forage à 50-60 m de profondeur.

Lumphinnans, Écosse (2000)

Le même concept que celui utilisé à Shettleston a été mis en œuvre à Lumphinnans en 2000. Un puits d'extraction de 170 m de profondeur délivre l'eau de la mine à une température de 14,5 °C qui alimente en surface une pompe à chaleur qui fournit de l'eau avec une température comprise

entre 45 et 53 °C pour le chauffage. L'eau de mine pompée est ensuite réinjectée via un puits de réinjection à 3 °C, qui est au-dessus d'une couche perméable. Comme la pompe à chaleur ne fonctionne que 18 heures chaque jour, l'eau chaude est stockée avant sa distribution aux 18 maisons connectées. La capacité du dispositif est de 65 kW. Une économie annuelle de 80 % sur les coûts de chauffage a été estimée.

Dawdon, Angleterre (2012)

L'ennoyage des mines, suite à la fermeture généralisée des mines de charbon dans la zone minière « East of Wear » de Co Durham, a été identifié comme étant un risque pour l'aquifère sus-jacent des calcaires du Permien. En raison de la nature hypersaline et riche en sulfate de l'eau de la mine, une détérioration considérable de la qualité de l'eau de l'aquifère pourrait en résulter. Pour cette raison, une stratégie de pompage à long terme a été jugée nécessaire pour contrôler le niveau d'eau de la mine à une hauteur plus faible que le niveau d'eau de l'aquifère, et des installations de traitement de l'eau ont été installées à Dawdon, en 2008. Des pompes immergées dans un puits minier fournissent jusqu'à 540 m³/h à la station de traitement. L'eau de mine est traitée à l'aide d'un système de « boues à haute densité », avec l'ajout de chaux et d'un polymère floculant, afin de réduire les concentrations de fer avant le déversement en rivière.

Une pompe à chaleur de 12 kW a été installée sur le site de la mine de Dawdon. Cette dernière est connectée à 18 radiateurs fournissant le chauffage pour les bureaux, les ateliers et les salles d'équipement de l'usine de traitement, en plus de l'eau chaude. Un système de pompe fait circuler l'eau de mine à travers un échangeur de chaleur à tube, couplé à un circuit secondaire utilisant du glycol comme fluide caloporteur (Figure 14).



Figure 14. Gauche : unité de pompe à chaleur ; droite : échangeur de chaleur (source : Bailey et al., 2013).

La mise en service a eu lieu en avril 2011 et environ 1 l/s de l'eau de la mine traitée a initialement circulé à travers l'échangeur de chaleur. En juin 2011, un débit progressivement décroissant et une faible efficacité suggéraient que le circuit d'eau de la mine était colmaté. Les premières investigations ont révélé que l'échangeur de chaleur était fortement bouché par des particules d'hydroxyde de fer (Figure 15), bien que l'eau de la mine ait été traitée pour réduire la teneur en fer.



Figure 15 : Dépôts d'hydroxyde de fer à l'entrée de l'échangeur (source : Bailey et al., 2013).

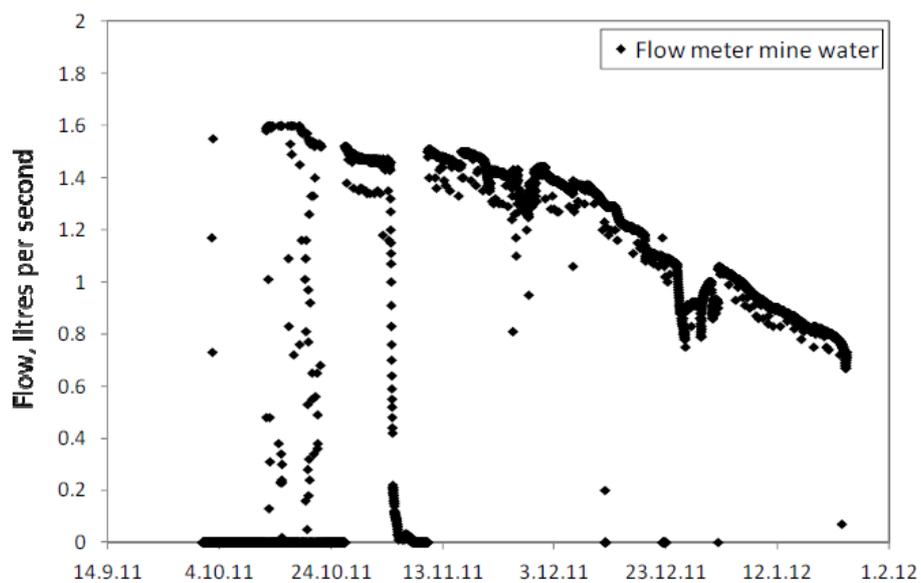


Figure 16 : Suivi du débit du fluide dans l'échangeur de remplacement équipé d'un filtre et débitmètre (source : Bailey et al., 2013).

La remise en service du système a été entreprise en octobre 2011, avec un échangeur de chaleur de remplacement équipé d'un filtre à particules et d'un débitmètre. On espérait que les particules d'hydroxyde de fer seraient éliminées par le filtre (le fer dissous devrait être complètement enlevé par le processus de traitement). Au redémarrage, le système fonctionne par intermittence en raison de la faible demande de chauffage. Le chauffage efficace de l'espace a ensuite été atteint avec, cependant, une perte progressive du débit d'écoulement de l'eau de la mine à travers l'échangeur de chaleur, qui a finalement déclenché la fermeture du système en janvier 2012, après environ quatre mois d'exploitation (Figure 16).

La reconfiguration du système a été entreprise en août et septembre 2012, couplant cette fois-ci l'échangeur de chaleur à une alimentation en eau brute de la mine avec un système pressurisé excluant toute entrée d'oxygène. L'échangeur de chaleur était similaire au précédent. La mise en service du système a eu lieu en octobre 2012, date à partir de laquelle la pompe à chaleur fonctionnait par intermittence, en fonction de la demande de chauffage. En avril 2013, le système fonctionnait efficacement et des données sur la performance étaient recueillies. Aucun incident de colmatage de l'échangeur de chaleur n'a été fait à ce jour.

Les résultats, à ce jour, indiquent qu'une eau de mine ferrugineuse et hypersaline peut être une source de chaleur appropriée pour alimenter les systèmes de chauffage utilisant des échangeurs de chaleur, à condition d'exclure toute entrée d'oxygène. La même eau, après traitement, a un impact sur la performance des échangeurs de chaleur avec colmatage de ces derniers par des (oxy)hydroxydes de fer, conduisant à une défaillance du système.

Markham, Angleterre (2012)

La mine de charbon de Markham a été exploitée de 1904 à 1993. Les puits 1, 2 et 4 de Markham ont été remblayés lors de l'abandon, alors que le puits n° 3 était resté ouvert, afin de ventiler l'accumulation de gaz. Le puits n° 3 et les terrains environnants ont été acquis par la société « Alkane Energy », en 1998, afin d'extraire du méthane de houille. Comme le niveau d'eau a continué à augmenter de 2 m par mois après l'abandon du bassin houiller, les horizons riches en méthane ont finalement été submergés et l'extraction du méthane est devenue non rentable en 2006.

En 2012, un système de type « puits à colonne permanente » (PACP) a été installé, avec une pompe à 235 m de profondeur avec pompage de l'eau à environ 14-15 °C, à 2-3 l/s. L'eau ainsi pompée est filtrée en amont d'un échangeur de chaleur tubulaire couplé *via* un circuit secondaire à une pompe à chaleur de 20 kW qui fournit de l'eau à 52-55 °C à un réservoir tampon. L'eau de mine à 12-13 °C est ensuite réinjectée à 250 m de profondeur. En janvier 2015, le niveau d'eau de la mine ayant suffisamment augmenté, la pompe a été repositionnée à 170 m de profondeur, en-dessous de la réinjection à 153 m de profondeur.

À ce jour, aucun problème de performance du système n'a été répertorié, que ce soit sur la température de l'eau pompée ou sur le colmatage des filtres ou des échangeurs.



Figure 17 : (a) Tête du puits n° 3, (b) filtres en amont des échangeurs et (c) échangeurs de chaleur tubulaires (source : Banks et al., 2016).

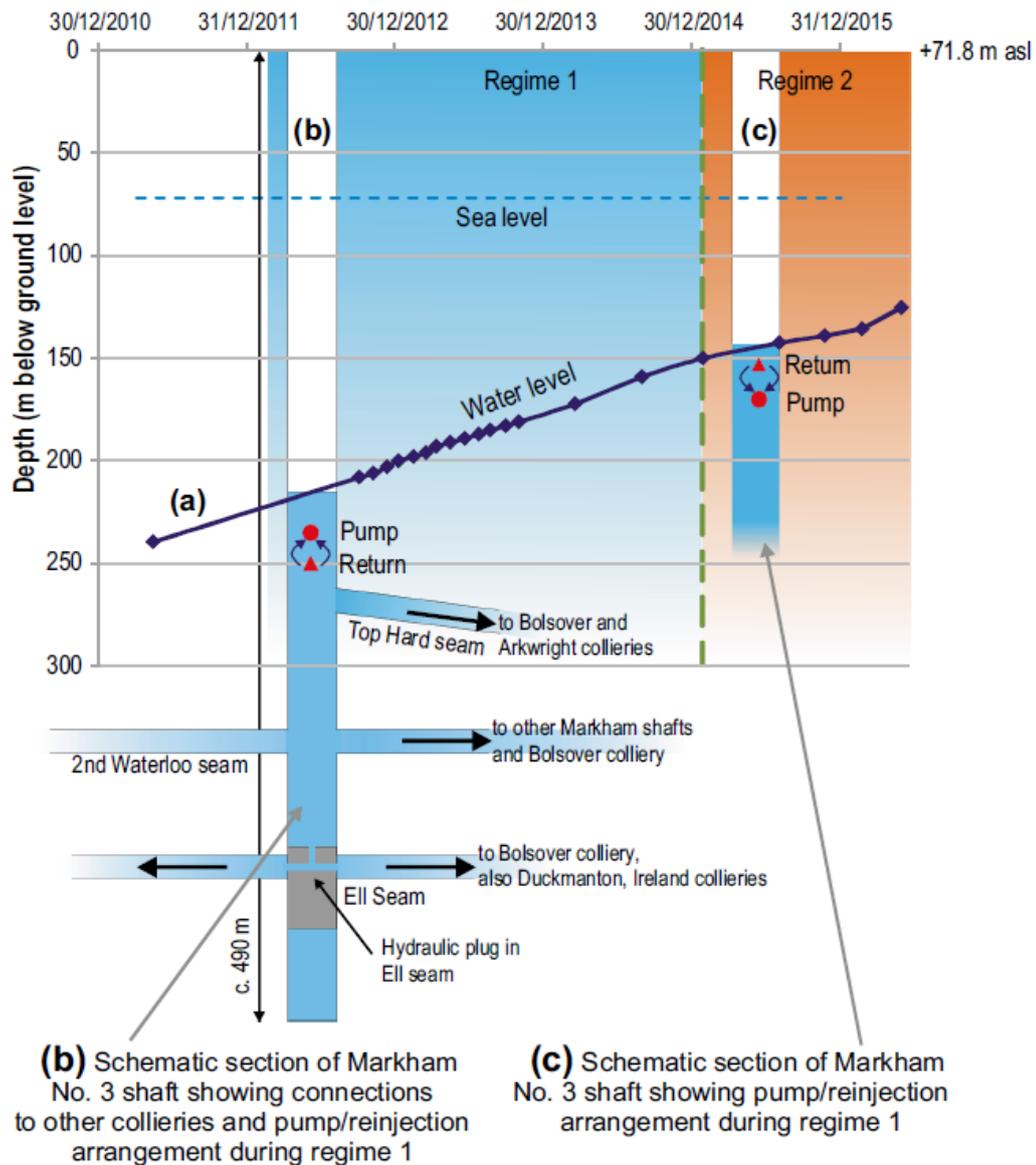


Figure 18 : Schéma de principe de pompage/réinjection dans le puits (source : Banks et al., 2016).

Caphouse, Angleterre (2015)

La mine de charbon de Caphouse a été exploitée de 1780 à 1985. Le site a été ensuite converti comme le « Yorkshire Mining Museum », en 1988, et est finalement devenu le « National Coal Mining Museum of England » (NCMME), en 1995.

L'eau de la mine, riche en fer, est pompée dans le puits minier « Hope shaft » de 197 m de profondeur, avec une pompe immergée à 170 m de profondeur, afin de maintenir le niveau d'eau de la mine à 143-156 m de profondeur pour, d'une part, maintenir les travaux transformés en musée à sec et, d'autre part, éviter des arrivées d'eau de mine non contrôlées dans l'environnement immédiat. L'eau de la mine, à une température de 14 °C, est pompée à environ 137 m³/h (76 l/s pendant 12 à 16 heures par jour, généralement après 22-23 h, pour profiter de l'électricité de nuit moins chère). L'eau est, ensuite, traitée en cascade dans différents bassins d'aération et décantation, avant d'être rejetée en rivière.

En avril 2015, une pompe à chaleur d'une capacité de 10,5 kW a été installée pour chauffer un des bâtiments abritant une exposition du musée. Une partie de l'eau pompée dans le puits « Hope shaft » est prélevée de la canalisation principale entre le puits et le premier bassin d'aération. La chaleur est transférée *via* des échangeurs de chaleur à l'évaporateur de la pompe à chaleur. Des filtres installés en amont des échangeurs sont nettoyés régulièrement avec des dépôts de particules d'hydroxydes de fer. Néanmoins, malgré ces dépôts dans les filtres, il n'y a pas eu, à ce jour, de problème majeur reporté sur le fonctionnement des échangeurs de chaleur, contrairement à ce qui a pu être répertorié sur le site de Dawdon.

Un système alternatif et complémentaire au premier est l'utilisation d'un échangeur en boucle fermée dans le premier bassin d'aération de traitement des eaux de mine. En effet, quel que soit le moment de la journée, le bassin contient en permanence de l'eau de mine. La pompe à chaleur peut être ainsi couplée, suivant le moment de la journée, à l'un des deux systèmes d'échange de chaleur : le système en boucle ouverte qui ne peut être utilisé que lorsque le puits est activement pompé (c.-à-d. de nuit et tôt le matin) et le système en boucle fermée dans le bassin d'aération de traitement des eaux qui peut être utilisé tout au long de la journée.

L'échangeur de chaleur en boucle fermée est constitué de quatre panneaux parallèles en acier inoxydable de 3 m × 0,49 m, avec une surface d'échange totale de 11,8 m², montés sur un cadre et immergés dans le premier bassin d'aération (Figure 19). La capacité d'échange thermique est de 8 kW dans l'eau du bassin. L'échangeur de chaleur est couplé à la pompe à chaleur *via* un circuit fermé utilisant un fluide caloporteur à base de propylène et de glycol.

Le système en boucle fermée fonctionne de manière très satisfaisante depuis son installation et est préféré au système en boucle ouverte pour deux raisons : 1) il peut être utilisé à tout moment de la journée, 2) l'eau de mine ne passe pas à travers les échangeurs, ce qui enlève la problématique du colmatage potentiel avec des particules d'hydroxyde de fer et du nettoyage régulier des filtres.



Figure 19 : Système de récupération de la chaleur lors de sa mise en place dans le premier bassin d'aération de traitement des eaux de la mine (source : Banks et al., 2016).

c) Exemple de projet de valorisation d'une mine de fer à Egremont (Cumbria)

Le puits minier « Florence » fait partie de la mine de Ullcoats-Florence-Beckermert qui a produit jusqu'à 312 000 tonnes d'hématite par an jusqu'à sa fermeture en 1980. Le puits « Florence » a, néanmoins, continué d'être exploité jusqu'en 2007-2008 (Figure 20).

En 2015, un essai de pompage a été réalisé dans le puits minier, avec installation d'une pompe immergée à 37 m de profondeur. Un tubage en PVC de 200 mm a été rattaché à la base de la pompe jusqu'à 235,4 m de profondeur (Figure 21). Une première phase du test a consisté à pomper au débit de 40-50 l/s, avec rejet des eaux de la mine dans un cours d'eau. Ensuite, une partie de l'eau pompée au cours de l'essai (de l'ordre de 7-7,5 l/s) a été réinjectée en tête de puits, après sa circulation dans l'évaporateur d'une pompe à chaleur qui a extrait jusqu'à 103 kW thermique (ΔT de l'ordre de 3,3 °C pour une température pompée de l'ordre de 12 °C).

Différents capteurs ont été installés pour suivre notamment le niveau d'eau dans le puits, les paramètres du fluide avant rejet dans la rivière (pH, oxygène dissous, conductivité électrique, température, débit) et un débitmètre électromagnétique et des capteurs de température ont été installés sur la partie du fluide circulant dans la pompe à chaleur.

Les résultats du suivi du test ont montré que l'eau pompée était de bonne qualité chimique (excepté une concentration élevée en arsenic de 21-27 $\mu\text{g/l}$), avec notamment une faible concentration en fer dissous limitant les risques de colmatage potentiel des échangeurs ou pompes à chaleur.

Il a été estimé qu'avec un rabattement dans le puits de 4 m du niveau d'eau, un débit de 23 l/s pouvait être extrait de manière pérenne du puits et déversé en rivière. Par ailleurs, avec une différence de température de 4 °C, l'énergie géothermique pouvant être extraite serait de 385 kW. Si le puits était dénoyé jusqu'à la première galerie interceptée (« Lonely Herats level »), le débit potentiel serait de 124 l/s, avec une fourniture potentielle de 2 MW.

La réinjection d'un débit de 7 l/s dans le puits représenterait un réapprovisionnement en chaleur d'environ 23 kW. La chaleur additionnelle, qui proviendrait de la réinjection partielle du fluide pompée dans le puits, est plutôt modeste (inférieure à 10 % de la chaleur produite pour un système avec rejet en surface).

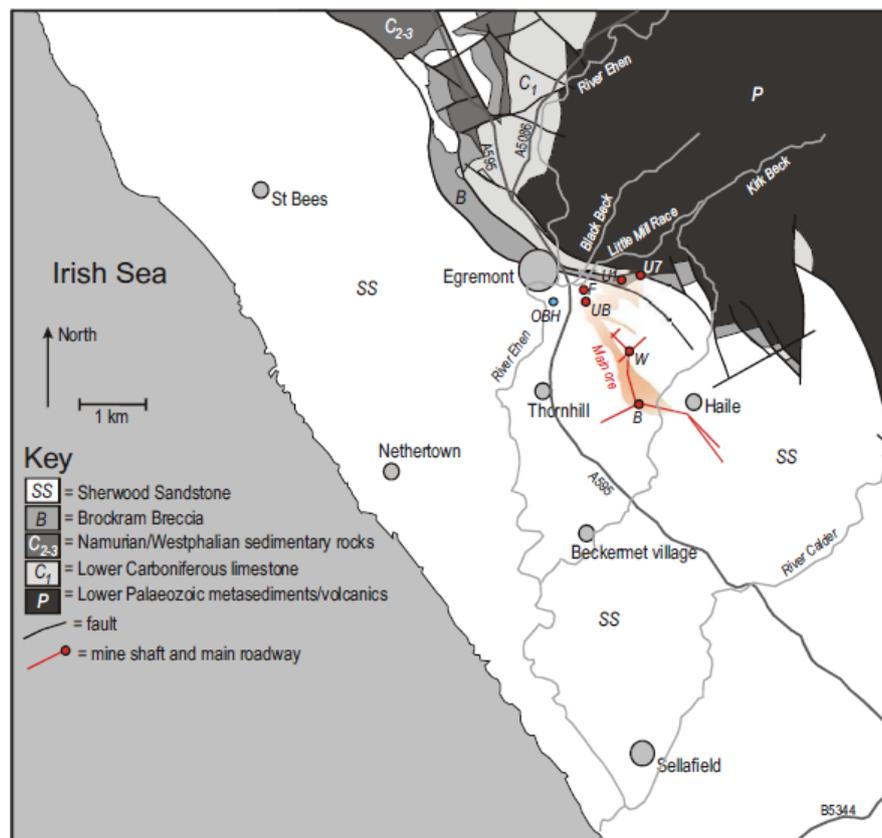


Figure 20 : Localisation de la mine d'hématite et des puits miniers à Egremont.

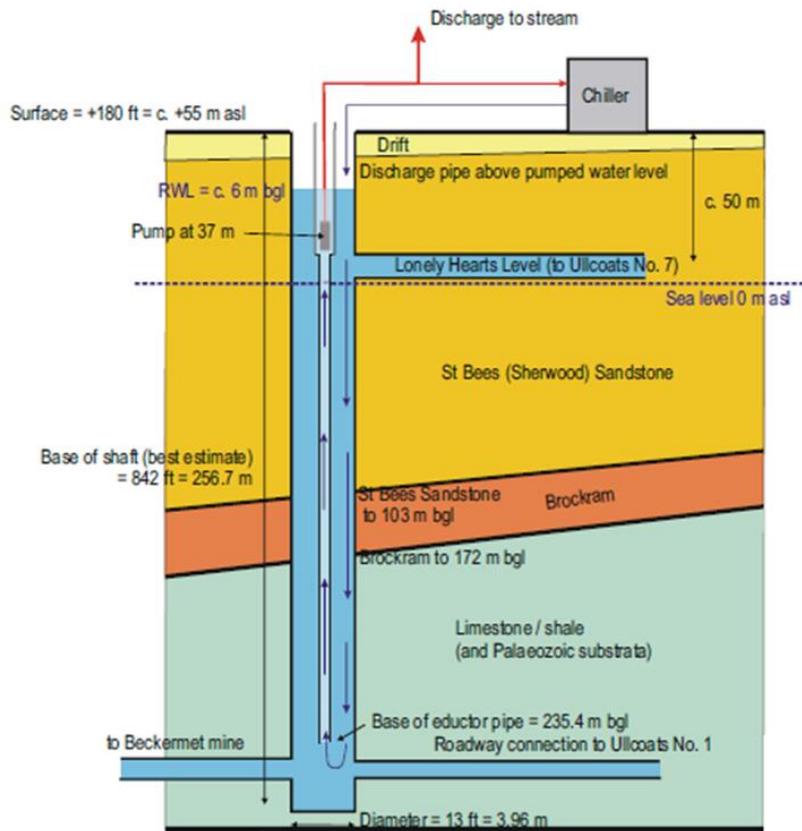


Figure 21 : Schéma de principe du test de pompage dans le puits « Florence » avec réinjection partielle de l'eau dans le puits.

2.2.4. Projets de valorisation géothermique en Norvège

Folldal (1998)

Un système de pompe à chaleur utilisant l'eau d'une ancienne mine de cuivre a été installé en octobre 1998, au musée minier de « Folldal Gamle Gruver ».

L'eau de la mine envoyée a une température de 6 °C. Un système en boucle fermée dans un puits minier prélevait la chaleur de l'eau de la mine pour chauffer la grotte « Wormshall », qui est à 125 m de profondeur. Cette configuration en boucle fermée a été choisie car l'eau de mine est fortement polluée par des sulfures. Un mélange d'eau et d'agent antigel circulait dans la boucle pour capturer la chaleur de l'eau de la mine et la transporter à une pompe à chaleur eau-air. La pompe à chaleur fournissait une température de 22 °C et une capacité thermique de 18 kW.

Le système a fonctionné pendant 10 années jusqu'à ce que la pompe à chaleur tombe en panne. Du fait d'une section de 50 m de tuyau en contact avec de l'air au lieu de l'eau de mine, l'efficacité thermique du système a été réduite et, pour cette raison, l'opérateur a décidé de remplacer le système existant par une pompe à chaleur air-air.

Kongsberg (2005)

Un système similaire à la mine de Folldal, en Norvège, a été mis en place pour la mine d'argent abandonnée de Kongsberg. Cette mine a été convertie comme site touristique depuis 1957. Un

musée est situé sur le site, ainsi qu'une salle de banquet et de concert à 342 m sous la surface. La température de l'air dans la salle ne dépasse pas 6 °C toute l'année et donc un système de pompe à chaleur a été conçu pour faire usage de l'eau d'un puits minier ennoyé. En raison des inquiétudes sur la qualité de l'eau et ses effets sur les échangeurs de chaleur, la conception initiale en boucle ouverte a été abandonnée au profit d'un système en boucle fermée. Une longueur de tuyau de 130-250 m a été conçue pour collecter 12 kW d'énergie, par rapport à la demande de pointe de 15 kW. 20 % de l'énergie collectée serait utilisée pour chauffer le musée et le reste utilisé directement pour chauffer la salle souterraine avec des boucles de chauffage au sol.

2.2.5. Projet de valorisation géothermique en Espagne

Asturias (2010)

Le bassin houiller central asturien (nord-ouest Espagne, Figure 22) est caractérisé par des roches modérément poreuses et perméables (grès, calcaire et schiste). Les eaux souterraines s'écoulent, principalement, à travers des fractures ouvertes, des vides, et les zones associées à l'extraction du charbon.

La mine de Barredo a été exploitée entre 1926 et 1993. Elle comprend cinq niveaux, avec une profondeur totale de 360 m. La mine de Figaredo, interconnectée à Barredo par des galeries, a été exploitée depuis la deuxième moitié du XIX^e siècle jusqu'en 2007, avec une profondeur maximale des travaux de 650 m.

Durant l'exploitation minière, un volume moyen annuel de 4 millions de m³ d'eau était pompé. En 2008, suite à l'arrêt de l'exploitation, les travaux miniers ont été ennoyés jusqu'à une profondeur de 70 m au site de Barredo. Le volume du réservoir ennoyé est ainsi estimé à environ 5,8 millions de m³ d'eau. Afin de maintenir un niveau d'eau sécuritaire, l'eau du réservoir est continuellement pompée dans le puits Barredo, à une profondeur de 100-200 m, et déversée dans un cours d'eau. La température de l'eau de mine varie de 17 à 23 °C.

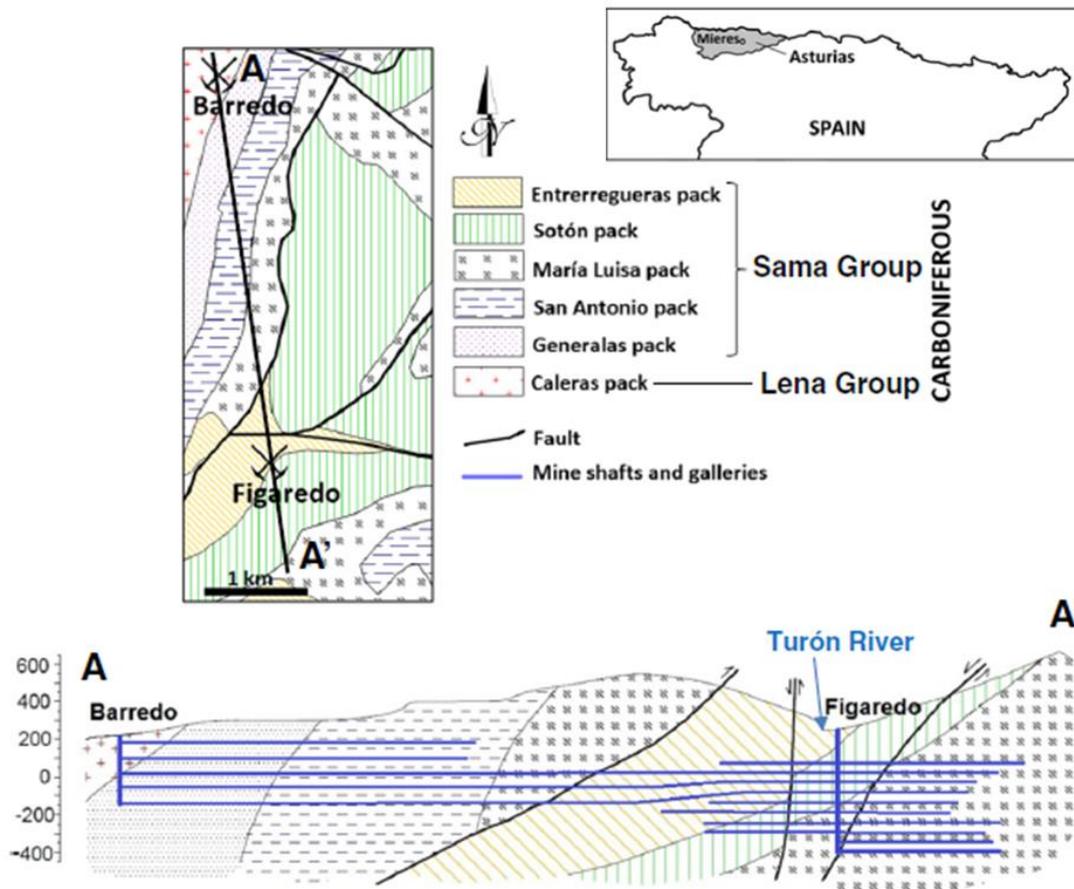


Figure 22 : Carte géologique et projection 2D des travaux miniers dans la bassin houiller des Asturies en Espagne (source : Loredo et al., 2017).

Un système géothermique dans l'ancienne mine enoyée de Barredo-Figaredo a été mis en œuvre avec succès pour le chauffage et le refroidissement de deux bâtiments sur le campus de l'Université d'Oviedo et pour le nouvel hôpital « Alvarez Buylla (Figure 23).

Les deux projets géothermiques partagent le même système de pompage de l'eau de la mine. Installé dans le puits minier de Barredo, le système utilise un tuyau autoportant de haute qualité, fait de caoutchouc et de polyster. Quatre pompes, avec un débit nominal de 215 m³/h fournissent le débit d'eau nécessaire.

Un centre de recherche et une résidence de l'Université d'Oviedo utilisent actuellement l'eau de la mine pour le chauffage et le refroidissement. Le puits Barredo, qui est utilisé pour extraire l'eau de la mine, est proche des bâtiments, à environ 250 m. L'eau de la mine est utilisée pour réchauffer via un échangeur de chaleur l'eau dans un circuit secondaire en boucle fermée en polypropylène. Ensuite, l'eau du circuit secondaire pénètre dans les pompes à chaleur à 14 °C, où elle est refroidie à 7 °C.

Dans le bâtiment du centre de recherche, un système composé de deux refroidisseurs a été construit. Ce système permet de produire simultanément chauffage et refroidissement. Les deux refroidisseurs produisent de l'eau chaude à 50 °C, qui revient à 45 °C après avoir été utilisée dans le circuit de chauffage. Lorsque les besoins thermiques deviennent déséquilibrés, l'eau de mine agit comme fluide d'équilibrage. Ainsi, lorsque les besoins en froid dépassent les besoins en chaleur, l'eau de la mine diminue la température de l'eau de retour du circuit de chauffage, à

travers un échangeur de chaleur à plaques. De plus, en hiver, l'eau de la mine est utilisée pour dissiper l'excès de froid produit par les refroidisseurs.

Pour le système de l'hôpital « Alvarez Buylla », un système en boucle ouverte a été installé pour prélever la chaleur de l'eau de la mine. Le fluide est pompé en surface à raison de 400 m³/h. En mode chauffage, la température de l'eau de mine est réduite de 23 à 14 °C, lors de son passage à travers l'échangeur de chaleur, avant qu'elle ne soit rejetée dans une rivière. L'eau du circuit secondaire, qui doit être transportée à l'utilisateur final à environ 2 km, a été réchauffée de 12 à 19 °C. Les tuyaux en propylène sont enterrés pour réduire les pertes thermiques à 0,15 °C. Un système de chauffage avec pompes à chaleur, refroidisseurs et chaudières a été conçu pour l'hôpital. À la station de chauffage, l'eau du circuit secondaire libère la chaleur à des pompes à chaleur eau-eau, qui fournissent des températures de 46 °C.

Sur l'installation géothermique de Barredo, des précipités d'oxy-hydroxydes de fer, des dépôts de particules de pyrite ont été observés sur l'échangeur de chaleur à plaques (Figure 24) ; ainsi, une maintenance régulière est nécessaire pour maintenir les performances optimales du système.

Une estimation a été réalisée pour les bâtiments universitaires montrant une économie d'énergie annuelle totale de 73 % (1 112 050 kWh/an), une réduction des émissions de CO₂ de 39 % par an et une économie budgétaire de 15 % pour la résidence étudiante, et jusqu'à 20 % pour le centre de recherche.



Figure 23 : Utilisateurs potentiels de chaleur de l'eau de la mine de Barredo-Figaredo (source : Jardón et al., 2013).



Figure 24 : Dépôts observés sur un échangeur à plaques sur le site de Barredo-Figaredo (source : Loredó et al., 2017).

2.2.6. Projet de valorisation géothermique en Pologne

Bytom (2016)

Dans le bassin houiller de Haute Silésie, en Pologne (Upper Silesian Coal Basin, USCB), 34 des 65 mines de charbon ont été abandonnées depuis 1989. En 2014, le processus de restructuration de l'industrie minière polonaise a atteint une deuxième phase, avec 5 nouvelles mines de charbon qui ont été fermées en raison de problèmes économiques et techniques (épuisement des gisements de charbon). Dans le synclinal de Bytom (partie nord de l'USCB), l'exploitation du charbon et du minerai de plomb-zinc depuis le 19^{ème} siècle a modifié les écoulements des eaux souterraines. Après l'abandon de la mine, le pompage de l'eau de la mine est poursuivi pour protéger les gisements de charbon de faible profondeur et les mines connectées hydrauliquement encore en activité.

La zone d'exploitation minière (active et abandonnée) couvre environ 60 km², avec une profondeur maximale des travaux miniers de 900 m. L'exploitation active du charbon est réalisée dans trois champs miniers (Bobrek, Centrum et Piekary), et l'assèchement des mines abandonnées se poursuit à Powstańców SI - Bytom I, Szombierki (mines de charbon) et Bolko (mine Zn-Pb) (Figure 25).

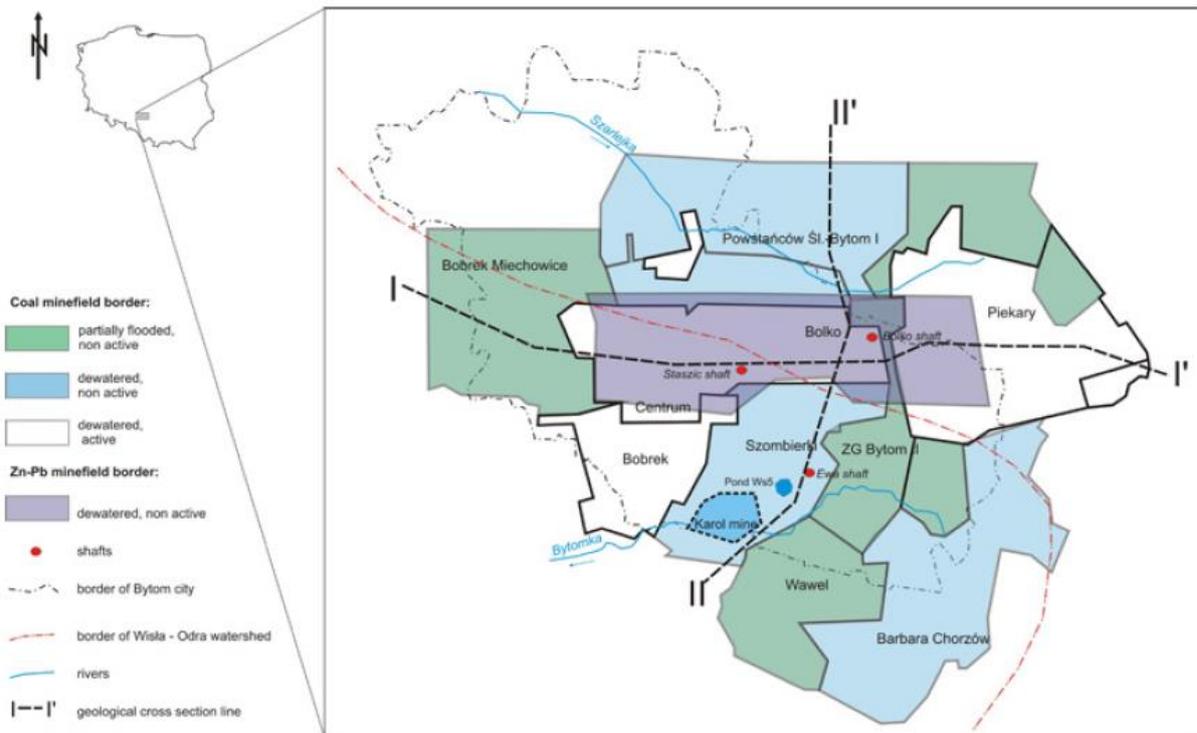


Figure 25 : Exploitation minière en Pologne (source : Janson et al., 2017).

Le site pilote est situé à Bytom sur la zone post-minière, où le partenaire industriel du projet « Armada Développement » poursuit son activité après la remise en état des terrains avec réalisation d'un club de golf et développement de logements. La proximité de la mine, abandonnée mais toujours pompée de Szombierki (pour protéger les mines actives interconnectées), était un argument pour utiliser l'énergie géothermique de cette eau en tant que source principale de chauffage et de refroidissement dans la zone résidentielle prévue. La mine de Szombierki fait maintenant partie de la société « Polish Mine Restructuring Company » qui est responsable de l'assèchement des mines de charbon abandonnées en Haute-Silésie avec ses 15 stations de pompage. La société est propriétaire de l'infrastructure technique et du puits « Ewa » où l'eau de la mine est pompée avec un débit de l'ordre de 300 m³/h et une température entre 24 et 28 °C.

En juin 2015, il fut possible d'obtenir l'autorisation préalable de la société propriétaire des infrastructures pour l'utilisation de la chaleur de la mine, mais restait à régler les termes juridiques et financiers définitifs pour la future utilisation de l'eau. L'entreprise « Armada Development » a également reçu une acceptation du projet de construction pour le site pilote. Après une longue période pour résoudre le problème de la propriété des eaux minières, l'affaire a été résolue en février 2016, quand finalement Armada a reçu la permission d'utiliser l'eau de la mine gratuitement.

Une canalisation de collecte de l'eau a été installée et une pompe à chaleur compacte de 9 kW a été conçue au cours du second semestre 2016. L'installation finale du système de chauffage dans les bâtiments utilisant des ventilo-convecteurs a été réalisée au début de 2017, le système étant depuis opérationnel.

2.3. SYNTHÈSE DES PROJETS EUROPÉENS

2.3.1. Retour d'expérience / Étude comparative des différents projets

a) Tableau de synthèse des caractéristiques des différents projets

Le tableau 2 synthétise les principales caractéristiques des différents projets en Europe. Dans tous les cas, la source de chaleur et l'utilisateur final sont étroitement liés, et un système de pompe à chaleur est conçu de telle manière qu'il peut fournir les besoins de l'utilisateur final (chauffage et/ou refroidissement) tout en maintenant la pérennité du système dans le temps.

La profondeur d'extraction de l'eau de mine est assez variable d'un projet à l'autre, avec des profondeurs variant de 60 m (Freiberg) jusqu'à potentiellement 1 000 m (Gardanne). La température de l'eau de mine varie globalement entre 6 °C (Folldal) pour la température la plus basse et environ 30 °C pour la température la plus haute (Heerlen, Gardanne).

Localisation du projet	Pays	Minerai	Profondeur des travaux (m)	Type d'exploitation	Type d'échangeur	Profondeur échangeur (m)	Utilisateurs finaux	Débit prélevé (m3/h)	Température (°C)	Type de PAC	Température délivrée (°C)	Puissance thermique délivrée (kWth)
Asturias	Espagne	charbon	max 650	boucle ouverte avec rejet en surface	Echangeurs de chaleur à plaques	0	Chauffage et refroidissement de deux bâtiments universitaires	n/a	17-23	oui (eau/eau)	50	1000
Asturias	Espagne	charbon	max 650	boucle ouverte avec rejet en surface	Echangeurs de chaleur à plaques	0	Chauffage et refroidissement d'un hôpital	400	17-23	oui (eau/eau)	46	3600
Bad Schlema	Allemagne	uranium	90	boucle ouverte	n/a	0	Chauffage d'une école	n/a	n/a	n/a	n/a	250
Bochum	Allemagne	charbon	570	boucle ouverte avec rejet en surface	2 échangeurs de chaleur	0	Chauffage de deux écoles et une caserne de pompiers	184	20	oui (eau/eau)	50-80	max 1600
Bytom	Pologne	charbon	max 900	boucle ouverte avec rejet en surface	n/a	0	Chauffage et refroidissement de bâtiments	300	24-28	oui (eau/air)	n/a	n/a
Caphouse	Angleterre	charbon	197	boucle ouverte ou fermée selon le cas	Echangeur de chaleur à tubes	0	Chauffage d'une salle d'exposition du musée	125	14.5	oui (eau/eau)	50-52	730
Chacewater	Angleterre	étain		boucle fermée	n/a	0	Chauffage des bâtiments de Kensa Heat Pump	n/a	n/a	n/a	n/a	20
Dawdon	Angleterre	charbon	n/a	boucle ouverte avec rejet en surface	Echangeur de chaleur à tubes	0	Chauffage des bâtiments de la station de traitement de l'eau de mine	n/a	19	oui (eau/eau)	n/a	n/a
Egremont	Angleterre	fer (hématite)	256	boucle ouverte avec réinjection partielle	n/a	n/a	Pas d'utilisateur défini à ce stade d'essai	25	12	oui (eau/eau)	n/a	103
Ehrenfriedersdorf	Allemagne	étain	n/a	boucle ouverte	Echangeur de chaleur à plaques en acier inoxydable	100	Chauffage d'une école	n/a	10	oui (eau/eau)	n/a	95
Ehrenfriedersdorf	Allemagne	étain	n/a	boucle ouverte	Echangeur de chaleur à plaques en acier inoxydable	110	Chauffage du musée de la mine	22	10	oui (eau/eau)	n/a	120
Essen (Heinrich)	Allemagne	charbon	335 - 480	boucle ouverte	n/a	n/a	Chauffage d'une maison de retraite	20	22	n/a	n/a	350
Essen (Zollverein)	Allemagne	charbon	1000	boucle ouverte avec rejet en surface	Echangeur de chaleur à plaques en acier inoxydable	0	Chauffage du SANAA-building (musée)	30	28	non	n/a	790
Folldal	Norvège	cuivre	600	boucle fermée	n/a	n/a	Chauffage d'une grotte souterraine utilisée pour des concerts et des banquets	n/a	6	oui (eau/air)	22	18
Freiberg	Allemagne	argent	60	boucle ouverte avec réinjection dans la mine	n/a	0	Chauffage et refroidissement d'un château	21.6	10.2	oui (eau/eau)	42	130
Freiberg	Allemagne	argent	228	boucle ouverte	4 échangeurs de chaleur	216	Chauffage et refroidissement d'un campus universitaire	56 - 144	18	oui (eau/eau)	55	260-670
Gardanne	France	charbon	1100	boucle ouverte avec réinjection dans la mine	n/a	0	Chauffage et refroidissement d'un pôle d'activité via une boucle tempérée	max 70	20-30	oui (eau/eau)	n/a	max 578
Hambach	Allemagne	charbon (exploitation à ciel ouvert)	n/a	boucle ouverte	Echangeur de chaleur à tubes auto-nettoyant	0	Chauffage de Ertverband building complex	35	22-26	oui (eau/eau)	65	620
Heerlen	Pays-Bas	charbon	700	boucle ouverte avec réinjection dans la mine	Echangeurs de chaleur en titane	0	Chauffage et refroidissement de bâtiments	79	28 ou 16	oui (eau/eau)	45	700
Kongsberg	Norvège	argent	342	boucle fermée	n/a	n/a	Chauffage du musée de la mine ainsi que d'une salle de concert et banquet 342 m sous la surface	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Lumphinnans	Ecosse	charbon	170	boucle ouverte avec réinjection dans la mine	n/a	n/a	Chauffage de 18 maisons	n/a	14	oui (eau/eau)	45-53	n/a
Marienberg	Allemagne	uranium	144	boucle ouverte avec réinjection dans la mine	Echangeur de chaleur à plaques en acier	105	Chauffage d'une piscine, d'un hall de tennis et de supermarchés	120	12.4	oui (eau/eau)	n/a	690
Markham	Angleterre	charbon	490	boucle ouverte avec réinjection dans la mine	Echangeur de chaleur à tubes	0		10	15	oui (eau/eau)	52-55	20
Marl	Allemagne	charbon	700	boucle fermée	n/a	n/a	Chauffage de résidences	n/a	n/a	n/a	n/a	70
Shettleston	Ecosse	charbon	100	boucle ouverte avec réinjection dans la mine	n/a	n/a	Chauffage de 16 maisons	n/a	12	oui (eau/eau)	55	65
Wettelrode	Allemagne	cuivre	283	boucle ouverte avec réinjection dans la mine	Echangeur de chaleur à plaques en acier	163	Chauffage et eau chaude du musée de la mine	n/a	13	oui (eau/eau)	50	47
Zwickau	Allemagne	charbon	625	boucle ouverte	Echangeurs synthétiques en polypropylène	n/a	Chauffage de plusieurs bâtiments d'une école	max 70	27	n/a	n/a	n/a

Tableau 2 : Comparaison des caractéristiques des différents projets.

b) Différents systèmes de valorisation de l'énergie géothermique en contexte minier

De manière générale, trois éléments interconnectés sont nécessaires pour permettre l'exploitation de l'énergie géothermique :

- une source de chaleur (réservoir). Pour être exploitable, un réservoir de chaleur doit généralement contenir des connexions perméables (porosité, fractures ou éléments artificiels tels que les galeries minières) et contenir un fluide (eau souterraine ou saumure) ;
- un système de transfert de chaleur ou de conversion d'énergie (échangeurs de chaleur, pompes à chaleur) ;
- une demande énergétique en surface.

La méthode la plus couramment utilisée pour exploiter l'énergie géothermique contenue dans les mines ennoyées **est l'utilisation de pompes à chaleur en conjonction avec des boucles ouvertes ou fermées**. La plupart des systèmes utilisent des pompes à chaleur eau-eau comme méthode de distribution de la chaleur ou du froid. Dans certains cas, les pompes à chaleur eau-air sont utilisées pour fournir la température requise.

De plus, le niveau de l'eau dans la mine doit être considéré, non seulement pour optimiser le système géothermique (système de pompe, conduite d'exhaure...), mais aussi pour minimiser les risques d'oxydation du minerai ou la contamination de nappes sus-jacentes. La quantité d'énergie récupérée dépendra principalement de la taille et du nombre de pompes à chaleur installées qui, elles-mêmes, dépendront de la température et du débit extractible.

Les systèmes en boucle ouverte nécessitent, par ailleurs, le plus souvent des échangeurs de chaleur intermédiaires pour empêcher la corrosion ou les dommages de colmatage que l'eau de la mine pourrait causer si mise en contact direct avec les pompes à chaleur (Figure 26).

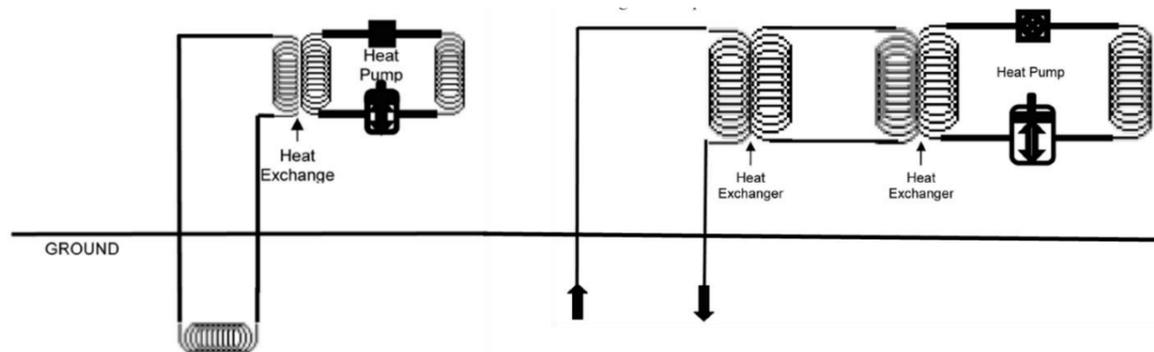


Figure 26 : Gauche : échangeur de chaleur dans le cas d'une boucle fermée (eau avec de l'antigel) et droite : échangeurs de chaleur intermédiaires dans le cas d'un système en boucle ouverte captant l'eau de mine (source : Watzlaf et Ackman, 2006).

Systèmes en boucle ouverte

Les systèmes en boucle ouverte sont appropriés pour des besoins thermiques pouvant être relativement conséquents et quand il y a un volume d'eau disponible important et de qualité chimique convenable. Ce type d'installation géothermique se trouve, par conséquent, dans les mines ennoyées, lorsque l'eau n'a pas des caractéristiques chimiques trop problématiques, telles qu'un pH extrême, des éléments solides en suspension ou une trop forte minéralisation.

On distingue différents types de systèmes en boucle ouverte :

- avec pompage de l'eau, dans un puits minier et rejet en surface (Figure 27) ;
- avec pompage de l'eau, dans un puits minier et réinjection de l'eau dans la mine (Figure 28).

Dans le premier cas il y a déjà un pompage en place pour contrôler le niveau d'eau dans la mine (e.g. Asturies, Bochum, Bytom, Caphouse, Dawdon, Essen) ; il s'agit alors simplement de valoriser thermiquement cette eau avant de la rejeter en rivière.

Dans le second cas, on distingue les systèmes en boucle ouverte avec pompage dans un puits et réinjection dans un second puits ou forage (e.g. Freiberg, Heerlen, Lumphinnans, Marienberg Shettleston), et les systèmes de type PACP (puits à colonne permanente) ou en anglais SCW (Standing Column Well), avec pompage et réinjection dans le même puits, mais à des niveaux différents (e.g. Egremont, Gardanne, Markham, Wettelrode).

Les systèmes en boucle ouverte avec pompage et rejet en surface ou réinjection dans des parties différentes de la mine sont les plus courants. Ils permettent notamment d'exploiter un volume d'eau beaucoup plus important, constitué principalement du réseau de galeries, et de limiter les interactions thermiques entre le fluide produit et réinjecté. Les puissances installées sont, en général, plus grandes et peuvent atteindre quelques centaines de kilowatts à plusieurs mégawatts.

Par ailleurs, l'échangeur de chaleur peut être installé soit en surface, soit directement dans la mine (Figure 29). Les échangeurs de chaleur utilisés sont, en général, en acier inoxydable, voire en titane ou en matériau synthétique (polypropylène). Les échangeurs utilisés sont soit des échangeurs à plaques, soit des échangeurs tubulaires.

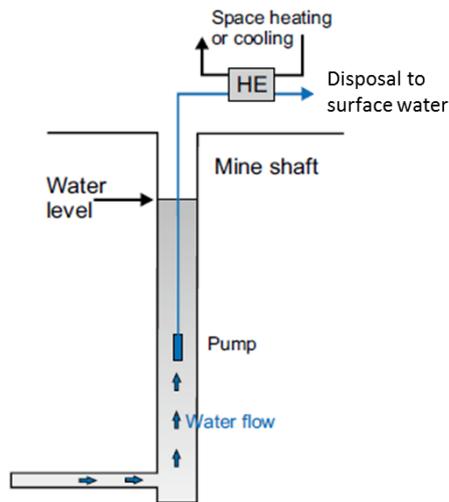


Figure 27 : Système en boucle ouverte avec pompage dans un puits minier et rejet de l'eau en surface (modifié de Banks et al., 2017).

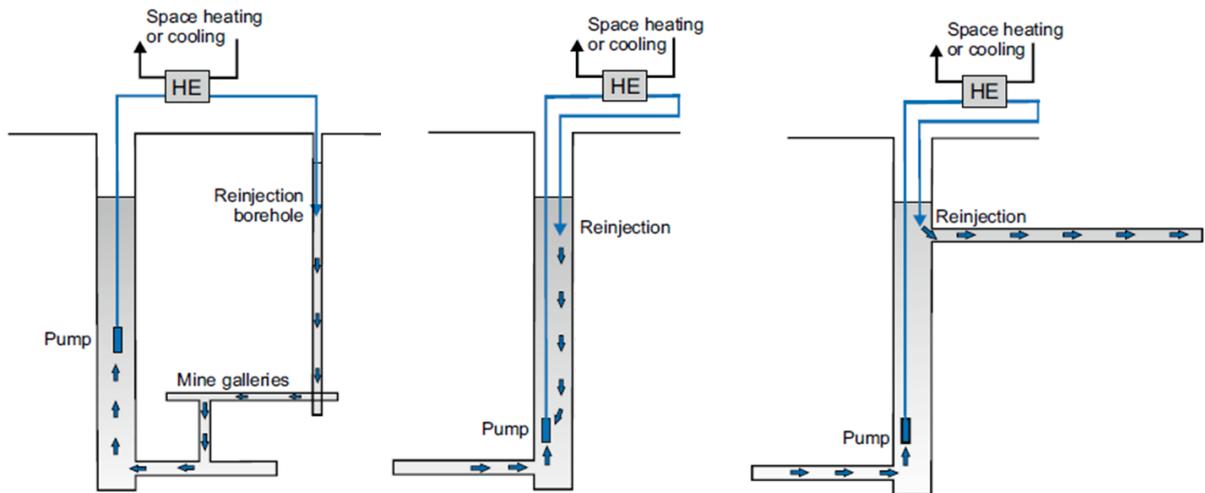


Figure 28 : Gauche : système en boucle ouverte avec pompage dans un puits minier et rejet dans un second puits ou forage ; centre et droite : système à colonne permanente avec pompage en fond de puits et réinjection en tête de puits (modifié de Banks et al., 2017).

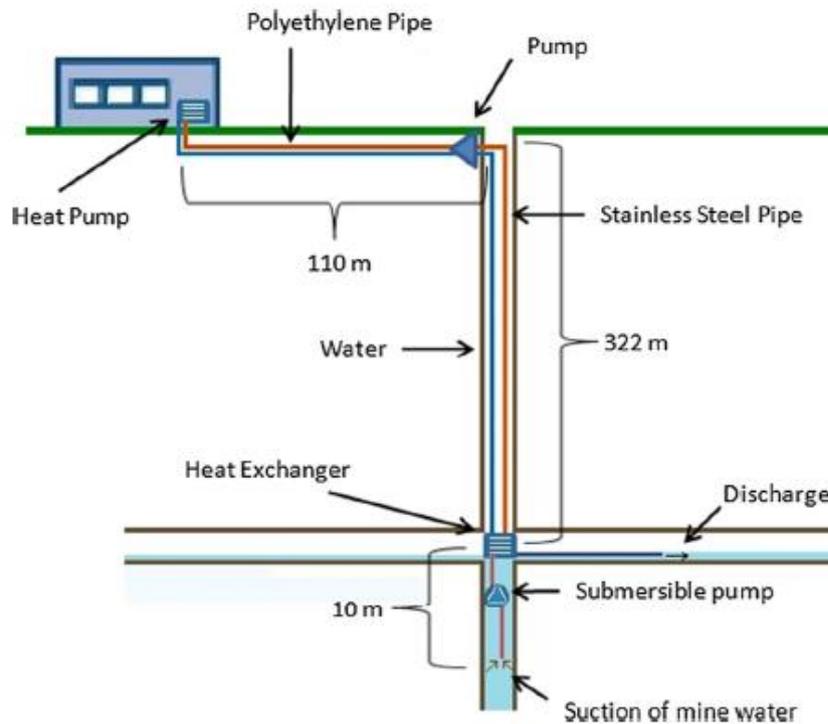


Figure 29 : Schéma type d'un système en boucle ouverte avec un échangeur de chaleur dans le puits minier vis-à-vis d'une galerie (source : Ramos et al., 2015).

Systèmes en boucle fermée

Le circuit en boucle fermée est utilisé pour de petites installations ou lorsque le système aquifère constitué du réseau de galeries en contact avec la nappe ne dispose pas des propriétés adéquates (débit extractible, caractéristiques géochimiques du fluide) : le fluide caloporteur circule alors dans un tube placé dans un puits ou bassin de traitement des eaux (Figure 30). Les projets répertoriés utilisant des boucles fermées sont le site de Caphouse en Angleterre (échangeur de chaleur immergé dans un bassin de traitement de l'eau), les sites de Folldal et Konsberg en Norvège, et Marl en Allemagne (échangeurs verticaux dans des puits miniers).

Dans le cas des échangeurs fermés dans les puits miniers, deux types de système sont envisageables : un système en boucle fermée de type « Simple U » ou « Double U », ou un système en boucle fermée de type « coaxiale ».

Les échangeurs en boucle fermée de type « Simple-U » ou « Double-U » représentent des puissances thermiques installées de l'ordre de 5 kW par 100 m de profondeur ; cette valeur reste néanmoins grandement conditionnée par la nature de l'encaissant. L'utilisation d'échangeurs de chaleur, comme les sondes géothermiques dans des colonnes d'eau, reste grandement méconnue, notamment au regard des phénomènes de transport convectifs dus aux circulations d'eau. Les informations disponibles tendent à indiquer des puissances unitaires d'échange au moins deux fois supérieures au cas des sondes implantées dans des milieux solides (Lesueur, 2016), le facteur limitant restant le stock thermique accessible dans le puits.

Tout comme pour les échangeurs de chaleur en « Simple-U » ou en « Double-U », les puissances thermiques installées pour les sondes géothermiques coaxiales sont de 5 kW par 100 m de profondeur. Contrairement aux sondes en U, des installations à relativement grande profondeur existent pour les sondes coaxiales, soit pour des technologies comparables à celles des sondes

en U et composées de tubes de petits diamètres, soit pour des technologies issues de la technique des forages profonds pour l'eau potable, la géothermie ou les hydrocarbures. Dans ce second cas, les diamètres peuvent être significatifs et les puissances d'échanges augmentent en conséquence, le facteur limitant restant le milieu dans lequel la sonde coaxiale est implantée.

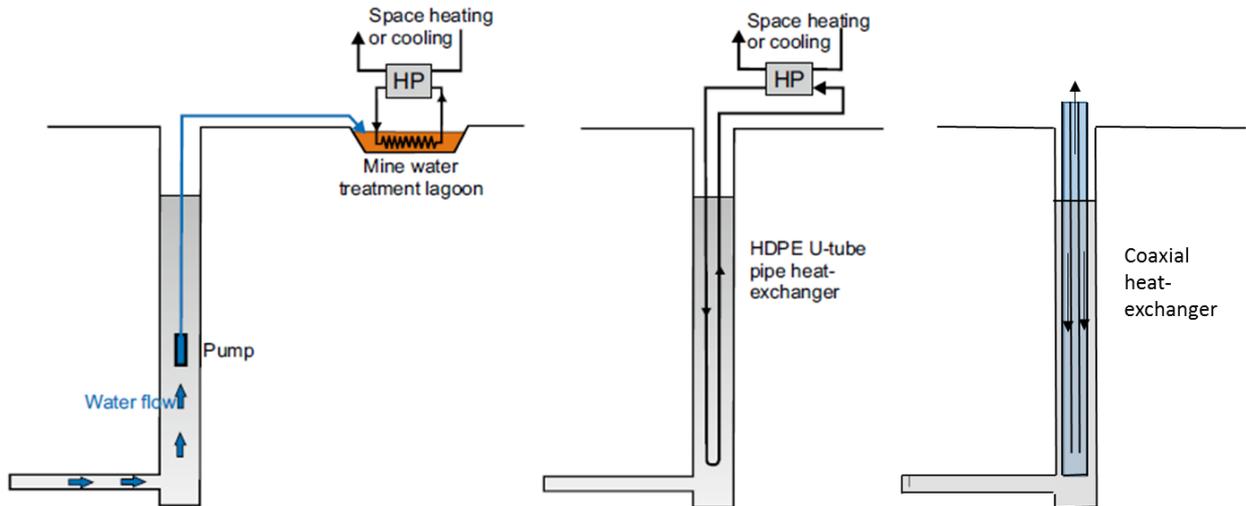


Figure 30 : Système en boucle fermée. Gauche : échangeur de chaleur immergé dans un bassin de traitement des eaux de mine ; centre : échangeur de type « simple-U » ou « double-U » dans un puits ; droite : échangeur de chaleur coaxial dans un puits (modifié de Banks et al., 2017).

2.3.2. Identification des conditions favorables et des verrous relatifs à la valorisation géothermique d'anciens sites miniers

a) Avantages et inconvénients des différents systèmes géothermiques

Systemes en boucle ouverte

Il est nécessaire de distinguer les systèmes en boucle ouverte de type PACP des autres systèmes, avec ou sans réinjection dans la mine.

Pour les systèmes en boucle ouverte (hors PACP), le principal avantage est que le système peut se développer dans le temps avec l'adjonction d'échangeurs supplémentaires et/ou de puits de pompage et de réinjection, si besoin. La limite sur la puissance thermique extractible est liée principalement au débit maximum qui peut être pompé et au différentiel de température en sortie de l'échangeur. Le débit peut être limité par le rabattement maximum souhaité (protection de nappes sus-jacentes, maintien d'un assèchement partiel des travaux), dans le cas d'un rejet des eaux en surface, ainsi que la pérennité du système dans le temps (dégradation de la température du fluide pompé), dans le cas de la réinjection du fluide refroidi ou réchauffé dans la mine.

Ainsi, dans le cas de la réinjection, il est impératif que la capacité géothermique du système à long terme soit évaluée. Si le système est dimensionné uniquement pour le chauffage, la réinjection peut causer, à plus ou moins court terme, une diminution de la température de l'eau de mine, résultant en une diminution de la performance du système. Si le système de pompe à chaleur est réversible et fournit à la fois chauffage et refroidissement, alors la taille du système peut être augmentée, comparé à un système utilisé uniquement pour le chauffage. En effet, l'apport de chaleur pendant la saison de refroidissement supplémente l'énergie retirée pendant la saison de chauffage. Cela peut réduire considérablement ou même éliminer la dégradation de

la température de l'eau de la mine. À Heerlen, le système mis en place est basé sur le principe de la création, dans la mine, de deux zones bien distinctes, l'une chaude et l'autre froide, afin de limiter la circulation et les mélanges entre ces zones.

Le principal inconvénient ou verrou de ce type de système concerne les caractéristiques géochimiques de l'eau de la mine. En effet, une eau riche en fer dissous en contact avec l'oxygène de l'air va précipiter en oxy-hydroxyde de fer et provoquer des dommages potentiels avec, notamment, des colmatages des filtres et des échangeurs de chaleur. Pour cette raison, il a été constaté (e.g. Dawdon) qu'il était préférable d'utiliser l'eau brute de la mine et non l'eau traitée dans les bassins d'aération. Dans certains cas, il a pu être observé un début d'oxydation de l'eau dans la mine, avec des particules d'hydroxyde de fer, même si en surface toute arrivée d'oxygène était exclue (e.g. Caphouse et Shettleston). Cela a pu être constaté en analysant le rapport fer total sur fer dissous ou les dépôts constatés sur les filtres ou les échangeurs. Malgré ces dépôts dans les filtres, qui nécessitent une maintenance régulière, il n'y a pas eu, à ce jour, de problème majeur reporté sur le fonctionnement des échangeurs de chaleur pour les sites en question.

Ainsi, le retour d'expérience montre que les systèmes en boucle ouverte sont notamment adaptés dans le cas où il y a déjà un pompage existant pour la gestion de l'eau d'ennoyage de la mine (ce qui réduit notablement les coûts d'installation) avec, suivant la qualité chimique de l'eau, un traitement en surface avant son rejet en rivière et, dans cas, il sera préférable de prélever la chaleur avant que l'eau soit mise en contact avec l'oxygène atmosphérique, ou dans le cas de concentrations relativement faibles en fer et de bonne qualité chimique globale, avec rejet sans traitement préalable. Dans le cas de la réinjection de l'eau dans la mine après extraction de l'énergie, alors il est préférable que l'eau soit de qualité chimique réduite sans particules d'hydroxyde de fer.

Dans le cas des systèmes en boucle ouverte de type PACP, la puissance thermique extractible est plus limitée avec quelques dizaines de kilowatts pour 100 m de profondeur. Par ailleurs, pour ce type de système (grande profondeur par rapport au diamètre), il est souvent observé un phénomène de convection naturelle dans le puits provoquant une homogénéisation de la température entre le haut et le bas de la colonne d'eau, dans le puits. À Gardanne, l'étude a montré que l'énergie puisée en saison hivernale devrait être compensée par l'injection d'une énergie thermique du même ordre de grandeur en saison estivale, au risque de constater une dérive thermique progressive de la température du puits conduisant à une dégradation de la performance énergétique du système.

Systèmes en boucle fermée

Les principaux avantages des systèmes utilisant des boucles fermées sont que l'eau de mine ne nécessite pas d'être pompée, réinjectée ou mise en circulation dans les échangeurs de chaleur ou pompes à chaleur. Le fluide qui circule dans les échangeurs est un fluide caloporteur généralement basé sur une solution de glycol. Cela évite tout problème de colmatage de l'échangeur de chaleur ou de corrosion. Il a été toutefois observé sur le site de Caphouse, où l'échangeur de chaleur est immergé dans un bassin d'aération, que ce dernier devenait progressivement encrassé par accumulation de dépôts de couleur ocre. À ce stade, il n'a pas été démontré que cela, en soi, affecte négativement la capacité thermique du système.

Le principal inconvénient de ces systèmes est la puissance thermique extractible qui reste limitée, si ce n'est à multiplier le nombre d'échangeurs dans les bassins de traitement des eaux ou, dans le cas des échangeurs fermés dans des puits miniers, de disposer de grande profondeur (> 1 000 m).

b) Évaluation préliminaire des coûts par rapport à des systèmes de production énergétique conventionnels

Le projet européen Flominet (Klinger *et al.*, 2013) a étudié notamment la faisabilité économique de la récupération de l'énergie des eaux d'ennoyage des mines. Étant donné le grand nombre de paramètres intervenant dans le calcul des coûts, une application a été développée où les investissements initiaux, les coûts d'exploitation et les coûts de revient sont conçus pour tout type de site. Les calculs ont été réalisés en tenant compte, notamment, de paramètres tels que les prix de l'énergie (électricité, gaz naturel, fioul, ...), la hauteur de l'eau dans la mine (coût du pompage), la distance entre l'utilisateur et la mine (prix des travaux de génie civil), la consommation d'énergie thermique.

L'investissement pour ce type de projet tient compte à la fois des coûts liés au système de pompage de l'eau de la mine (coûts des pompes, dalle de béton à la surface, canalisations, ...) et le coût des structures nécessaires pour réaliser les travaux de génie civil. Les coûts d'exploitation consistent principalement en l'électricité nécessaire pour pomper l'eau de la mine, qui est directement liée à la hauteur de l'eau dans la mine, ainsi que les coûts de maintenance.

Une fois toutes les données collectées et les calculs d'investissement et d'exploitation effectués, les économies offertes au client sont basées sur la comparaison des coûts de revient entre un système géothermique sur eau de mine avec PAC et d'autres systèmes énergétiques conventionnels (chaudière à fioul, chaudière à gaz, propane) (cf. Tableau 3). Le coefficient d'efficacité (ou coefficient de performance) du système est pour la pompe à chaleur géothermique considérée de 4,2, bien que généralement cette valeur soit de 1 point plus haut. Même si le coût du kilowattheure d'électricité est plus élevé comparé à celui d'autres sources d'énergie, le coût de revient de l'énergie géothermique reste nettement moins élevé et avantageux par rapport à celui des autres systèmes.

En France, les coûts du gaz naturel et du gaz propane en 2017 sont nettement supérieurs au coût moyen indiqué dans le tableau 3 (respectivement 0,082 €/kWh et 0,182 €/kWh), ce qui va dans le sens d'avantager l'énergie géothermique sur PAC, avec un coût de l'électricité de 0,15 €/kWh en 2017.

System	Efficiency	Price of combustible (€/kWh)	100 kW	1000 KW	
			Cost of thermal energy (5000 h/yr)		
Diesel oil boiler	0,7	Diesel oil	0,08	57.142,86 €	571.428,57 €
Natural Gas boiler	0,8	Natural Gas	0,038	23.750,00 €	237.500,00 €
Propane	0,9	Propane	0,0558	32.823,53 €	328.235,29 €
Geothermal system	4,2	Electricity	0,1177	14.015,48 €	140.154,76 €

Tableau 3 : Étude comparative des coûts pour différentes solutions énergétiques pour des puissances de 100 et 1 000 kW pour un fonctionnement de 5 000 h/an (source : Klinger *et al.*, 2013).

3. État des lieux des projets de valorisation géothermique des anciens sites miniers en France

3.1. CONTEXTE DE L'APRÈS-MINE ET DU RECENSEMENT DES PROJETS DE VALORISATION GÉOTHERMIQUE FRANÇAIS

Très importante au siècle dernier, l'activité minière sur le territoire métropolitain est aujourd'hui essentiellement limitée à l'exploitation de sel, mais l'exploration industrielle de métaux notamment pourrait être relancée afin de répondre à des enjeux stratégiques nationaux.

Dans ce contexte, un état des connaissances des mines non énergétiques a été publié début 2017, sous la forme de 13 tomes thématiques constituant la collection « La mine en France » (comité de rédaction : Ministère de l'Économie et des Finances, BRGM, INERIS et le Réseau d'Excellence Mine & Société). Ce travail présente l'état de l'art de l'activité minière en intégrant les aspects législatif, environnemental, réglementaire, technologique, scientifique, économique.

Parmi ces ouvrages, disponibles sur Internet (<http://www.mineralinfo.fr/page/la-mine-en-france>), le tome 7 « Fermeture, Reconversion & Gestion de l'après-mine » (Poulard *et al.*, 2017) introduit la géothermie comme une solution de reconversion des mines par la valorisation potentielle des eaux minières. En termes de bonnes pratiques relatives aux principales techniques de gestion de l'après-mine, le rapport stipule que les réaménagements doivent s'adapter à la situation des exploitations et « chercher un enrichissement des lieux pour la collectivité par une reconversion du site minier ». « Chacun des projets de reconversion envisagés pour valoriser les structures minières après la fermeture de la mine :

- ne doit pas aggraver les niveaux de risque et d'aléa du milieu ;
- doit résulter d'une concertation des parties prenantes (riverains, associations, communes notamment), qui ont généralement des idées de reconversion ».

Les dispositions du Code minier confèrent à l'État un large champ de responsabilités, notamment techniques après la fin de l'exploitation. En 2006, la mission de gestion technique des surveillances et travaux de mise en sécurité, dans le cadre de l'arrêt définitif des travaux miniers et des préventions des risques miniers, a été confiée au Département Prévention et Sécurité Minière (DPSM) du BRGM. Cette mission de Maîtrise d'Ouvrage Déléguée a été renouvelée par décret du 7 juillet 2016 pour une durée de six ans.

Dans ce cadre, le BRGM assure la gestion, pour le compte de l'État, des activités opérationnelles après-mine issues de tout opérateur minier et pour toute substance. Les activités techniques couvrent notamment :

- la gestion des installations hydrauliques de sécurité et de traitement des eaux mises en place par les exploitants miniers, qui n'ont pas été reprises par les collectivités locales, après renonciation à concession, et qui ont été transférées à l'État ;
- la surveillance de zones à risque d'instabilité de surface et d'accumulation de gaz dangereux, ou plus généralement toute zone présentant des risques pour les biens et les personnes ;
- la gestion, la remise en état et la surveillance d'installations soumises au Code de l'environnement suivant des listes établies par arrêté interministériel ;
- la Maîtrise d'Ouvrage Déléguée pour des travaux de mise en sécurité (après sinistre ou non) ou d'implantation, ou de démantèlement d'ouvrages de surveillance et de prévention ;

- la suppléance des exploitants miniers défaillants ou disparus, notamment en matière de dossier technique ;
- la gestion de l'information (renseignement minier, archives, plans et documentations minières, bases de données et système d'information géographique) ;
- l'appui technique aux services de l'État tant pour l'instruction des dossiers relatifs aux dégâts miniers que pour les études techniques ;
- la gestion du patrimoine foncier mis en dotation ;
- la gestion des archives techniques intermédiaires minières nécessaires à l'exercice des missions.

Les rapports annuels d'activité du DPSM sont des rapports publics qui présentent l'ensemble des activités d'après-mine menées sur le territoire national. Le rapport annuel de 2016 (Pla, 2017) permet de connaître, de manière exhaustive, les activités en cours répertoriées par région administrative et par bassin minier.

Afin de définir un vocabulaire commun aux acteurs de l'après-mine (DREAL, DDT, GEODERIS, BRGM, ...), le DPSM a établi un référentiel (Vuidart, 2017) qui a, notamment, consisté à homogénéiser les définitions des objets surveillés, des phénomènes mis en jeu et des moyens de surveillance. Dans ce cadre, le « réservoir minier » a été défini comme suit :

« Aquifère artificiel constitué de l'ensemble des vides d'origine anthropique hérités de l'exploitation minière dont l'étendue est limitée par l'interconnexion entre les travaux et la géologie (toit, mur, failles étanches et zones d'influence), ce réservoir pouvant être ennoyé, partiellement ennoyé ou non ennoyé. On distingue dans un réservoir minier les zones ennoyées dans lesquelles les anciennes galeries abandonnées (et dans certains cas les zones d'influence) sont remplies d'eau et débordent généralement vers des points de débordements aménagés ou non, et les zones non ennoyées (qui collectent et conduisent l'eau qui s'y infiltre vers les zones ennoyées). La présence de gaz définit le réservoir minier gaz ».

Dans le cadre du projet VALGEOMIN, l'état des lieux des projets de valorisation géothermique des anciennes mines localisées sur le territoire métropolitain français a été établi sur la base des rapports d'études réalisées par les entités régionales du BRGM entre 2008 et 2017.

Il est présenté dans les chapitres suivants de manière chronologique afin de restituer l'évolution des approches scientifiques. Il vise à identifier, pour chaque projet, les besoins thermiques pris en compte, les différentes contraintes liées au contexte local et à l'historique de l'exploitation minière concernée, ainsi que les verrous éventuellement identifiés pour la réalisation de ces projets de géothermie.

Quatre projets de valorisation ont ainsi pu être analysés. Par ordre chronologique de réalisation des études, ces projets concernent les anciennes mines listées ci-dessous, qui entrent toutes dans le périmètre des activités de surveillance du DPSM :

- les mines de charbon du bassin houiller de Lorraine (2004 à 2008) ;
- les mines de charbon de Gardanne (2013 à 2016) ;
- les mines de charbon du bassin houiller des Hauts-de-France (2015 à 2017) ;
- les mines de fer de Lorraine (2014 à 2017).

La carte ci-dessous permet de les localiser dans le cadre global des activités minières recensées sur l'ensemble du territoire national.

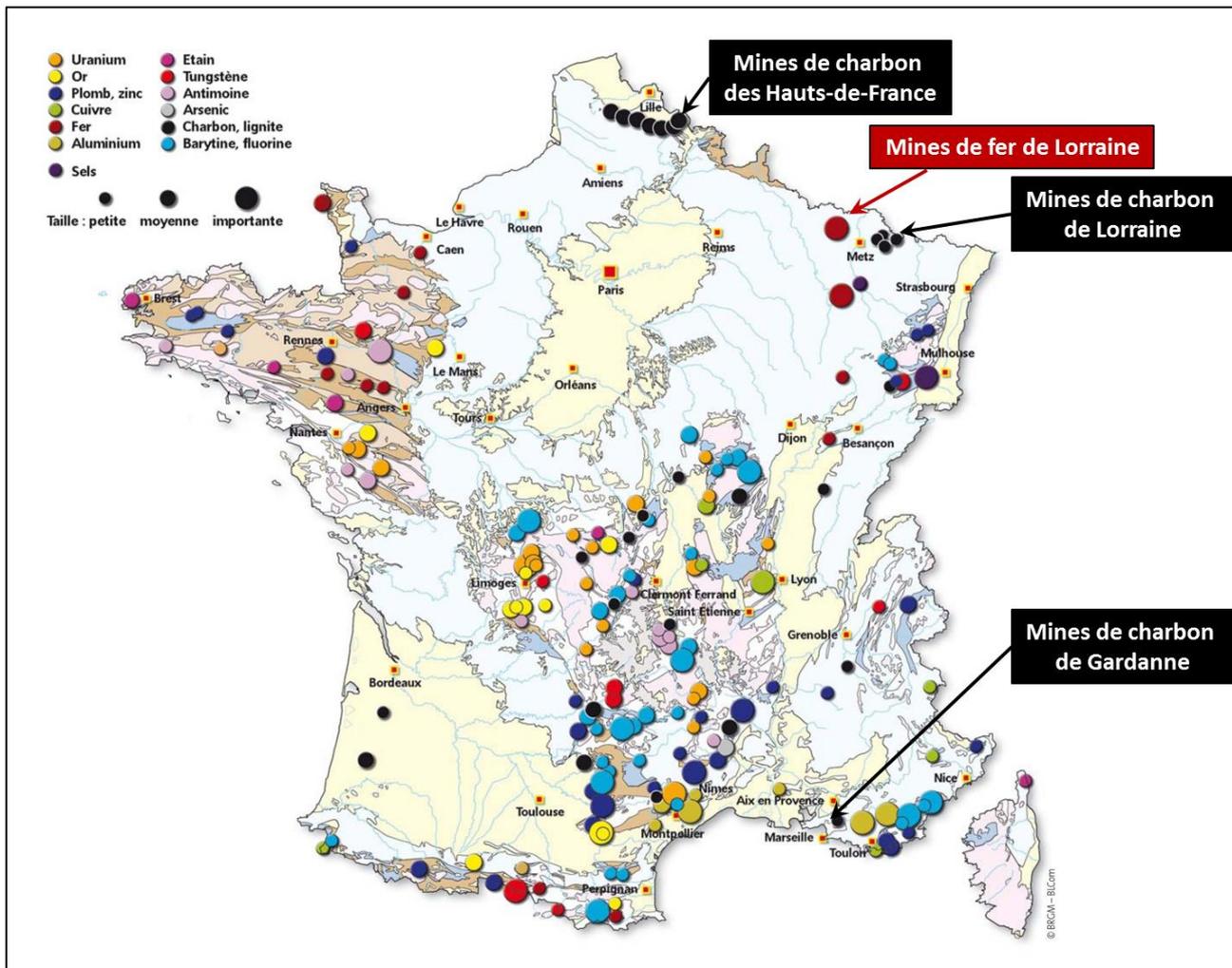


Figure 31 : Localisation des projets de valorisation géothermique des anciennes mines françaises.

3.2. ÉTAT DES LIEUX DES PROJETS DE VALORISATION GÉOTHERMIQUE DES ANCIENNES MINES LOCALISÉES SUR LE TERRITOIRE MÉTROPOLITAIN

3.2.1. Projet Interreg IIIB N-W Europe MINEWATER sur la valorisation géothermique du Bassin houiller de Lorraine (2004-2008)

Les anciennes mines de charbon de Lorraine ont fait l'objet d'une première étude réalisée dans le cadre d'un projet européen INTERREG IIIB Europe du nord-ouest, initié en 2004, et visant à démontrer la possibilité de valoriser les eaux de mines envoyées. Ce projet intégrait initialement trois sites pilotes : à Heerlen aux Pays-Bas, à Midlothian en Écosse et en Lorraine en France (Fabriol, 2008).

Pour les mines du bassin houiller lorrain, cinq rapports ont été publiés par le BRGM en 2008 afin de caractériser successivement :

- la géologie du bassin houiller et le potentiel géothermique des anciennes mines ;
- les puits existants d'une profondeur supérieure à 800 m ;
- la géologie du réservoir minier associée aux puits Vouters-2 et Simon-5 ;

- le fonctionnement d'un dispositif géothermique envisagé en doublet (modélisation hydrodynamique et thermique du réservoir minier) ;
- la chimie des eaux minières.

La synthèse de ces rapports est présentée dans les paragraphes suivants.

a) Contexte géologique et évaluation préliminaire du potentiel géothermique

En Lorraine, le charbon a été exploité entre 1818 et 2004 (Barchi *et al.*, 2008), période au cours de laquelle 58 puits ont été foncés. Au plus fort de l'activité minière, 46 758 mineurs étaient employés en 1957 et 15,6 millions de tonnes ont été extraits en 1964.

Le secteur exploité du bassin houiller (concession des Houillères du Bassin de Lorraine - HBL) est localisé dans l'est du département de la Moselle (57), depuis la frontière allemande jusqu'à environ 30 km de Metz (cf. Figure 32). Il couvre géographiquement les communautés d'agglomération de Forbach et de Sarreguemines Confluences et les communautés de communes de Freyming-Merlebach, du Pays Naborien et du Warndt.

Plus largement, la structure du bassin houiller s'étend sur environ 140 km de long et de 70 à 80 km de large. Il est limité au nord par la faille de Metz, au sud par une ligne passant par Gironcourt et Sarrebourg, et à l'ouest par le grand accident de la vallée de la Marne (cf. Figure 32).

Peu profond du côté allemand (Sarre), le gisement houiller plonge vers le sud-ouest (jusqu'à 1 400 m de profondeur, à Commercy), sous la **couverture des « morts-terrains »** constituée, de bas en haut, des **conglomérats du Permien supérieur, puis des grès Vosgiens (nappe des Grès du Trias Inférieur - GTI) et des marnes et calcaires du Trias.**

Le gisement houiller, daté du Carbonifère, comprend les séries du Westphalien et Stéphalien composées par des conglomérats, grès, argilites et du charbon.

La série du Westphalien (la plus épaisse : environ 4 000 m) correspond à l'ensemble productif principal du bassin ; une centaine de veines de charbon ont été répertoriées avec des épaisseurs très variables (de quelques centimètres à 15 mètres au maximum). Pour mémoire, cette série comprend trois assises (terminologie des HBL), de bas en haut :

- *l'assise de Saint-Ingbert* (Westphalien B) comprenant le *Faisceau de Rothell* ;
- *l'assise de Sulzbach* (Westphalien C) correspondant au *Faisceau des charbons gras* (ou *Faisceau de Neunkirchen*) ;
- *l'assise de la Houve* comprenant trois zones distinctes de la base au sommet :
 - o *zone de Forbach* (Westphalien C) correspondant aux **Flambants inférieurs**,
 - o *zone de Saint-Avoid* (partie inférieure du Westphalien D) comprenant la partie inférieure des **Flambants supérieurs**,
 - o *zone de Faulquemont* (partie supérieure du Westphalien D) comprenant la partie supérieure des **Flambants supérieurs**.

Au-dessus, en discordance, la série du Stéphalien est moins épaisse (1 100 m) et ne contient que 4 veines significatives (2 exploitables). Deux assises sont distinguées : *l'assise de Sarrelouis* (comprenant, de bas en haut, les *Zones de Göttelborn* et de *Dilsburg*) et *l'assise de Potzberg*.

L'étude préliminaire du potentiel géothermique a consisté à évaluer la température des terrains au sein du bassin houiller lorrain.

D'un point de vue théorique, les résultats d'une étude de 1983 ont été extraits afin de comprendre l'effet de la structure géologique (anticlinale / synclinale), avec la présence ou l'absence (après extraction) de charbon sur la distribution des isothermes en profondeur. Ces travaux de modélisation numérique ont notamment pris en compte les valeurs de conductivités thermiques reportées dans le tableau ci-dessous.

	Charbon	Schistes	Grès	Conglomérats	Socle
Conductivité thermique (W/m.°C)	0,2	2,5	3,5	3,7	4,0

Tableau 4 : Valeurs de conductivité thermique retenues pour évaluer la température au sein du bassin houiller lorrain (source : Barchi et al., 2008).

Compte tenu de la valeur de la conductivité thermique du charbon 10 à 20 fois inférieure à celle des roches, une veine de charbon se comporte comme un isolant thermique au sein du massif.

Les résultats de cette modélisation ont montré **l'influence importante de la structure géologique (plicative) et de la présence de discontinuités (failles perméables ou non) sur l'évolution de la température avec la profondeur, expliquant de fortes différences de température observées à une même profondeur (27 °C par exemple pour une profondeur de 1 000 m).**

L'analyse des données de température enregistrées lors de l'exploitation du gîte minier a montré une **forte variabilité de la température entre 23 et 59 °C, entre 1 000 et 1 200 m de**

profondeur, avec une moyenne de l'ordre de 40 à 45 °C et un gradient géothermique estimé à 3,5 °C / 100 m.

Ces valeurs sont considérées comme des hypothèses basses, dans la mesure où l'équilibre thermique n'a pas été atteint.

b) Descriptif technique des puits miniers (profondeur supérieure à 800 m)

La carte ci-dessous permet d'identifier et de localiser les **15 puits miniers ayant une profondeur supérieure à 800 m** (soulignés en rouge), parmi les 58 puits existants au sein du bassin houiller de Lorraine.

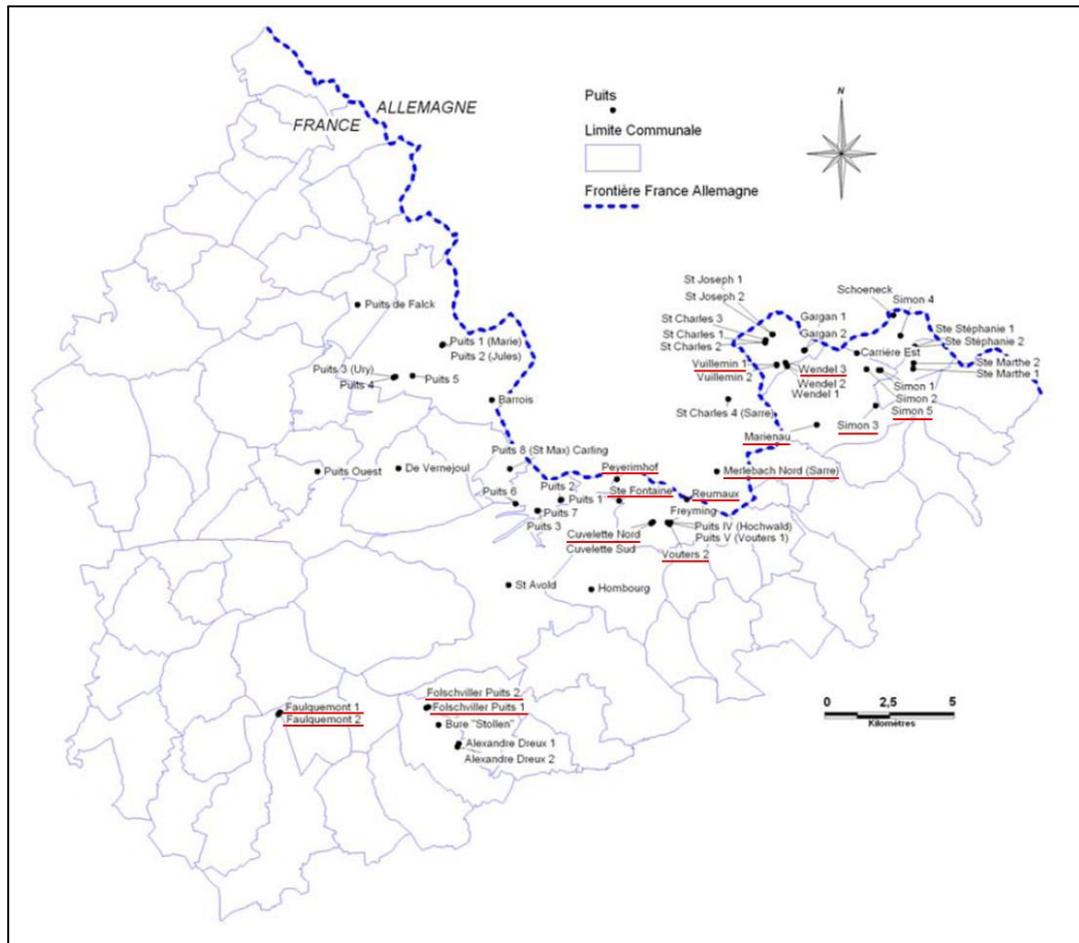


Figure 33 : Localisation des puits miniers dans le bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).

D'un point de vue méthodologique, **une fiche technique a été établie pour chacun de ces 15 puits** de manière à synthétiser les informations suivantes :

- les **caractéristiques des puits** (nom, coordonnées géographiques, profondeur et cote topographique, commune et carte de situation) :
 - **l'usage actuel des puits** : tous les puits ont fait l'objet d'une fermeture permettant, pour certains, de conserver une fonction pour le suivi de l'envoyage ou l'exploitation du gaz résiduel,
 - le **type de fermeture** par le comblement complet du puits ou la mise en place d'un bouchon (béton) en surface,

- **l'accessibilité des eaux minières à partir de la surface** par l'intermédiaire de conduites traversant le remblai ou le bouchon afin de pouvoir suivre l'ennoyage ou capter le gaz. Suivant ce critère, **seuls 11 puits sur les 15 recensés permettaient un accès direct aux eaux minières** (Cuvelette Nord, Faulquemont-1, Marienau, Peyerimhoff, Reumaux, Sainte-Fontaine, Simon-3, Simon-5, Vouters-2, Vuillemin-1 et Wendel-3),
- le **type de cuvelage** (en fonte ou en béton) permettant d'assurer la stabilité de la paroi et l'étanchéité de l'ouvrage vis-à-vis des terrains sus-jacents au gisement houiller (nappe des GTI notamment) ;
- les **caractéristiques des galeries et des champs d'exploitation** afin de connaître le volume d'eau qui pourrait être disponible :
 - le **nombre de galeries** en connexion avec le puits **et la profondeur** de la galerie la plus profonde,
 - **l'état des galeries** (généralement non comblées) et des zones exploitées à la fermeture. Les galeries ont parfois été fermées par un barrage (bois, brique ou béton - informations techniques non conservées) afin d'éviter les circulations d'air entre différents champs d'exploitation,
 - **la taille de la zone exploitée et l'emprise géographique** du ou des champs d'exploitation en lien direct avec le puits concerné ;
- les **particularités géologiques** liées aux discontinuités structurales du bassin houiller qui compartimentent le réservoir minier. Deux failles majeures ont, notamment, une implication importante sur la circulation des eaux : la faille de Saint-Nicolas (perméable) et la faille de Hombourg (imperméable) ;
- **l'hydrogéologie** :
 - le **contexte hydrogéologique de l'ennoyage** : des travaux de modélisation prévoient la fin de l'ennoyage du réservoir minier vers 2012 et le remplissage de la nappe des GTI sus-jacente sur une période estimée de 20 à 30 ans. Localement, au niveau des puits Marienau, Vouters et Barrois (cf. Figure 33), la piézométrie de la nappe des GTI montre des cônes de rabattement indiquant un écoulement des eaux de cette nappe vers le réservoir minier au travers des couches du Permien rendues perméables par les travaux miniers,
 - **l'étude de la remontée de l'ennoyage** qui a mis en évidence, au sein du réservoir minier, l'existence de deux blocs principaux (**bloc de Forbach au nord et bloc de Merlebach au sud**, respectivement en bleu et en vert sur la Figure 34) séparés par la faille de Saint-Nicolas d'orientation nord-ouest / sud-est et connectés par une galerie (660) reliant les puits Marienau et Reumaux,
 - **l'état de l'ennoyage des puits au mois de septembre 2007** qui montrait que l'ensemble des puits du bloc Forbach étaient ennoyés jusqu'à une cote NGF proche de - 400 m, alors que ceux du bloc Merlebach étaient ennoyés à une cote nettement inférieure proche de - 600 m,
 - **les futurs pompages après l'ennoyage complet de la mine** (prévu en 2012), au niveau des puits Vouters-2, Simon-5 et Marie, afin de limiter localement la remontée du niveau piézométrique (fonds de vallées, débordement du puits Gustav en Allemagne et protection de la nappe des GTI).

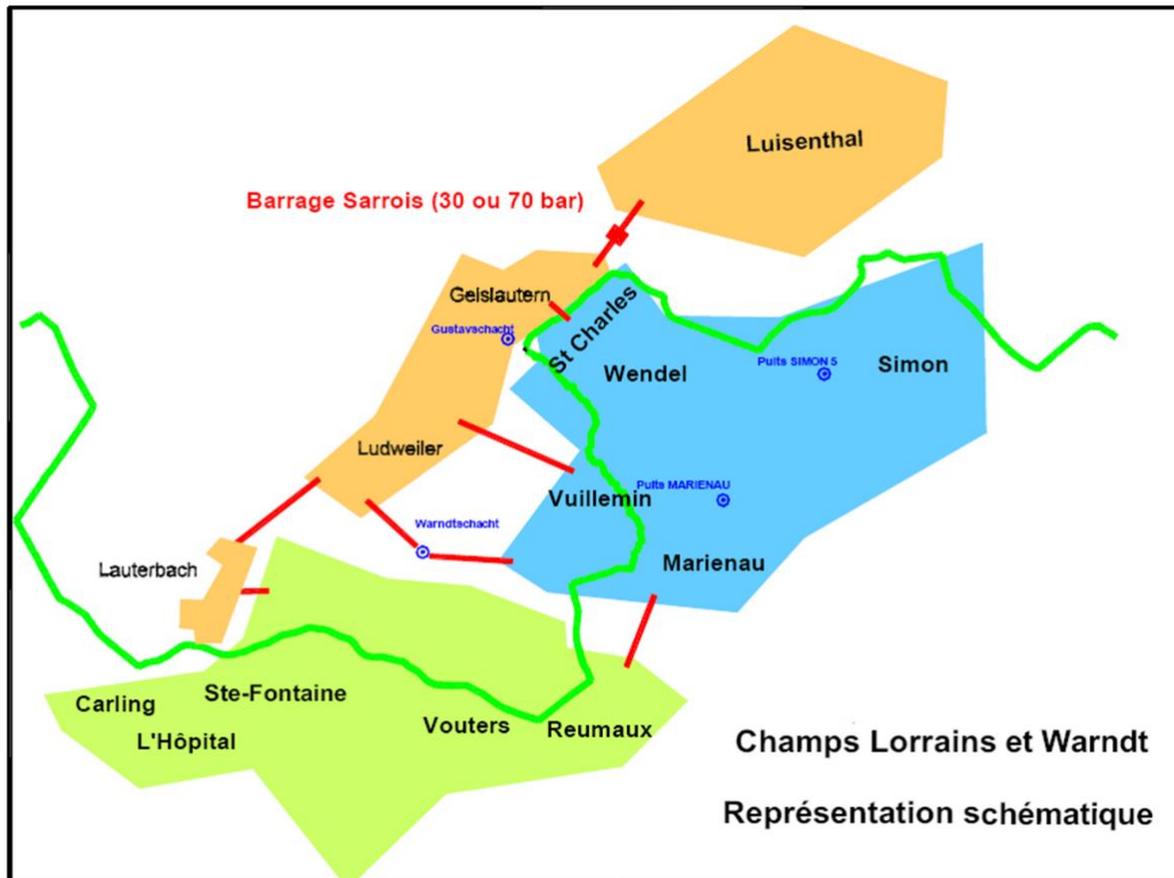


Figure 34 : Représentation schématique du réservoir minier lorrain
(source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).

En 2018, suivant les informations communiquées par l'entité du BRGM en charge des activités de surveillance liées à l'après-mine (Département Prévention et Sécurité Minière - DPSM), la fin de l'ennoyage du réservoir minier est aujourd'hui effective et les pompages permanents sont réalisés au niveau des puits Vouters-2, Simon-5 et du puits-1, sur le site de la Houve. L'exploitation du gaz résiduel a été arrêtée en 2012 :

- **l'existence d'un réseau de chaleur situé à proximité** : seules les communes de Forbach et de Freyming-Merlebach sont dotées d'un réseau de chaleur dont les caractéristiques sont reportées dans le tableau ci-dessous (données de 2008).

Société gestionnaire	Commune	Puissance optimale	Equivalent logements desservis
ELYO	Forbach	50 MW/h	5000
SODEVAR	Freyming-Merlebach	30 MW/h	1300

Tableau 5 : Caractéristiques des réseaux de chaleur de Forbach et de Freyming-Merlebach en Lorraine (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).

À l'issue de cette analyse, des doublets de puits ont été proposés dans une optique de constituer un site pilote sur le secteur géographique de Freyming-Merlebach ou de Forbach. Le secteur de Faulquemont-Folschviller a été écarté en raison de l'absence d'un réseau de chaleur.

La sélection des puits de production a été effectuée sur la base des critères de profondeur des puits, d'accessibilité aux eaux minières et de proximité d'une centrale de chaleur afin de minimiser le coût des conduites de surface. Les trois puits suivants ont été retenus :

- pour le secteur de Freyming-Merlebach : les puits Vouters-2 et Cuvelette nord ;
- pour le secteur de Forbach : le puits Simon-5.

Puits	Commune	Profondeur de la galerie la plus profonde	Accessibilité	Proximité d'une centrale de chaleur
Vouters-2	Freyming-Merlebach	1 250 m	Bouchon. Conduites : 125 (2), 150, 800 mm. Pompage d'eau de mine prévu.	100 m
Cuvelette nord	Freyming-Merlebach	1 250 m	Comblé intégralement (coulis et béton). Conduites de gaz : 150 mm étages : 420 et 660 250 mm étages : 505, 545, 593, 1036 et 1250.	650 m
Simon-5	Forbach	1 050 m	Bouchon. Conduites : 125, 150, 800 mm. Pompage d'eau de mine prévu.	700 m

Tableau 6 : Caractéristiques principales des puits retenus pour la production des eaux minières du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).

Pour la réinjection, la sélection des puits potentiels a été effectuée sur la base des critères d'accessibilité et de proximité d'un réseau de chaleur.

Afin d'éviter un recyclage trop rapide des eaux refroidies, la réinjection dans des galeries de faible profondeur a été privilégiée, donnant ainsi la possibilité d'utiliser un seul et même puits pour la production et la réinjection, à condition que la connexion hydraulique entre les niveaux d'injection et de production (plus profond) soit impossible au sein du puits (obturation).

Cinq puits ont ainsi été retenus (notés en gras dans le tableau ci-dessous) :

- pour le secteur de Freyming-Merlebach : **Vouters-2**, **Cuvelette nord** et **Cuvelette sud** ;
- pour le secteur de Forbach : **Simon-5** et **Simon-1**.

En outre, six puits d'injection de secours ont été identifiés : Peyerimhoff et Sainte-Fontaine (secteur Freyming-Merlebach) et Simon-4, Vuillemin-1, Vuillemin-2 et Wendel-3 (secteur Forbach).

Puits	Commune	Accessibilité	Proximité d'une centrale de chaleur
Vouters-2	Freyming-Merlebach	Injection à travers le bouchon. Conduites : 125 (2), 150, 800 mm.	100 m
Cuvelette nord	Freyming-Merlebach	Comblé intégralement (coulis et béton). Conduites de gaz : 150 mm étages : 420 et 660 150 mm étages : 686 et 826 250 mm étages : 505, 545, 593, 1036, 1146 et 1250.	650 m
Cuvelette sud	Freyming-Merlebach	Comblé intégralement (coulis et béton). Conduites de gaz : 250 mm étage : 334.	700 m
Peyerimhoff	Freyming-Merlebach	Comblé partiellement sur 120,5 m. Conduites de gaz : 200 et 250 mm traversent le bouchon 250 mm (2) étage : 660 350 mm étage : 750.	> 2 km
Sainte-Fontaine	Saint-Avold	Bouchon. Conduites de diamètre inconnu.	> 2 km
Simon-5	Forbach	Bouchon. Conduites : 125, 150, 800 mm.	700 m
Simon-1	Forbach	Bétonnage intégral. Conduite d'exhaure 400 mm étage 440. Conduites de gaz : 150 mm (2) étages 290 et 340 350 mm étage 440.	300 m
Simon-4	Schoeneck	Bouchon de 80 m. Conduite de 150 mm.	1,8 km
Vuillemin-1	Petite-Rosselle	Bouchon. 3 conduites de diamètre inconnu.	> 2 km
Vuillemin-2	Petite-Rosselle	Bouchon. Conduites de diamètre inconnu.	> 2 km
Wendel-3	Petite-Rosselle	Bouchon. Conduites : 150 (2) et 400 mm.	> 2 km

Tableau 7 : Caractéristiques principales des puits retenus pour la réinjection des eaux minières du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet , 2008).

Sur cette base, les configurations techniques de deux doublets ont été présentées :

- **le doublet constitué des puits Cuvelette nord et Vouters-2** distants de 650 m et proches de la centrale de chaleur de Freyming-Merlebach (cf. Figure 35) ;
- **le doublet constitué des puits Simon-5 et Simon-1** distants de 500 m et proches de la centrale de Forbach.

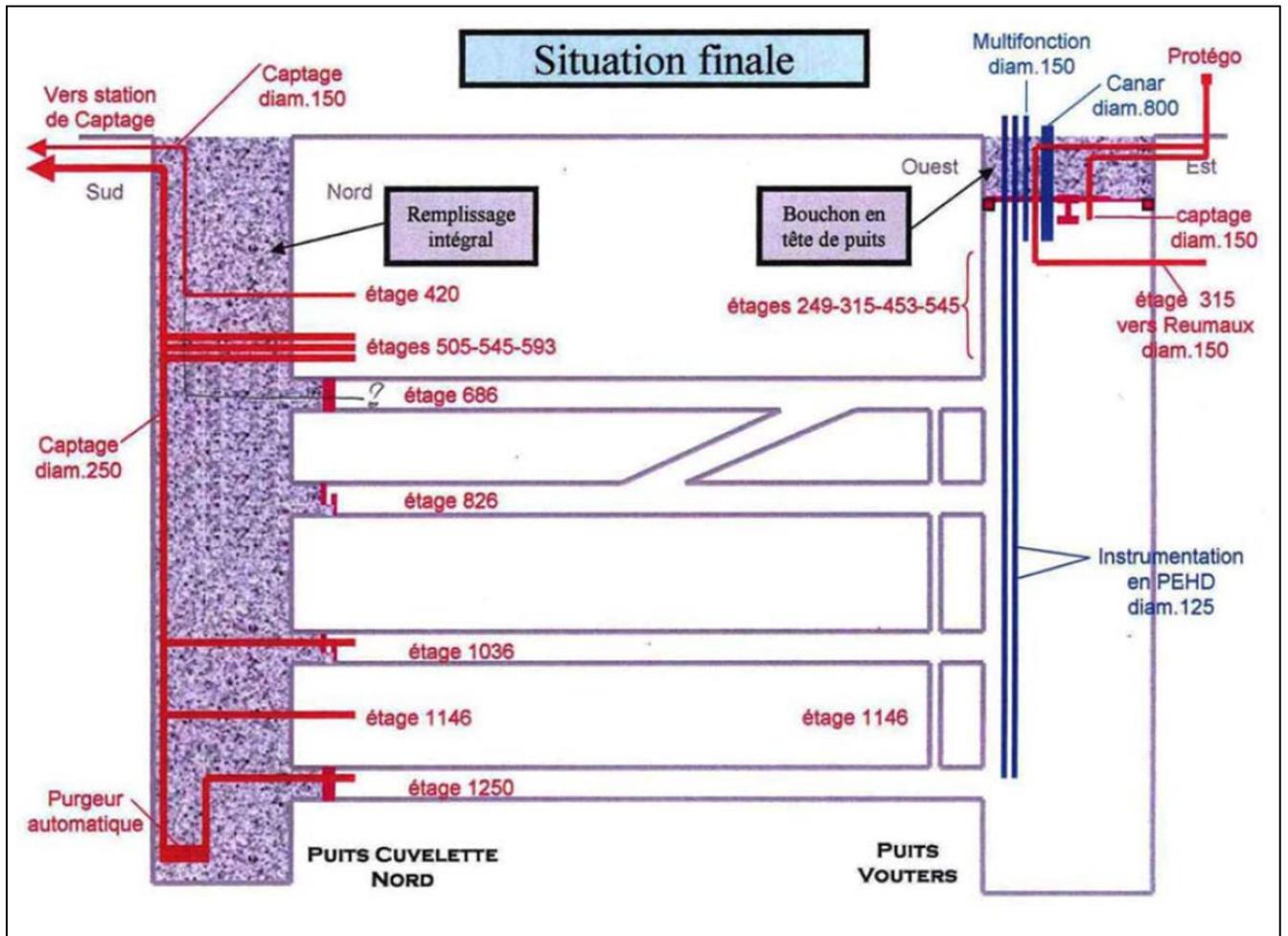


Figure 35 : Configuration schématique du doublet constitué des puits Cuvellette nord et Vouters-2 du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).

Les fiches techniques des puits Cuvellette nord et Vouters-2 sont présentées ci-après (Figure 36).

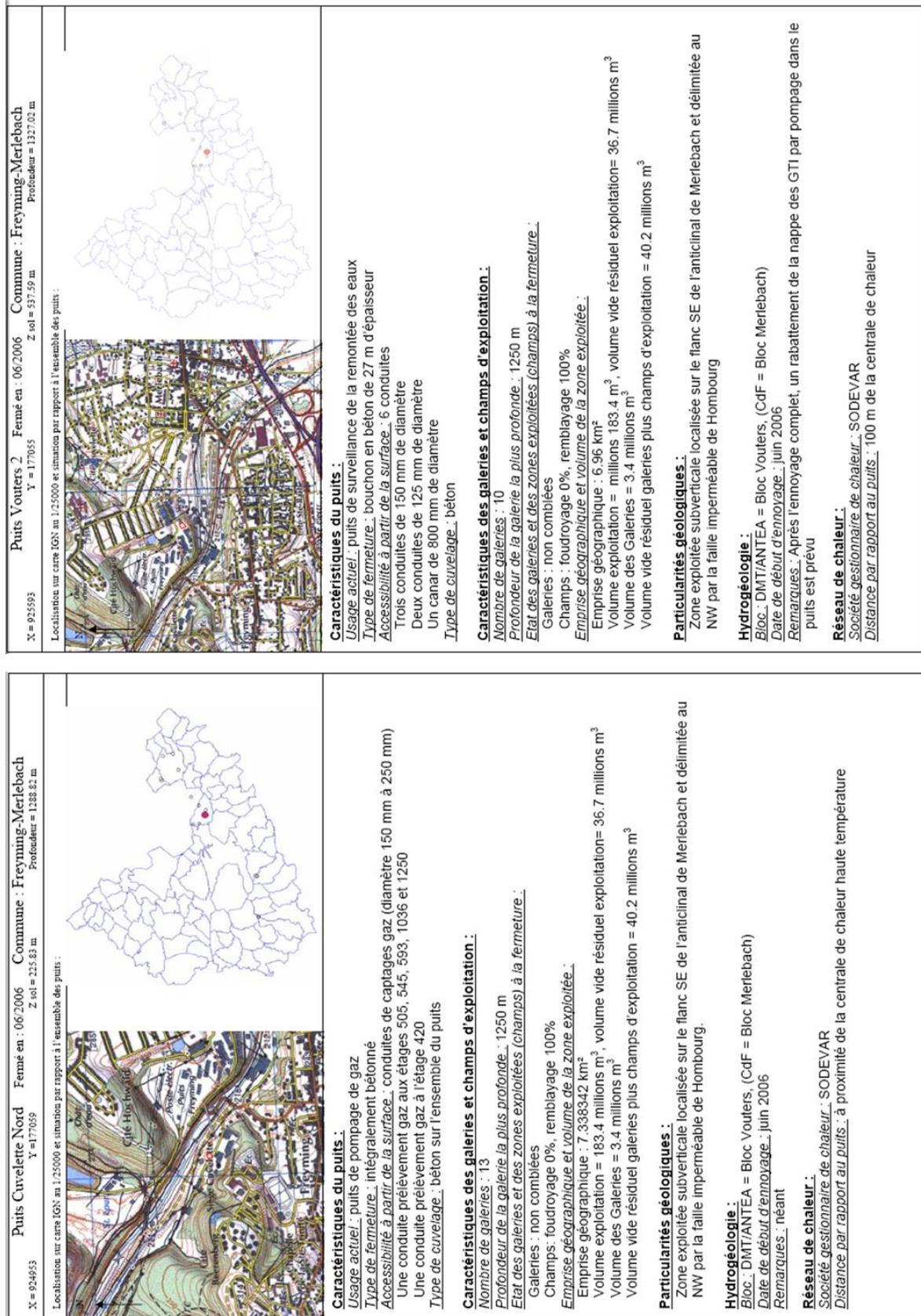


Figure 36 : Fiches techniques des puits Cuvelette nord et Vouters-2 du bassin houiller lorrain (source : Cartannaz et Fourniguet, 2008).

c) Géologie du réservoir minier au niveau des puits Vouters-2 et Simon-5

Après avoir ciblé les deux doublets potentiels, l'étude du potentiel géothermique du bassin houiller lorrain a consisté à caractériser les réservoirs miniers, au droit des puits Vouters-2 et Simon-5 afin de comprendre le comportement des eaux minières.

Une description géologique détaillée des réservoirs a été réalisée à partir de la stratigraphie et des structures géologiques connues autour des puits, et une cartographie des galeries principales et secondaires a permis de définir la géométrie de chaque réservoir et les connexions hydrauliques entre les différents étages.

Les caractéristiques principales des réservoirs sont reprises ci-dessous (Cartannaz, 2008) :

- réservoir minier de Vouters-2 :

- emprise géographique : 6 km de long sur 1,5 km de large,
- densité de galeries : importante et centrée sur la zone d'exploitation ,
- vides résiduels remplis d'eau : 40 millions de m³,
- structure géologique verticale (« dressant de Merlebach ») ;

- réservoir minier de Simon-5 :

- emprise géographique : 10 km de long sur 6 km de large (concession de Wendel),
- densité de galeries : moins importante et les galeries les plus profondes partitionnées en deux sous-réservoirs (champs Sud Dressants - Creutzberg et champs des sièges Wendel et Simon) par la présence de deux barrages au niveau du puits Simon-5,
- vides résiduels : 68 millions de m³,
- structure géologique subhorizontale ou faiblement inclinée (< 60°) (« plateures » ou « semi-dressants »).

Le réservoir minier de Vouters-2 est principalement constitué par l'étage localisé à 1 250 m de profondeur. La figure suivante (cf. Figure 37) présente un extrait du plan de l'étage 1250 qui permet de visualiser :

- la position des puits Cuvelette Nord et Vouters-2 du doublet potentiel ;
- **les galeries** (en rouge) comprenant une galerie principale (« Principale Nord »), des galeries d'accès (entre les puits et la galerie principale), des galeries recoupant les veines de charbon (« Travers bancs ») et des galeries verticales (bures) reliant les étages entre eux :
 - dans un rayon de 1 km centré sur le puits Vouters-2, 6 bures relient les étages 1250 et 1036 et 2 bures mettent en communication les étages 1250 et 1140,
 - pour l'ensemble de ces trois étages, le volume des galeries a été estimé à près de 1 million de m³ ;
- **les veines de charbon** exploitées (en vert).

La géométrie verticale du gisement (dressants de Merlebach) est illustrée sur la Figure 30.

Les veines de charbon des *Flambants inférieurs* et *supérieurs* ont été exploitées jusqu'à 1 250 m de profondeur. Comblées ensuite par du sable, ces veines créent une connexion hydraulique entre les différents étages. Sur l'ensemble de la zone exploitée en dessous de l'étage 1036, le volume des vides résiduels a été estimé à près de 1,5 million de m³.

Les failles qui structurent le bassin houiller n'affecteraient pas les circulations d'eau au sein du réservoir minier car ces zones fragilisées par la tectonique ont été cintrées et bétonnées lors des travaux. Les auteurs considèrent qu'il est donc peu probable que le terrain s'éboule et bloque le transfert de l'eau au droit d'une faille.

Enfin, les étages 1250 et 1036 sont directement reliés par une galerie (« bande remontante »), de taille identique aux autres types de galeries, localisée à 700 m du puits Vouters-2 et à 1 400 m du puits Cuvelette Nord, au niveau de l'étage 1250 (cf. Figure 37 - au niveau du silo situé à la jonction entre la galerie principale et le travers-banc noté « 2.N.E.A.D. 1250 »).

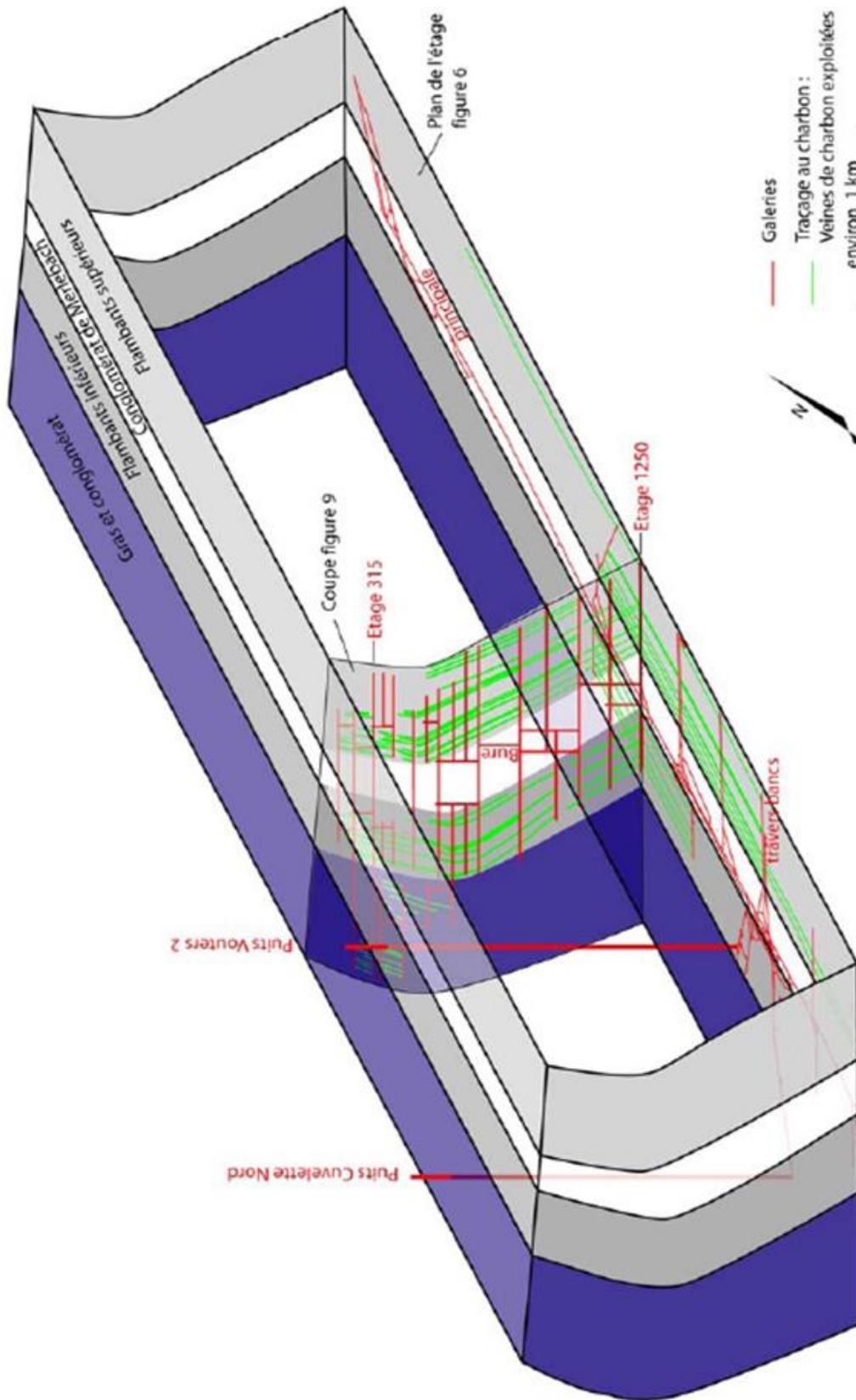


Figure 38 : Bloc diagramme simplifié du réservoir des dressants de Merlebach dans le bassin houiller lorrain (source : Cartannaz, 2008).

d) Modélisation hydrodynamique et thermique du réservoir minier de Vouters

Compte tenu de sa configuration favorable (profondeur de 1 250 m, volume d'eau « exploitable » de 40 Mm³, réseau de chaleur existant à proximité), l'exploitation géothermique du site de Vouters par l'intermédiaire d'un doublet constitué des puits Vouters-2 et Cuvelette Nord a été privilégiée dans la poursuite de l'étude et les travaux de modélisation hydrodynamique et thermique du réservoir minier.

Deux configurations ont été envisagées :

- **une production depuis l'étage 1250 du puits Vouters-2 et une réinjection au niveau de l'étage 420 du puits Cuvelette Nord :**
 - le comblement du puits Vouters-2 (fermé par un bouchon de béton de 27 m en surface - cf. Figure 36) serait nécessaire afin d'éviter les communications hydrauliques directes entre l'étage 1250 et les étages supérieurs. Seule la canalisation de 800 mm permettant d'accéder à l'étage 1250 depuis la surface devrait rester libre afin qu'une pompe d'exhaure puisse être mise en place ;
- **une production depuis l'étage 1250 et une réinjection au niveau de l'étage 420 du puits Cuvelette Nord :**
 - le puits Cuvelette Nord a été bétonné sur toute sa hauteur (à l'exception des canalisations pour le captage de gaz - Figure 36) empêchant toute communication directe entre les étages 420 et 1250.

Ces dispositifs géothermiques sont illustrés suivant une représentation schématique 3D simplifiée des galeries sur la figure suivante (Figure 39).

Pour les simulations numériques, **la température de réinjection a été fixée à 20 °C et les valeurs de débits prises en compte étaient de 100 et de 600 m³/h.**

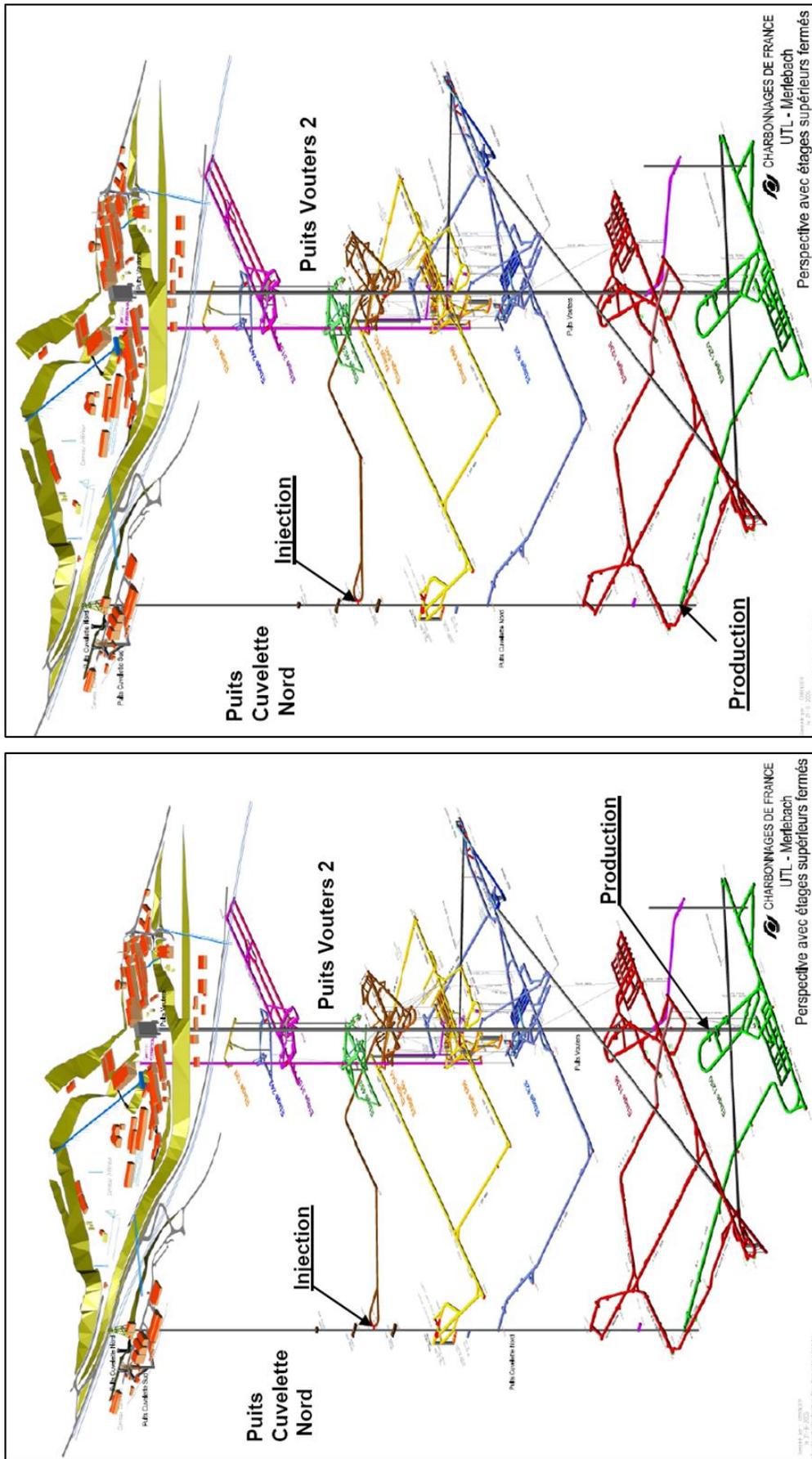


Figure 39 : Représentation schématique 3D des doublets envisagés pour l'exploitation géothermique du réservoir minier lorrain (source : Hamm, 2008).

Les résultats de ces simulations sont présentés sous la forme de graphiques d'évolution de la température de production après un an (Figure 40) et 60 ans (Figure 41) de fonctionnement, à des débits continus.

Afin de tenir compte des caractéristiques hydrodynamiques particulières du réservoir minier (écoulement très rapide dans les galeries et beaucoup plus long dans la matrice rocheuse comprenant les veines de charbon remblayées), le code de calcul Marthe développé par le BRGM pour la modélisation hydrogéologique de milieux poreux a été utilisé en affectant un fort contraste de perméabilité (10^5) entre les galeries de mine et la matrice poreuse de l'encaissant.

L'emprise du réservoir minier a été entièrement modélisée, en décomposant plus particulièrement la hauteur du réservoir en 54 couches d'épaisseur variable afin de discrétiser, notamment, les étages contenant l'ensemble des galeries correspondant aux sections de 10 à 20 m² ouvertes à l'écoulement.

En termes de condition initiale, une température de 52 °C a été fixée à la profondeur de 1 250 m correspondant à la température calculée en fond de puits, à partir d'un gradient géothermique de 3 °C / 100 m et tenant compte des phénomènes de conduction et de convection s'établissant dans le puits (canalisation de 800 mm de diamètre).

Les graphiques précédents (

Figure 40 et Figure 41) montrent que la température de production chute rapidement (quelques dizaines de jours) de l'ordre de 20 °C pour un débit d'exploitation maximal continu de 600 m³/h. Pour le débit minimal de 100 m³/h, la chute de température est amortie et moins importante, de l'ordre de 15 °C.

La première configuration du dispositif géothermique (pompage au puits Vouters-2) reste systématiquement plus performante d'un point de vue thermique, de l'ordre de 2 à 3 °C.

Comme le montre la Figure 42, un fonctionnement discontinu (traits pleins) du dispositif par cycles permettrait d'accéder à une puissance thermique instantanée supérieure à celle délivrée par le même dispositif (2^{ème} configuration) en profitant d'une température de production nettement supérieure (de 2 à 5 °C) sur une période limitée à 6 mois.

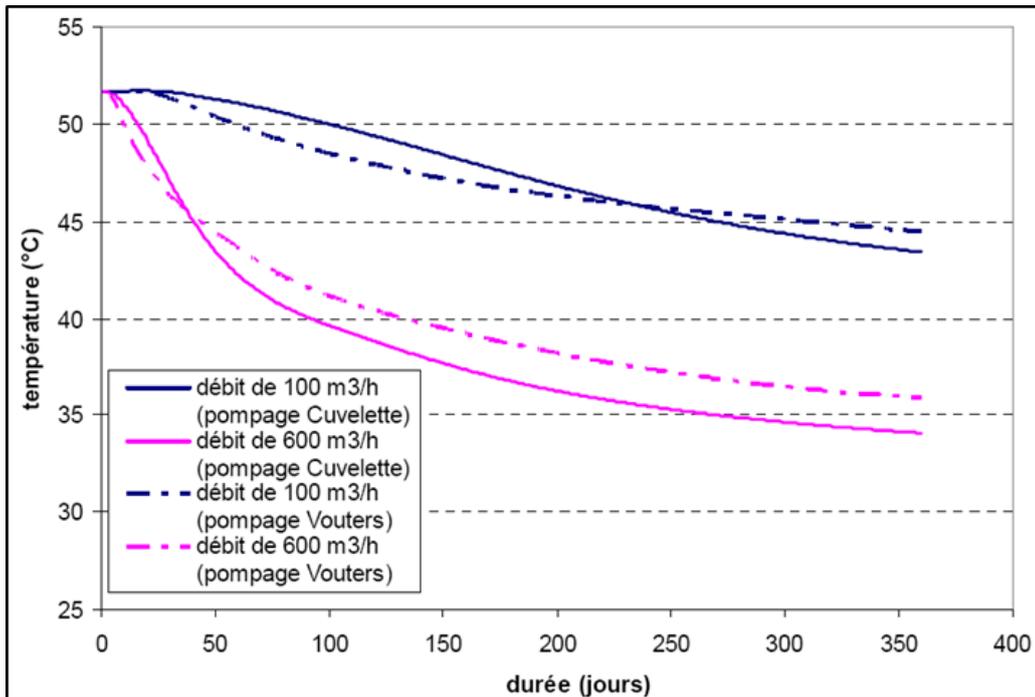


Figure 40 : Évolution de la température de production sur 1 an suivant les deux configurations envisagées pour l'exploitation géothermique des eaux minières du bassin houiller lorrain fonctionnant à des débits continus de 100 et 600 m³/h (source : Hamm, 2008).

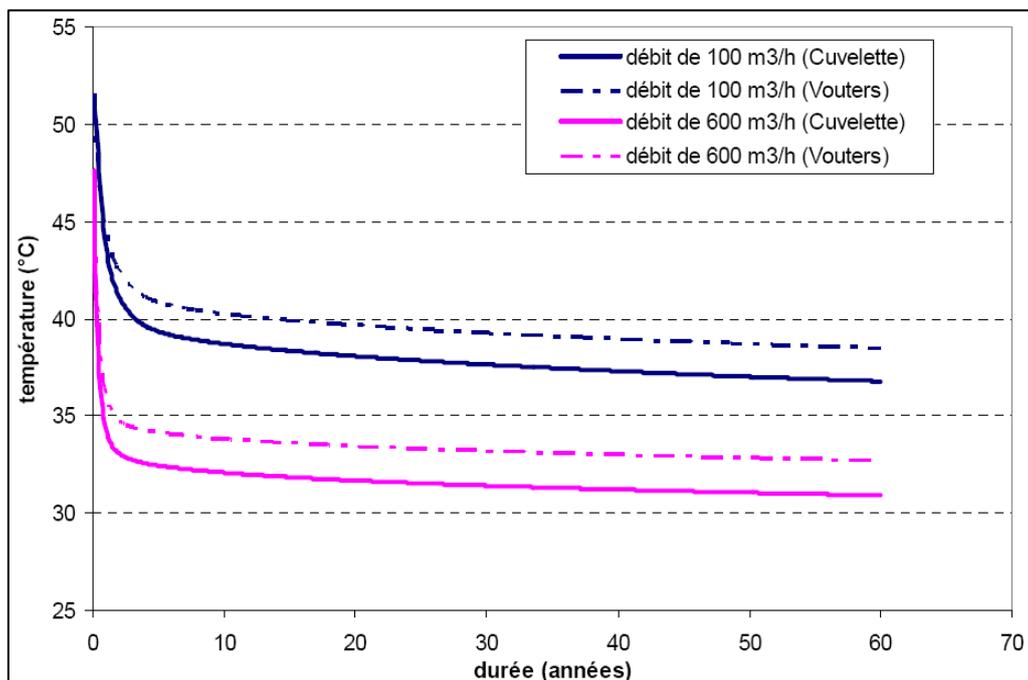


Figure 41 : Évolution de la température de production sur 60 ans suivant les deux configurations envisagées pour l'exploitation géothermique des eaux minières du bassin houiller lorrain fonctionnant à des débits continus de 100 et 600 m³/h (source : Hamm, 2008).

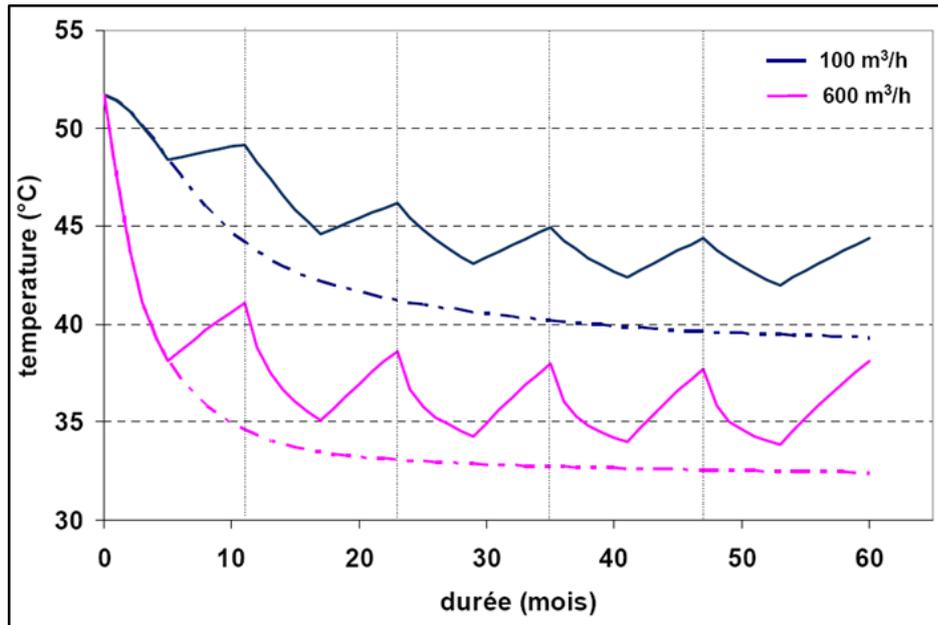


Figure 42 : Comparaison de l'évolution de la température de production sur 1 an suivant la 2^{ème} configuration envisagée (production et réinjection dans le puits Cuvelette Nord), selon un fonctionnement continu ou par cycles de l'exploitation géothermique des eaux minières du bassin houiller lorrain (source : Hamm, 2008).

e) Chimie des eaux minières

La dernière partie de l'étude du potentiel géothermique des eaux minières du bassin houiller de Lorraine s'est intéressée à l'évolution de la composition chimique de ces eaux, au cours de leur cheminement dans la boucle géothermale (Fabriol, 2008), en prenant en compte les variations de température et de pression du fluide et les interactions avec la roche et les matériaux des équipements (canalisations, pompe, échangeur).

À partir des analyses réalisées pendant l'exploitation minière (rarement localisées avec précision et souvent incomplètes pour les éléments majeurs), trois types d'eau circulant dans la mine ont été identifiés :

- une eau peu minéralisée provenant de la nappe des grès du Trias inférieur (GTI) ;
- une eau sulfatée sodico-magnésienne riche en Ca et Fe, caractéristique de l'eau de la mine et résultant d'un drainage minier neutre se produisant lors des travaux par le contact entre l'eau, l'oxygène et les sulfures de la roche (généralement de la pyrite, FeS₂) ;
- une eau fortement minéralisée (30 g/l), principalement chlorurée-sodique et contenant peu de sulfate, considérée comme de l'eau « profonde » par les mineurs. Les concentrations en fer et manganèse sont faibles, celles du strontium et du baryum sont élevées.

Les compositions chimiques caractéristiques de ces trois types d'eau sont présentées dans le Tableau 8 ci-dessous.

	Unités	Grès du Trias inférieur (GTI)	Eau de type « mine » (M)	Eau de type « profond » (P)
pH		7	7.5	6.7
Ca	mg/L	55	220	1200
Mg	mg/L	25	290	1000
Na	mg/L	5	320	9000
K	mg/L	15	20	150
Cl	mg/L	35	320	18800
HCO3	mg/L	255	300	350
SO4	mg/L	25	1650	10
NO3	mg/L	0.1	0.1	0.1
SiO2	mg/L	12	12	15
Fe	mg/L	0.3	100	0.1
Mn	mg/L	0.02	30	0.1
Al	mg/L	0.05	0.5	0.05
Sr	mg/L	0.5	0.5	100
Cu	mg/L	<0.01	0.5	<0.01
Zn	mg/L	0.04	3	0.03
Ni	mg/L	<0.01	0.1	<0.01
Pb	mg/L	<0.01	<0.06	<0.01
As	mg/L	0.05	0.5	0.05
Ba	mg/L	0.5	0.15	100
Cd	mg/L	<0.005	<0.006	<0.006
TDS	mg/L	428	3267	30645

Tableau 8 : Composition chimique des trois types d'eau présents dans le bassin houiller lorrain (source : Fabriol, 2008).

Utilisée pour l'alimentation en eau potable en Lorraine, la nappe des GTI doit être protégée en empêchant toute interaction avec l'eau de mine ou l'eau « profonde ». Cette eau n'a donc pas été considérée comme un élément de la boucle géothermale au contraire des deux autres types.

La modélisation du comportement chimique du fluide dans la boucle géothermale a été réalisée avec le logiciel PHREEQCi (version 2.15), en prenant en compte les **variations de température et de pression de la section de la boucle considérée** :

- **au niveau du réservoir profond à 1 250 m** : fluide en contact avec la roche à une température de 52 °C et une pression d'environ 100 bar ;
- **dans le puits de production** : forte baisse de pression jusqu'à environ 10 bar du fluide (baisse négligeable de la température) en contact avec les matériaux du tubage et de la pompe (acier, composite, ...) ;
- **dans l'échangeur de chaleur** : baisse de la température à 20 °C (pression à environ 10 bar) du fluide en contact avec le matériau de l'échangeur (acier, titane, ...) ;
- **dans le puits de réinjection** : augmentation de la pression jusqu'à 22 bar environ au niveau 420 (augmentation négligeable de la température), le fluide étant en contact avec le matériau du tubage ;
- **dans le réseau de galeries au niveau 420** : mélange de l'eau réinjectée avec de l'eau de mine en contact avec la roche à 26 °C et une pression d'environ 20 bar ;
- **dans le réseau de galeries du niveau 420 au niveau 1250** : augmentation de la température jusqu'à 52 °C et de la pression jusqu'à environ 100 bar, le fluide étant en contact avec la roche.

Dans le cas où le réservoir profond est constitué par de l'eau de type « mine », l'évolution chimique de ce fluide serait caractérisée de la manière suivante :

- à l'état d'équilibre au niveau 1250, le fluide est sous-saturé par rapport au gypse et légèrement sursaturé par rapport à la barytine. Pour les hydroxydes, l'eau est sursaturée en fer et manganèse et sous-saturée en aluminium ;
- **au niveau de l'échangeur**, la baisse de température du fluide pourrait générer la **précipitation des hydroxydes de fer et de manganèse, ainsi que de barytine** ;
- **au niveau de la réinjection à l'étage 420**, le mélange avec de l'eau de type « mine » conduirait à une diminution de la saturation vis-à-vis de tous les minéraux (à l'exception de la calcite à l'équilibre), **le fluide restant sursaturé par rapport à la barytine et l'hydroxyde de fer qui pourraient précipiter** ;
- **dans le réseau de galeries entre les niveaux 420 et 1250**, le mélange avec l'eau du réservoir conduirait à une diminution progressive des indices de saturation avec l'augmentation de la température et à une **composition finale du fluide très proche de l'état initial, à l'exception du manganèse sous-saturé**.

Dans le cas où le réservoir profond est constitué par de l'eau de type « profond », l'évolution chimique de ce fluide serait caractérisée de la manière suivante :

- à l'état d'équilibre au niveau 1250, le fluide serait également sous-saturé par rapport au gypse et légèrement sursaturé par rapport à la barytine. Pour les hydroxydes, l'eau serait en équilibre avec le fer, et sous-saturée en manganèse et en aluminium ;
- **au niveau de l'échangeur, seuls la barytine et les hydroxydes de fer (en faible quantité) pourraient précipiter**. L'eau de type « profond » ne semblerait pas provoquer de colmatage de l'échangeur avec des indices de saturation nettement moins élevés que pour l'eau de type « mine » ;
- **au niveau de la réinjection à l'étage 420**, le mélange avec de l'eau de type « mine » conduirait également à une **précipitation de barytine et d'hydroxyde de fer** ;
- dans le réseau de galeries entre les niveaux 420 et 1250, le mélange avec l'eau du réservoir conduirait également à une diminution progressive des indices de saturation avec l'augmentation de la température, **mais la composition finale du fluide serait notablement différente de celle à l'état initial**, avec un enrichissement en fer et en sulfate ayant toujours pour conséquence une **forte sursaturation en barytine et en hydroxydes de fer**.

L'évolution des indices de saturation des minéraux dans la boucle géothermale est présentée dans la figure suivante (Figure 43) en fonction de la nature initiale du fluide (type « mine » ou type « profond ») circulant dans le réservoir minier.

Pour les équipements de la boucle géothermale, le choix des matériaux devra prendre en compte la corrosion chimique des composants métalliques et les effets liés à l'activité des bactéries sulfato-réductrices, au dégazage du fluide et à la cavitation éventuelle au niveau de la pompe immergée.

Compte tenu de la gamme de pression, de température et de composition chimique du fluide, les auteurs renvoient vers les résultats connus sur la corrosion et les dépôts des dispositifs géothermiques exploités dans le bassin parisien (Dogger).

Ils indiquent également que le rejet en surface des eaux du type « mine » nécessiterait une attention particulière liée au contenu en métaux et métalloïdes nettement supérieur à la norme.

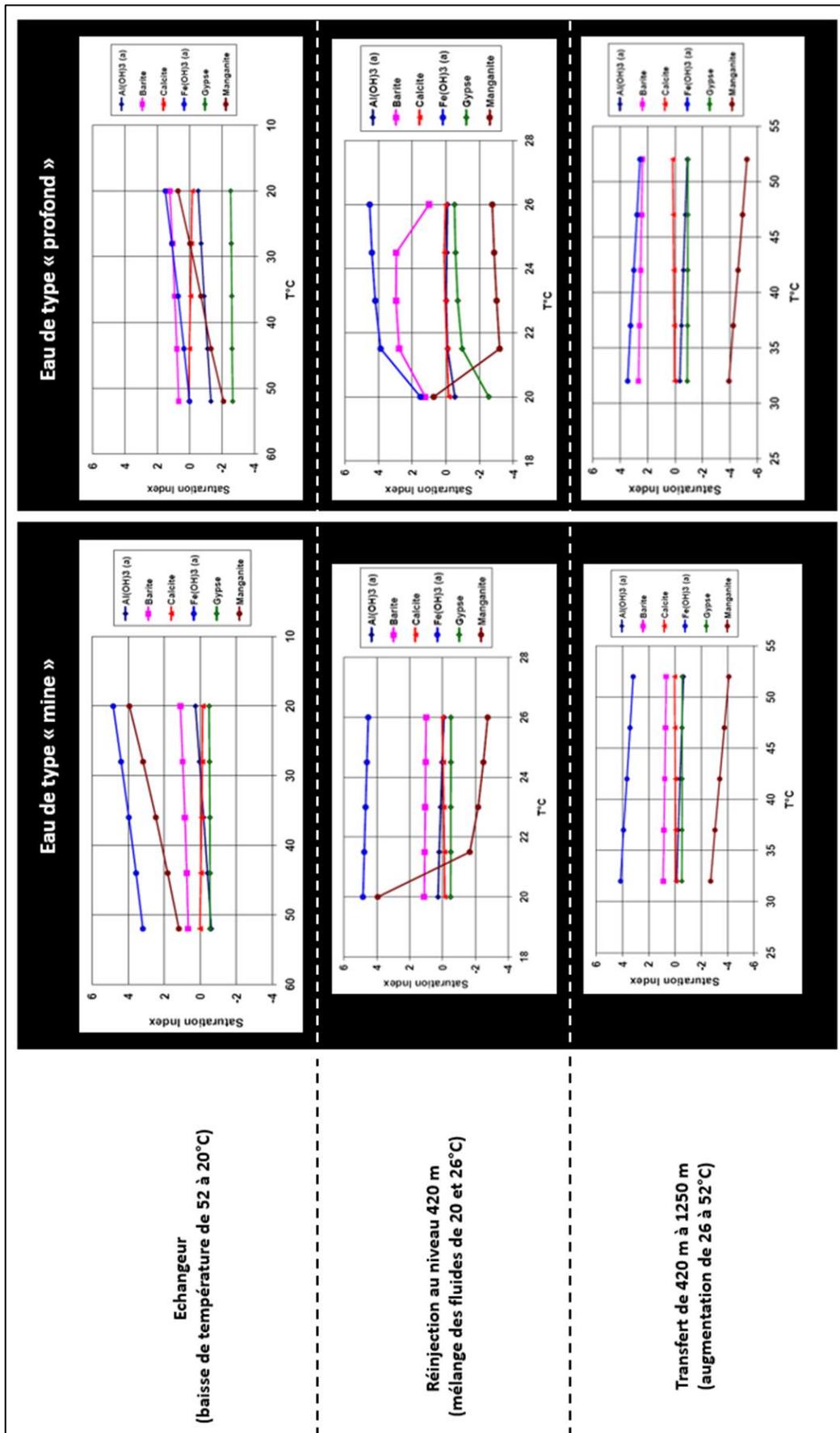


Figure 43 : Évolution des indices de saturation des minéraux en fonction des modifications de température des types de fluides au sein de la boucle géothermale du dispositif envisagé pour la valorisation des eaux du bassin houiller lorrain (source : Fabriol, 2008).

3.2.2. Projet sur la valorisation géothermique de l'ancienne mine de charbon ennoyée de Gardanne (bassin d'Aix-Gardanne, Provence-Alpes-Côte d'Azur, 2013-2016)

Le projet de valorisation géothermique des mines de Gardanne a tout d'abord été étudié par le BRGM en 2014 (Hamm *et al.*, 2014), suivant un premier mode d'exploitation conventionnel en doublet visant à produire et à réinjecter le fluide minier par l'intermédiaire de deux anciens puits toujours accessibles : les puits Y. Morandat et Cavitel distants d'environ 3 km en surface et reliés hydrauliquement par des galeries souterraines.

En 2016, le BRGM a ensuite concentré l'étude sur l'exploitation du seul puits Y. Morandat, considéré comme un réservoir d'eau de 60 000 m³ (Lesueur, 2016).

L'évolution du projet de valorisation de Gardanne est synthétisée ci-dessous de manière à conserver la mémoire des différents dispositifs envisagés (10 au total) pour alimenter en chauffage et en climatisation les locaux neufs ou rénovés de la future ZAC Morandat. Ces scénarios étudiés pourraient être adaptés à d'autres contextes selon la nature de nouveaux projets d'aménagement (besoins thermiques) et la ressource minière existante.

a) Étude de la caractérisation de l'eau de mine et de sa valorisation géothermique (2014)

Réalisée à la demande de la ville de Gardanne, l'étude de la caractérisation de l'eau de mine menée par le BRGM (Hamm *et al.*, 2014) a montré que la valorisation de cette ressource géothermale pour la production de chaleur et/ou de froid était envisageable en respectant des recommandations relatives aux conditions d'exploitation.

Cette étude a été réalisée sur la base du principe de fonctionnement d'un dispositif en doublet de forages (puits miniers en l'occurrence), conventionnel en géothermie, et d'une connaissance préalable du site issue de :

- la réalisation d'un modèle géologique 3D existant du bassin d'Aix-Gardanne (projet GESMIN 3D mené par le BRGM) ;
- l'analyse des données minières : caractéristiques des puits d'accès à la ressource, des galeries principales (mettant en relation les puits) et du fluide y circulant ;
- l'évaluation des besoins thermiques locaux.

À ce stade du projet (pré faisabilité technique), la mobilisation de la ressource pour la production et la réinjection du fluide était envisagée par les deux anciens puits miniers Yvon Morandat (« puits Y ») et Cavitel (« puits Z »), distants d'environ 3 km en surface et étant toujours accessibles (fermés par une dalle en surface).

Ces puits, réalisés en gros diamètres (une dizaine de mètres), de 1 109 et 880 m de profondeurs respectives, atteignent le secteur le plus profond au nord-ouest de la mine de Gardanne. Ils recoupent les galeries minières de l'ancienne exploitation de charbon, au sein de la couche dite de « la grande mine ».

Les modélisations hydro-thermique (logiciel MARTHE développé au BRGM - Thiéry, 1990) et hydrogéochimique (code de calcul PHREEQC 2 - Parkhurst et Appelo, 1999) réalisées dans le cadre de cette étude ont permis d'estimer les impacts de l'exploitation géothermique sur la ressource (fluide circulant dans les galeries) en procédant à des simulations numériques du fonctionnement des différents dispositifs envisagés.

Trois scénarios distincts ont été étudiés afin de répondre aux besoins potentiels d'utilisation (chauffage, eau chaude sanitaire -ECS- et / ou climatisation) évalués en concertation avec un bureau d'études thermiques (BG Ingénieurs Conseils) :

- dans le **premier scénario (chauffage, ECS et climatisation de la ZAC Morandat avec datacenter)**, les besoins en froid dépassant toute l'année les besoins en chaud, les calories produites en permanence par ce dispositif sont réinjectées dans le réservoir minier, en totalité si le chauffage des locaux est indépendant de la géothermie, ou partiellement si une partie de la chaleur produite pour la climatisation est valorisée pour le chauffage des bâtiments ;
- dans le **deuxième scénario (chauffage, ECS et climatisation de la ZAC Morandat sans datacenter)**, les besoins thermiques étant saisonniers, les productions de frigories (liées au chauffage en hiver) et de calories (climatisation en été) sont réinjectées alternativement dans le réservoir minier. Les besoins peuvent s'équilibrer au cours des périodes d'intersaison (mois de mai et octobre) ; le réservoir n'est alors pas sollicité. Le principe de fonctionnement du dispositif et l'évolution annuelle des besoins et de l'énergie excédentaire correspondant à ce scénario sont illustrées ci-dessous (cf. Figure 44) ;
- dans le **troisième scénario (chauffage et ECS du quartier résidentiel existant de Bompertuis)**, les frigories sont réinjectées en permanence dans le réservoir minier.

L'utilisation d'une « thermofrigopompe » (TFP) était envisagée pour la production simultanée de froid et de chaud. Un coefficient d'efficacité frigorifique de 4 (valeur considérée comme standard pour les pompes à chaleur eau/eau) a été considéré par le bureau d'études pour les calculs des besoins thermiques et de l'énergie excédentaire réinjectée (frigories ou calories).

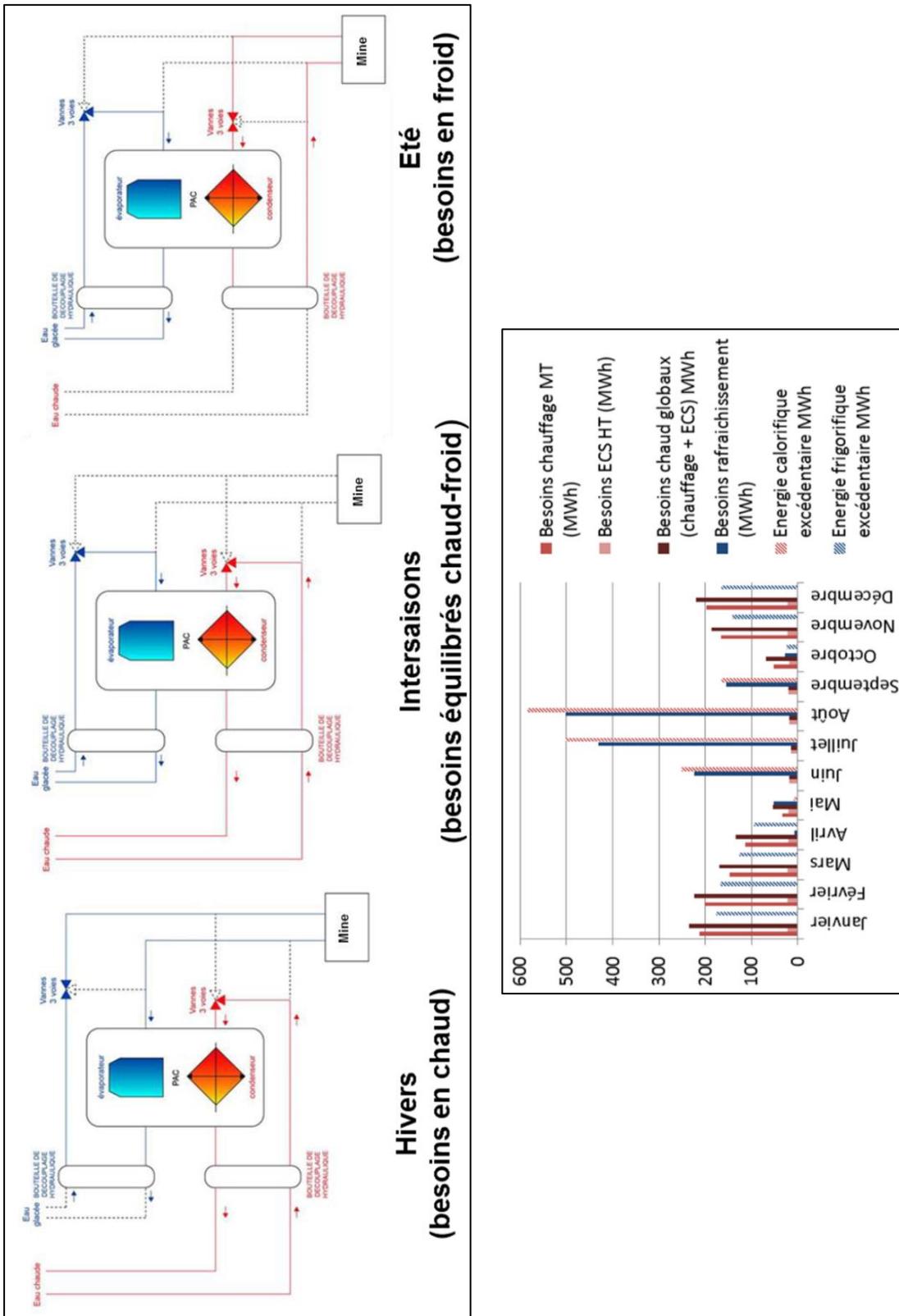


Figure 44 : Schéma de fonctionnement (en haut) et estimation des besoins thermiques et énergie excédentaire (en bas) correspondant au deuxième scénario étudié pour la valorisation du fluide de la mine de Gardanne (source : Hamm et al., 2014) .

Les estimations mensuelles de ces paramètres (ordre de grandeur des données d'entrée des modèles) sont reportées dans le tableau ci-dessous selon les trois scénarios étudiés. Les valeurs maximales des débits d'exploitation géothermique (pour la production et la réinjection totale du fluide - « boucle géothermale ») permettant de couvrir les besoins thermiques sont également renseignées. Elles ont été calculées sur la base d'hypothèses portant sur l'écart des températures de 5, 10 et 15 °C entre la température initiale du fluide (22 à 28 °C suivant la profondeur) et les températures de réinjection plus chaudes ou plus froides. Les débits d'exploitation varient très fortement (de 40 à 750 m³/h) selon le scénario et les hypothèses de température considérés.

		Scénario 1 (chauffage/ECS et climatisation ZAC avec Datacenter)	Scénario 2 (chauffage/ECS et climatisation ZAC sans Datacenter)	Scénario 3 (chauffage/ECS quartier Bompertuis)	
Besoins thermiques mensuels		Froid prépondérant toute l'année max ≈ 1750 MWh en été	Chaud (hiver) : entre 100 et 200 MWh Froid (été) : max = 500 MWh	Chaud toute l'année, max en janvier : - jusqu'en 2030 : ≈ 2100 MWh - après 2030 : > 4000 MWh	
Réinjection de l'énergie excédentaire dans le réservoir minier		Calories : 200 MWh (hiver) à 2100 MWh (été)	- Calories (été) : 150 à 600 MWh (juin à sept.) - Frigories (hiver) : 100 à 200 MWh (nov. à avril)	Frigories : - juqu'en 2030 : ≈ 1600 MWh - après 2030 : > 300 MWh	
Débit d'exploitation maximal	ΔT	Débit maximal en été (climatisation)	Débit maximal en été (climatisation)	Débit maximal en hiver (chauffage)	
				jusqu'en 2030	après 2030
	5°C	≈ 500 m ³ /h	≈ 140 m ³ /h	≈ 400 m ³ /h	≈ 750 m ³ /h
	10°C	≈ 250 m ³ /h	≈ 60 m ³ /h	≈ 200 m ³ /h	≈ 400 m ³ /h
	15°C	≈ 150 m ³ /h	≈ 40 m ³ /h	≈ 125 m ³ /h	≈ 250 m ³ /h

Tableau 9 : Synthèse des paramètres d'exploitation en doublet selon les trois scénarios étudiés en préféabilité pour la valorisation du fluide de la mine de Gardanne (source des données : Hamm et al., 2014).

Compte tenu des scénarios de valorisation envisagés et des moyens disponibles pour la mobilisation de la ressource géothermale (doublet de forages constitué par le « puits Y » et le « puits Z »), les deux types d'exploitation suivants sont possibles :

- lorsque l'énergie excédentaire produite est invariablement du froid (cas du premier scénario) ou du chaud (cas du troisième scénario), une fonction unique peut être attribuée à chaque puits du doublet (production ou réinjection) correspondant à un fonctionnement classique en géothermie ;
- lorsque l'énergie excédentaire est alternativement du chaud et du froid (cas du deuxième scénario), chaque puits du doublet doit alors pouvoir assurer les fonctions de producteur et d'injecteur de manière réversible, les puits étant de ce fait distingués en « puits chaud » et « puits froid ».

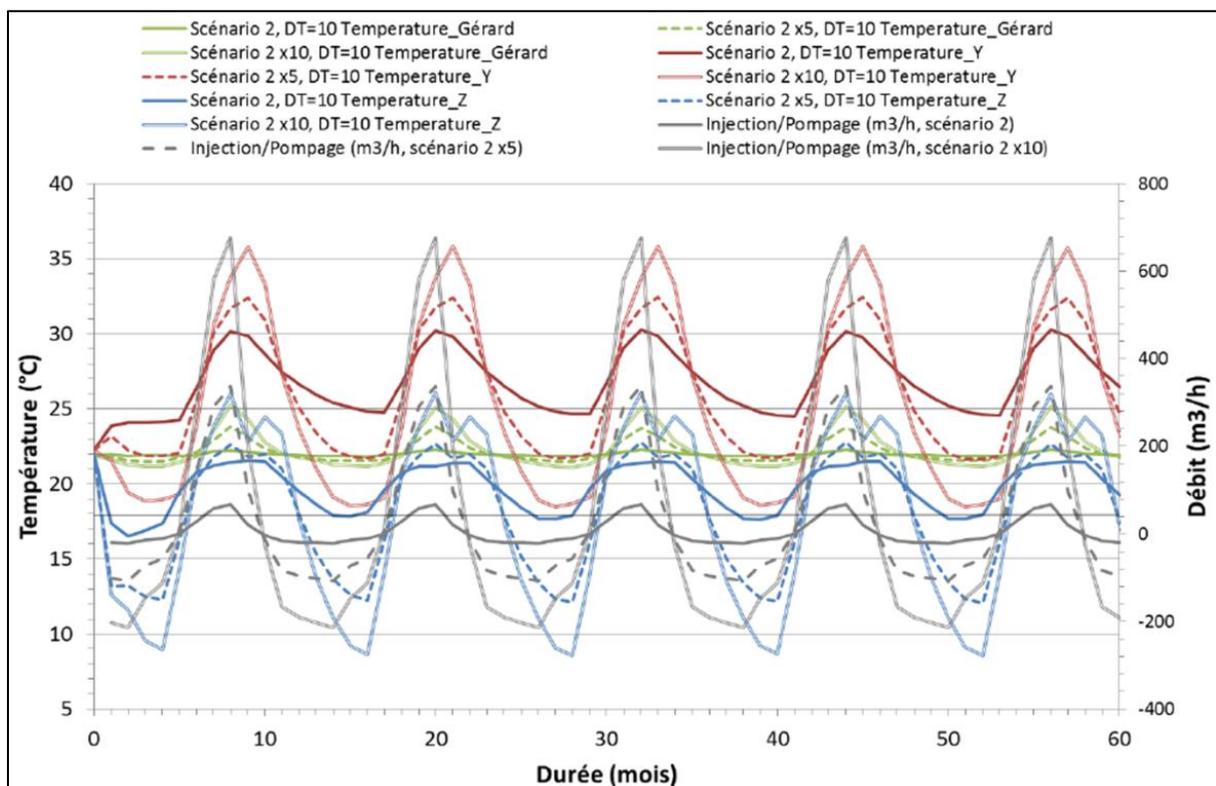
Dans le cadre de la modélisation hydro-thermique, les simulations numériques des dispositifs ont intégré l'ensemble de ces paramètres de fonctionnement sur une durée d'exploitation de 30 ans, en affectant aux deux puits les fonctions alternatives (production / injection, puits chaud / puits froid) correspondant aux trois scénarios étudiés.

Le pompage permanent au puits Gérard à un débit moyen de 970 m³/h (visant à maintenir le niveau d'eau dans la mine) a également été pris en compte.

Les résultats ont été interprétés en termes d'écoulement induit par les pompages et d'évolution des températures du fluide dans les galeries minières interceptant les puits (Figure 45). L'impact global sur le niveau d'eau dans la mine est négligeable du fait de la réinjection de la totalité du débit pompé. Les conclusions de cette modélisation ont conduit à formuler, pour l'exploitation de la ressource, les recommandations suivantes (Hamm *et al.*, 2014) :

- dans les cas correspondant à un fonctionnement classique du doublet géothermique (premier et troisième scénarios) :

- favoriser le pompage au « puits Z » et la réinjection des calories ou frigories excédentaires au « puits Y » afin de limiter le recyclage thermique entre les deux puits du doublet, du fait d'un écoulement préférentiel du « puits Z » vers le « puits Y » induit par le pompage au puits Gérard,
- limiter l'exploitation à un débit maximal de 500 à 600 m³/h, entrecoupée de périodes à débits plus faibles (100 m³/h) pour permettre la recharge thermique et éviter le recyclage thermique au puits de production,
- viser un écart des températures du fluide entre la production et la réinjection de l'ordre de 10 °C pour le chauffage et de 15 °C pour la climatisation afin de limiter le pompage d'exploitation ;
- dans le cas correspondant à un fonctionnement réversible du doublet (deuxième scénario) :
 - favoriser le « puits Y » comme puits chaud plus profond et le « puits Z » comme puits froid,
 - limiter l'exploitation à un débit maximal de 500 à 600 m³/h pour un écart de température de 10 °C entre les sources chaude et froide (cas illustré par la Figure 45 ci-dessous, pour lequel les besoins thermiques du deuxième scénario ont été multipliés par des facteurs 5 et 10 par anticipation),
 - favoriser le mode climatisation par rapport au mode de chauffage (débits plus importants en été par rapport à l'hiver).



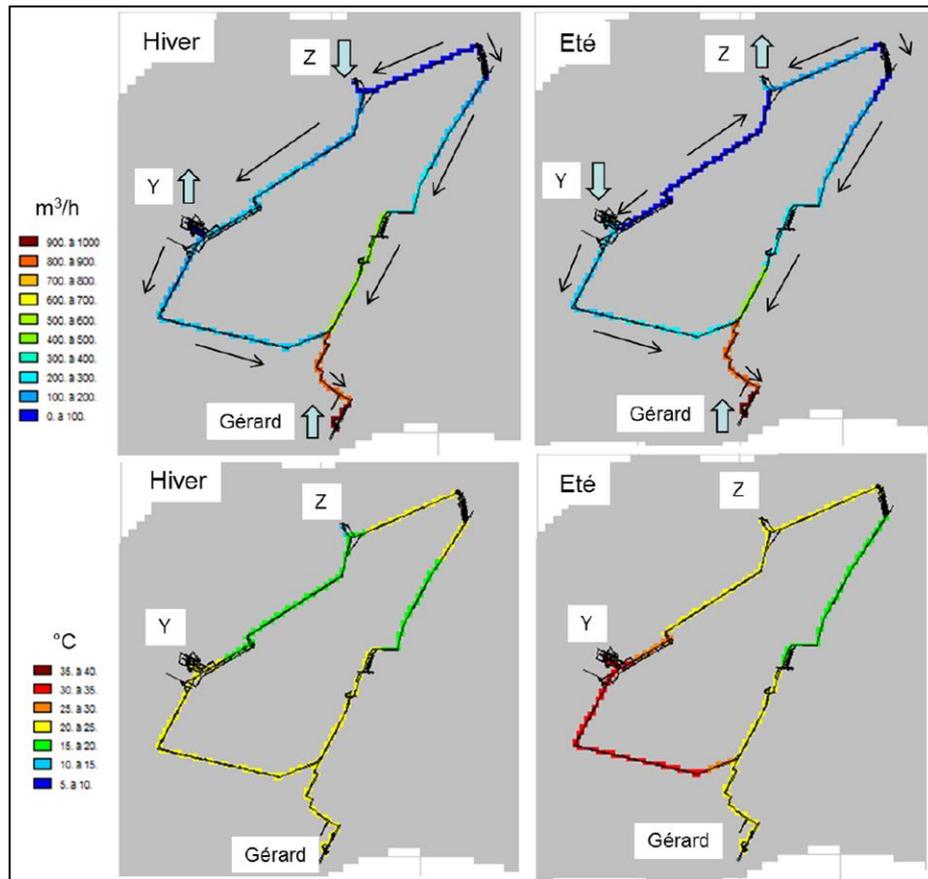


Figure 45 : Représentation de l'évolution des températures aux puits pendant les cinq premières années d'exploitation (en haut) et des écoulements et de la température dans les galeries de la mine de Gardanne (en bas), cas du deuxième scénario où les besoins thermiques ont été multipliés par des facteurs 5 et 10 (source : Hamm et al., 2014) .

Dans le cadre de la modélisation hydrogéochimique, la caractérisation du fluide a été réalisée à partir d'une trentaine d'analyses de la composition chimique des eaux minières prélevées à différentes profondeurs du puits Yvon Morandat (analyses en 2009 et 2013) et à l'exutoire du bassin (canalisation PEHD de la galerie de la mer), entre 2010 et 2012.

La typologie des eaux est caractérisée de la manière suivante (Hamm *et al.*, 2014) :

- un fluide modérément acide (pH moyen de 6,75 variant entre 6,6 et 7,6) ;
- une température moyenne voisine de 25,5 °C marquée par une très faible amplitude thermique spatiale et temporelle ;
- un faciès chimique hyper sulfaté calcique et magnésien (traduisant une nette prédominance des ions sulfates et, à un degré moindre, du calcium et du magnésium), avec une minéralisation relativement élevée pour le secteur considéré (conductivité électrique à 25 °C entre 3,2 et 5,5 mS/cm) ;
- des teneurs en fer dissous (en quasi-totalité sous forme Fe²⁺) particulièrement élevées entre 12 et 82 mg/l (moyenne de l'ordre de 35 mg/l) et une concentration en manganèse (Mn²⁺) stable, évaluée en moyenne à 465 µg/l ;
- les micropolluants minéraux recherchés ont été détectés avec des teneurs n'excédant pas quelques dizaines de µg/l, à l'exception du bore, du lithium et du strontium dont les concentrations sont reportées dans le tableau ci-dessous.

Éléments	Unités	Concentration maximale	Concentration moyenne	n
Aluminium	µg/l	89	<20	32
Argent	µg/l	0.02	0.02	7
Arsenic	µg/l	39	<10	31
Baryum	µg/l	28.5	27	7
Béryllium	µg/l	0.01	<0.01	7
Bore	µg/l	2903	2731	7
Cadmium	µg/l	4.9	<2	32
Chrome total	µg/l	5.2	<10	31
Cobalt	µg/l	50	<5	31
Cuivre	µg/l	160	<25	32
Fluor	µg/l	1.6	2	7
Lithium	µg/l	716	681	7
Mercure	µg/l	0.5	<0.1	31
Nickel	µg/l	16	<10	31
Plomb	µg/l	21	<5	31
Strontium	µg/l	15220	14663	7
Zinc	µg/l	626	<0.15	31

Tableau 10 : Concentrations des micropolluants minéraux mesurées sur les échantillons prélevés dans les eaux de mine de Gardanne (source : Hamm et al., 2014).

Du point de vue minéralogique, l'analyse des indices de saturation calculés à partir de la composition géochimique moyenne des eaux du « puits Y » (échantillonnées en 2013) a montré que l'état d'équilibre des espèces minérales présentes dans le fluide était caractérisé de la manière suivante :

- pour les carbonates, un état du fluide proche de l'équilibre pour la calcite et légèrement sursaturé vis-à-vis de la dolomite, ce qui est cohérent avec la nature géologique de l'aquifère (calcaires du Fuvélien) dans lequel transitent les eaux minières ;
- pour les phyllosilicates (argiles), une nette sursaturation du fluide vis-à-vis de la kaolinite et une légère sursaturation par rapport à l'illite ;
- pour les silicates, un état proche de l'équilibre pour les formes cristallisées de la silice, à savoir le quartz et la calcédoine ;
- pour des évaporites, un parfait état d'équilibre pour le gypse.

La phase gazeuse du fluide comprend 12 % en volume de CO₂, soit une teneur environ 300 fois supérieure à celle de l'atmosphère.

En synthèse, l'étude hydrogéochimique indique que le faciès atypique des eaux minières, marqué par une minéralisation sulfatée (SO₄²⁻), des teneurs élevées en ions Ca²⁺, Mg²⁺ et HCO₃⁻ (bicarbonate) et la présence en quantité non négligeable de pyrite (FeS₂), trouve son origine dans l'activité minière et les processus chimiques successifs mis en jeu par le drainage minier qui génère des conditions particulières :

- lors de la phase d'exploitation, avec l'ouverture et le dénoyage des galeries qui provoquent l'oxydation de la pyrite, la dissolution des minéraux carbonatés constitutifs de l'aquifère du Fuvélien et des réactions chimiques secondaires (précipitation de gypse par exemple) ;
- après l'arrêt de l'exploitation et l'ennoyage des galeries, par percolation de l'eau au travers des ouvrages miniers notamment, qui provoque la dissolution des minéraux néoformés.

En termes de risques potentiels relatifs à l'exploitation des trois dispositifs envisagés pour couvrir les besoins de chauffage et/ou de climatisation, cette étude de préfaisabilité technique a permis de montrer que :

- les variations de température du fluide (dans la gamme de 10 à 40 °C) induiraient un risque de dépôts négligeable, compte tenu des processus géochimiques considérés ;
- les échanges entre l'eau souterraine et l'atmosphère pourraient, par contre, provoquer des désordres plus importants, avec des précipitations de carbonate de calcium (liés au dégazage de CO₂) et d'oxy-hydroxyde de fer (liés au contact avec l'oxygène).

Afin de maintenir un état d'équilibre du fluide, les recommandations visaient à éviter le dénoyage des crépines au puits de pompage et l'entrée d'oxygène dans la boucle géothermale. En pratique, et de manière classique en géothermie, la pression du fluide doit être maintenue à une pression supérieure à celle du « point de bulle » en tout point de la boucle géothermale, afin d'empêcher le dégazage du fluide et ainsi éviter d'éventuels problèmes de colmatage des équipements notamment (pompe d'exhaure, filtres, échangeurs, canalisations). La profondeur d'immersion de la pompe d'exhaure sous le niveau de rabattement et la pression de refoulement doivent donc être suffisantes.

Compte tenu de la nature corrosive du fluide, les matériaux constitutifs des équipements doivent être adaptés (acier inoxydable, PVC, PEHD, ...).

Les perspectives de l'étude proposaient de procéder à des essais de pompage afin de vérifier la stabilité de la température au sein des puits, de définir les coûts d'investissement et de fonctionnement des dispositifs et d'analyser, d'un point de vue juridique, le contexte de l'exploitation dans le cadre de l'activité « après-mine », en tenant compte de délais administratifs pouvant être non négligeables.

Des profils de température et de conductivité du fluide réalisés en 2013 dans le « puits Y » ont montré de faibles amplitudes de ces paramètres avec la profondeur. La température, notamment, ne s'élève que de 1,3 °C entre le sommet de la colonne d'eau mesuré vers 250 m de profondeur (24,2 °C) et le fond de l'ouvrage à 1 109 m (25,5 °C), soit un gradient géothermique nettement inférieur à la normale (quelques dixièmes de degré par 100 m).

Les auteurs indiquent que cette anomalie a été retrouvée à Meyreuil (13) où un forage géothermique de 835 m de profondeur (sous les formations géologiques du Fuvélien et du Valdonnien), réalisé en 2009, a capté une eau à une température de 22,5 °C. Deux forages de reconnaissance réalisés en 1965 à Gardanne (GN et GS) ont, par contre, montré des températures conformes à la normale (comprises entre 32 et 38 °C), à des profondeurs proches de 800 m.

Plusieurs hypothèses ont été émises pour expliquer cette anomalie thermique :

- les températures actuelles plus froides pourraient être dues à l'exploitation minière et à la ventilation des travaux miniers pendant une centaine d'années ;
- des phénomènes de convection entre l'eau chaude en profondeur et plus froide vers la surface pourraient induire une homogénéisation du fluide dans le puits ;
- une origine plus superficielle des eaux provenant d'aquifère(s) moins profond(s) surmontant le Fuvélien (impluvium local).

Les essais de pompage préconisés visaient à effectuer des mesures représentatives, ciblées dans la zone de circulation des eaux de mine, soit la zone « active » du puits.

Par la suite, compte tenu de la difficulté de gérer la liaison en surface entre les deux forages (« puits Y » et « puits Z ») distants de 3 km environ, le projet de géothermie de Gardanne a été focalisé sur la seule exploitation géothermique du « puits Y », Yvon Morandat.

b) Étude de l'utilisation géothermique du puits Yvon Morandat (2016)

Compte tenu de ses dimensions (10 m de diamètre, 800 m de hauteur ennoyée) et de sa situation au cœur du projet d'aménagement, le puits Y. Morandat (« puits Y ») constitue un réservoir de plus de 60 000 m³ d'eau à forte capacité calorifique (4,18 MJ/m³.K, ou 1,163 kWh/m³.K), double de la capacité thermique des roches.

Cette étude de préfaisabilité, réalisée pour le compte de l'aménageur, visait à évaluer l'opportunité d'exploiter cette ressource énergétique pour répondre aux besoins thermiques (chauffage, ECS et climatisation) de la ZAC Morandat, constituée par des bâtiments dédiés essentiellement à des activités tertiaires et économiques correspondant à une surface totale estimée entre 48 000 à 65 500 m² (dont 8 000 m² de locaux rénovés).

Le tableau ci-dessous précise les hypothèses considérées dans le cadre de cette étude pour estimer l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie valorisable par une alternance équilibrée de stockage et de déstockage saisonniers des thermies dans le volume accessible du puits Morandat (cf. Tableau 11).

Ce réservoir permettrait de valoriser un stock thermique total (eau et roches) évalué à près de 1,3 GWh par saison (hiver / été), en considérant une variation de température (ΔT) de 15 °C pour l'eau du puits et de 5 °C pour les roches encaissantes impactées dans un rayon de 2 m (Lesueur, 2016).

Estimation de l'énergie thermique utilisable dans le Puits Y	
Diamètre du puits	10,00 m
Section du puits	78,54 m ²
Diamètre extérieur des roches prises en compte	14,00 m
Section de l'annulaire de roches (sol)	75,40 m ²
Profondeur utile de l'ouvrage (hauteur ennoyée)	800,00 m
Volume de cylindre d'eau	62 831,85 m ³
Capacité thermique de l'eau (à 20 °C)	1,163 kWh/m ³ .K
Capacité thermique du volume considéré	73 048,06 kWh/K
Capacité thermique du volume considéré	73,05 MWh/K
ΔT estimatif considéré pour l'eau	15,00 °C
Stock thermique indicatif pour le ΔT considéré	1 095 720,92 kWh
Volume de l'annulaire de roches	60 318,58 m ³
Capacité thermique des roches (à 20 °C)	0,639 kWh/m ³ .K
Capacité thermique du volume considéré	38 567,70 kWh/K
Capacité thermique du volume considéré	38,57 MWh/K
ΔT estimatif considéré pour les roches	5,00 °C
Stock thermique indicatif pour le ΔT considéré	192 838,50 kWh
Cumul des stocks thermiques accessibles	
Stock thermique total (eau + roches)	1 288 559,41 kWh

Tableau 11 : Calcul indicatif des ordres de grandeur de l'énergie et de la puissance thermique potentiellement accessibles dans le puits Y. Morandat (source : Lesueur, 2016).

Au niveau du puits, la capacité de stockage thermique limitée à 1,3 GWh est du même ordre de grandeur que les besoins annuels en chauffage et ECS de toute la ZAC Morandat, mais elle est inférieure aux quantités rejetées par la climatisation. Pour ce scénario, l'équilibre requis des énergies puisées et injectées dans le puits conduit à abaisser la demande en climatisation ou produire par d'autres moyens.

La demande thermique utile du bâti correspondant au projet d'aménagement de la ZAC Morandat a ainsi été déterminée (Tableau 12). La somme des demandes thermiques pour le chauffage est évaluée à 1 469 MWh/an, 376 MWh/an pour l'ECS et 1 218 MWh/an pour le froid.

	Demande thermique utile du bâti		
	Chauffage (MWh/an)	ECS (MWh/an)	Froid (MWh/.an)
Tertiaire rénové	42	5	53
Entreposage	26	0	0
Centre-Multi-Culturel	178	22	22
Hôtellerie	70	70	88
Tertiaire-Rafrachi	341	85	85
Tertiaire neuf	740	185	925
Hôtel Entreprises	72	9	45

Tableau 12 : Évaluation de la demande thermique utile annuelle du bâti de la ZAC Morandat (source : Lesueur, 2016).

Le projet d'aménagement, échelonné selon 3 tranches de travaux prévues entre 2018 et 2021, prévoit une surface totale du bâti de 65 452m² au maximum (dont 36 981 m² pour le poste « Tertiaire neuf »).

Le principe de fonctionnement du système énergétique envisagé est présenté ci-dessous, sur la base du scénario finalement retenu à l'issue de l'étude de préfaisabilité correspondant à une exploitation tempérée du puits Morandat.

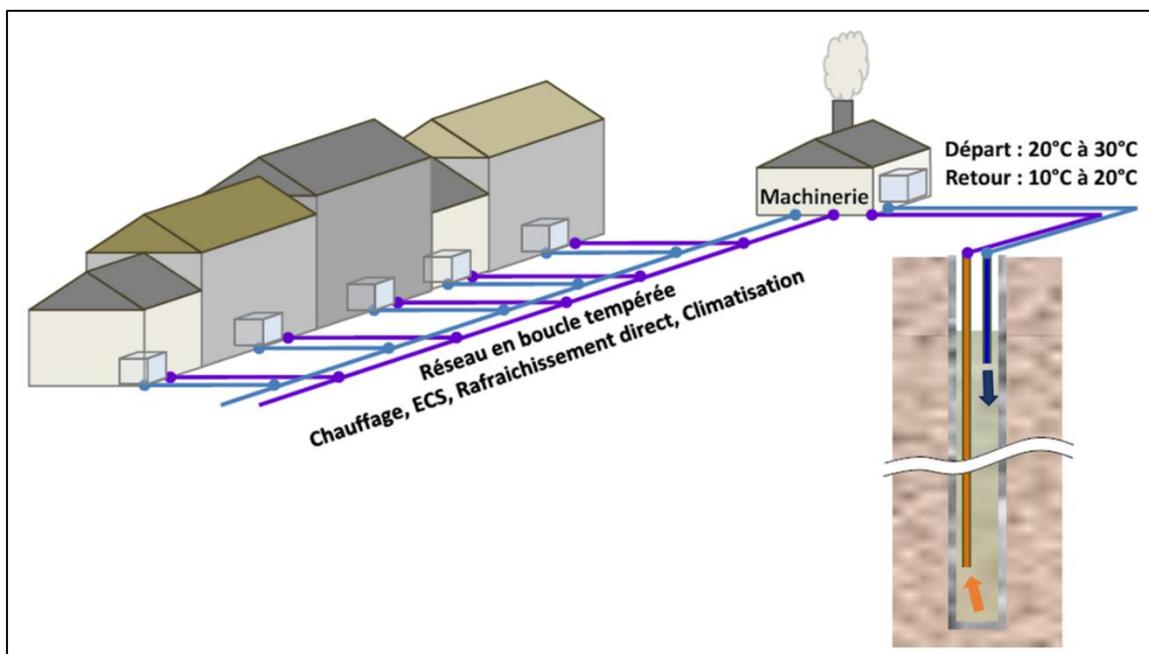


Figure 46 : Schéma du principe de fonctionnement du système énergétique retenu pour le projet d'aménagement de la ZAC Morandat à Gardanne (source : Lesueur, 2016.)

La solution retenue consiste à distribuer alternativement par un réseau primaire d'énergie en boucle tempérée (« 2 tubes »), une eau plutôt tiède en hiver et une eau plutôt fraîche en été puisée dans le stock thermique saisonnier limité du puits Morandat et dont la température

d'exhaure est adaptée, au départ du réseau et en fonction de la saison, aux besoins thermiques par une machinerie thermodynamique constituée de pompes à chaleur.

En début de saison hivernale, la température de production puisée dans le puits Morandat serait de l'ordre de 25 à 30 °C. Le chauffage et l'ECS seraient fournis par les pompes à chaleur (rejetant de l'énergie frigorifique) à compression mécanique actionnées par des moteurs électriques, dont l'indicateur de performance est le COP¹ (coefficient de performance). Typiquement, les températures de départ et de retour réseau seraient respectivement de l'ordre de 28 °C et de 13 °C (ΔT de 15 °C), ce qui induirait progressivement une baisse de la température du puits au cours de la saison hivernale.

En début de saison estivale, la température de production puisée dans le puits Morandat serait de l'ordre de 10 à 15 °C ; le rafraîchissement direct pourrait ainsi être exploité et la climatisation serait fournie par les pompes à chaleur réversibles (rejetant de l'énergie calorifique), dont l'indicateur de performance est dans ce cas l'EER² (*Energy Efficiency Ratio*). Au cours de cette saison, la température du puits augmenterait donc progressivement.

Une simulation numérique tenant compte des fluctuations de la performance des machines thermodynamiques (COP et EER) a permis d'estimer l'énergie échangée de manière équilibrée entre le puisage hivernal et l'injection estivale pour les cinq premières années de fonctionnement du dispositif (2018 à 2022 - cf. tableau de la Figure 47). Par convention, les énergies échangées avec le puits Y sont comptabilisées du point de vue de la chaleur apportée à l'utilisateur :

- positivement pour les énergies thermiques puisées dans le puits Y correspondant aux périodes de demandes pour les applications de chauffage et de production d'ECS majoritaires ;
- négativement pour les énergies thermiques rejetées dans le puits Y correspondant aux excédents thermiques liés aux demandes de rafraîchissement majoritaires.

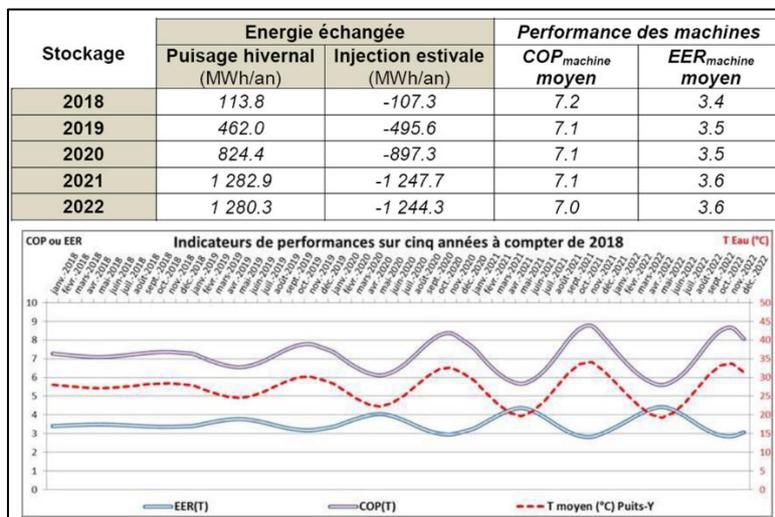


Figure 47 : Évolution prévisionnelle des indicateurs de performance (COP et EER) au cours des 5 premières années de fonctionnement du système énergétique envisagé pour le projet de Gardanne (source : Lesueur, 2016).

¹ rapport de l'énergie calorifique (énergie géothermique à laquelle s'ajoute l'énergie électrique consommée) sur l'énergie électrique consommée.

² rapport de l'énergie frigorifique (énergie géothermique à laquelle se soustrait l'énergie électrique consommée) sur l'énergie électrique consommée.

Les hypothèses de la simulation étaient les suivantes :

- température initiale du stock : 28 °C ;
- température finale du stock en fin de saison estivale : inférieure à 35 °C (afin d'assurer un EER acceptable) ;
- énergie échangée : 1 288 560 kWh ;
- $\Delta t = 15$ °C ;
- COP : 4,5 (à 12 °C et taux de 3 % par °C) ;
- EER : 5,5 (à 12 °C et taux de 3 % par °C).

Sur cette même période (2018 - 2022), l'évolution de la température du puits Y est simulée au pas de temps mensuel en tenant compte du programme d'aménagement (Figure 48).

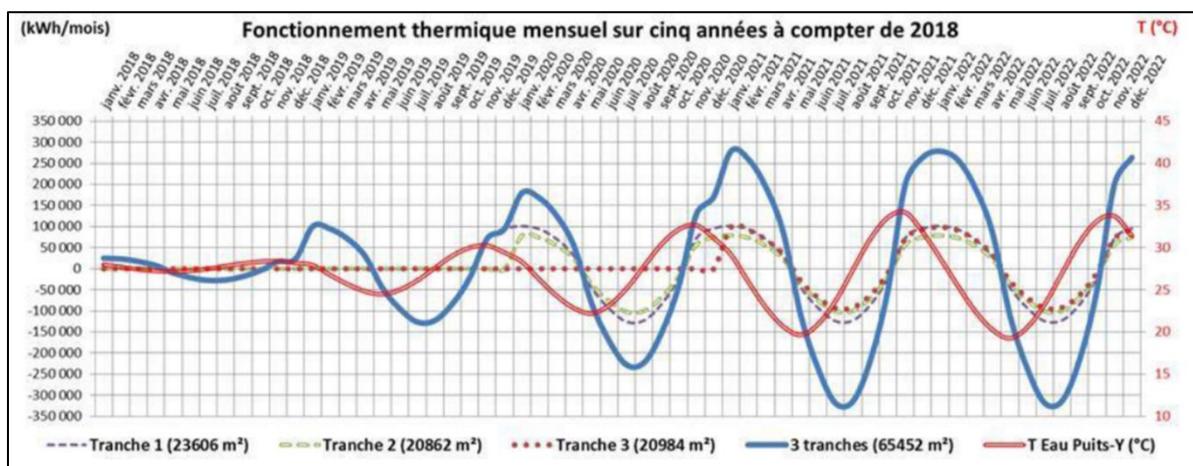


Figure 48 : Évolution prévisionnelle de la température du puits Morandat au cours des 5 premières années de fonctionnement du système énergétique envisagé pour le projet de Gardanne (source : Lesueur, 2016).

En fin de saison estivale, la température dans le puits, supérieure à 30 °C, est favorable à l'usage direct de la chaleur pour le chauffage (plancher chauffant). Le COP est alors élevé (entre 8 et 9 - Figure 47).

Pour le rafraîchissement direct (plancher ou plafond rafraîchissant), la température dans le stockage ne descend jamais en dessous de 20 °C et l'EER des machines thermodynamiques est moyen (entre 3 et 4 - Figure 47).

Les moyennes saisonnières des puissances thermiques sont présentées dans le tableau ci-dessous (Figure 49). Le débit saisonnier moyen reste inférieur à 50 m³/h.

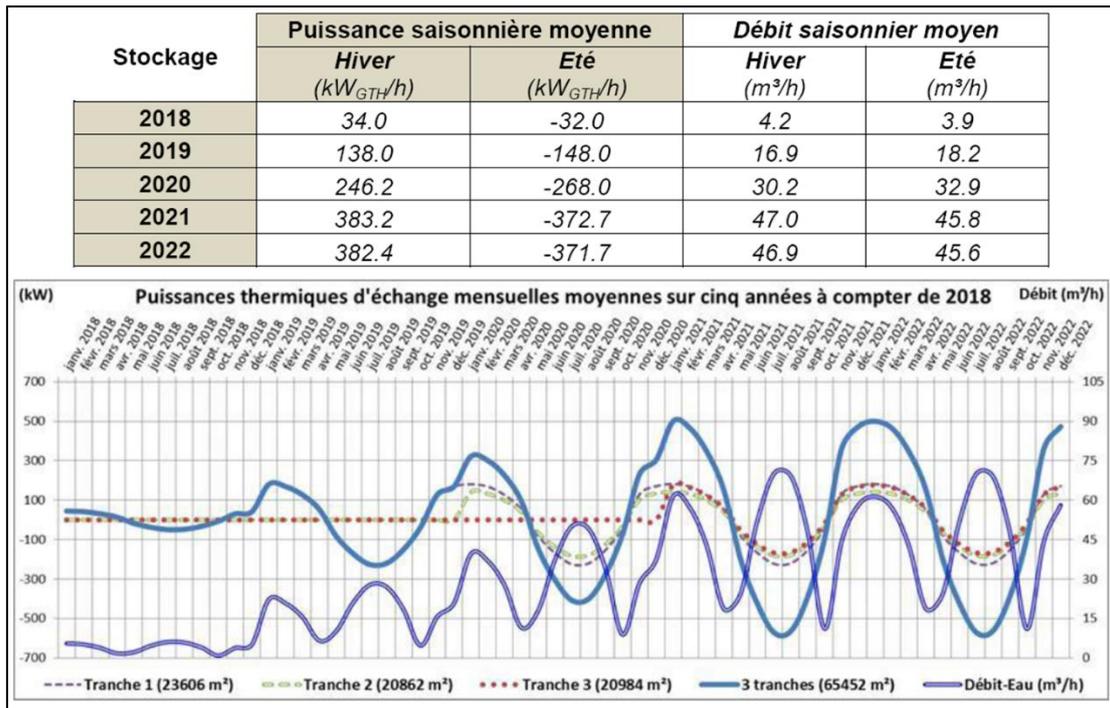


Figure 49 : Évolution du débit moyen prélevé / injecté dans le puits Morandat au cours des 5 premières années de fonctionnement du système énergétique envisagé pour le projet de Gardanne (source : Lesueur, 2016).

La puissance d'échange avec le puits Y est évaluée à 578 kW pour un débit de 70 m³/h. Une surpuissance (de l'ordre de 20 % de la puissance nominale à 500 kW, critère Géothermie de Minime Importance - GMI) serait admissible et pourrait être obtenue par un équipement adapté (variateurs de fréquence) ou en dupliquant les ouvrages.

La consommation en énergie électrique du système est estimée au maximum à 710 MWh, soit 23 % de l'énergie finale (utile / livrée), avec la répartition suivante :

- 270 MWh pour les pompes à chaleur en saison hivernale ;
- 340 MWh pour les pompes à chaleur en saison estivale ;
- 100 MWh (4 % de l'énergie) pour l'échange thermique (circulation) avec le puits Y.

Le schéma suivant (Figure 50) présente le bilan énergétique du système retenu, suite à l'étude de préféabilité de 2016.

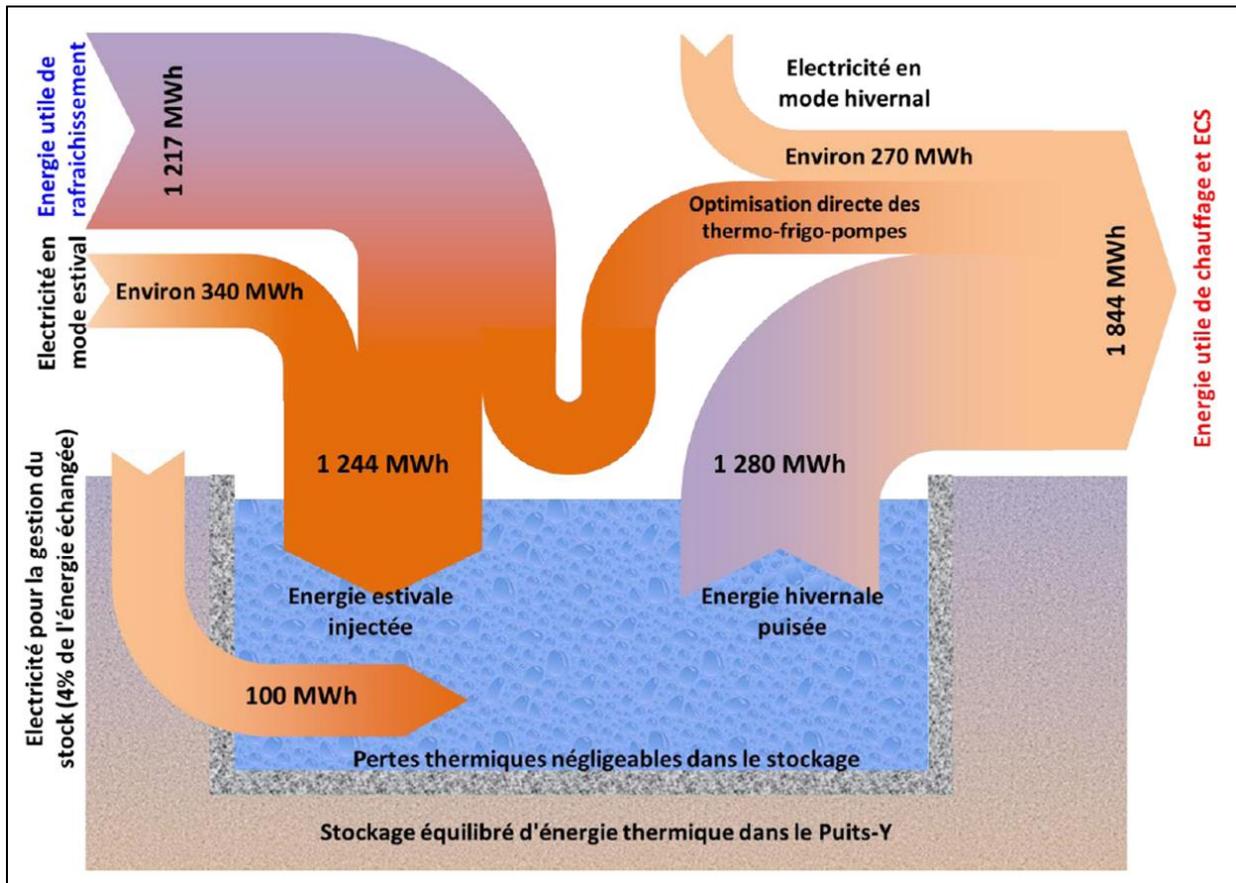


Figure 50 : Bilan énergétique du système de stockage envisagé pour le projet de Gardanne à partir du puits Y. Morandat (source : Lesueur, 2016).

Le coût de l'équipement du puits Y. Morandat a été estimé à un montant proche de 1,5 M€ HT variant en fonction de choix relatifs à la nature du matériau constitutif des tubages (acier ou composite) et au nombre d'unités (colonnes injecteur/producteur). En intégrant les investissements liés aux machineries thermodynamiques (pompes à chaleur) et au réseau primaire, **le montant financier global du scénario retenu serait de l'ordre de 2,5 M€ HT.**

Il est nettement inférieur à une solution alternative visant l'exploitation du puits Y à une température supérieure (50 °C) permettant un usage direct de la chaleur (sans pompes à chaleur). Ce scénario intègre l'utilisation d'énergies thermiques issues de sources fatales ou solaires. Le puits Y est alors employé comme un réservoir de stockage chaud et la climatisation est assurée par des groupes à sorption. Le montant des investissements correspondant à cette solution est estimé à 4,5 M€ HT. Le bilan des consommations électriques est, par contre, nettement réduit pour ce scénario (208 MWh/an)

Il est supérieur à la solution de repli correspondant à la réalisation d'un champ de sondes géothermiques alimentant un réseau en boucle tempérée, estimée à près de 2 M€ HT, avec des consommations électriques équivalentes (713 MWh/an).

Le scénario retenu pourrait faire l'objet d'une opération pilote sur Gardanne en étant associé à un projet de recherche.

L'étude a analysé plusieurs variantes portant sur les technologies d'échange de chaleur et d'options d'aménagement du puits Y. Morandat (configurations) :

- les technologies d'échange de chaleur dans le puits Y ont été envisagées :

- **en boucle ouverte de type PACP (Puits à Colonne Permanente** - scénario retenu) pour lequel le dispositif unitaire est constitué de deux colonnes (acier ou composite) pour la production et la réinjection (300 k€ HT, hors mise en place) et d'une pompe immergée (100 à 150 k€ HT). Par sécurité, deux dispositifs pourraient être mis en place, chacun ayant la capacité d'assurer pratiquement la puissance thermique utile,
- **en boucle fermée** (circulation d'un fluide caloporteur) selon deux techniques distinctes :
 - **la technique en « simple U » ou « double U »**, la plus simple à mettre en place (tubes de petit diamètre), avec une puissance thermique par unité limitée à 50 kW sur la hauteur du puits, nécessitant une vingtaine d'unités (40 à 100 k€ HT par unité) ;
 - **la technique coaxiale**, thermiquement plus efficace, avec une puissance thermique pouvant être supérieure à 50 kW (voire 100 kW) sur la hauteur du puits, le coût d'une unité étant de l'ordre de 100 à 200 k€ HT ;
- les options d'aménagement du puits Y ont été comparées en termes de forces, faiblesses, opportunités et menaces des configurations suivantes :
 - **une configuration de base sans aménagement dans le puits** (configuration A - scénario retenu), la moins onéreuse et minimisant le risque lié à l'équipement toujours présent le long des parois du puits (non démantelé), qui permet une utilisation de l'espace central du puits pour des besoins de surveillance par exemple,
 - un aménagement comportant un obturateur semi étanche fixe dans le puits Y (configuration B) permettant d'améliorer les performances énergétiques du système (optimisation du niveau des températures et du fonctionnement des machines thermodynamiques) en gérant deux stocks thermiques distincts (plutôt frais en partie haute et plutôt chaud en partie basse),
 - un aménagement comportant un obturateur semi étanche mobile (configuration C) visant à augmenter les capacités thermiques du dispositif, en amplifiant le différentiel de température entre les stocks en fin de saisons,
 - un aménagement comportant un obturateur étanche et fixe dans le puits Y (configuration D) visant à maximiser les volumes des deux stocks.

Ces quatre configurations sont représentées sur la figure ci-après (Figure 51).

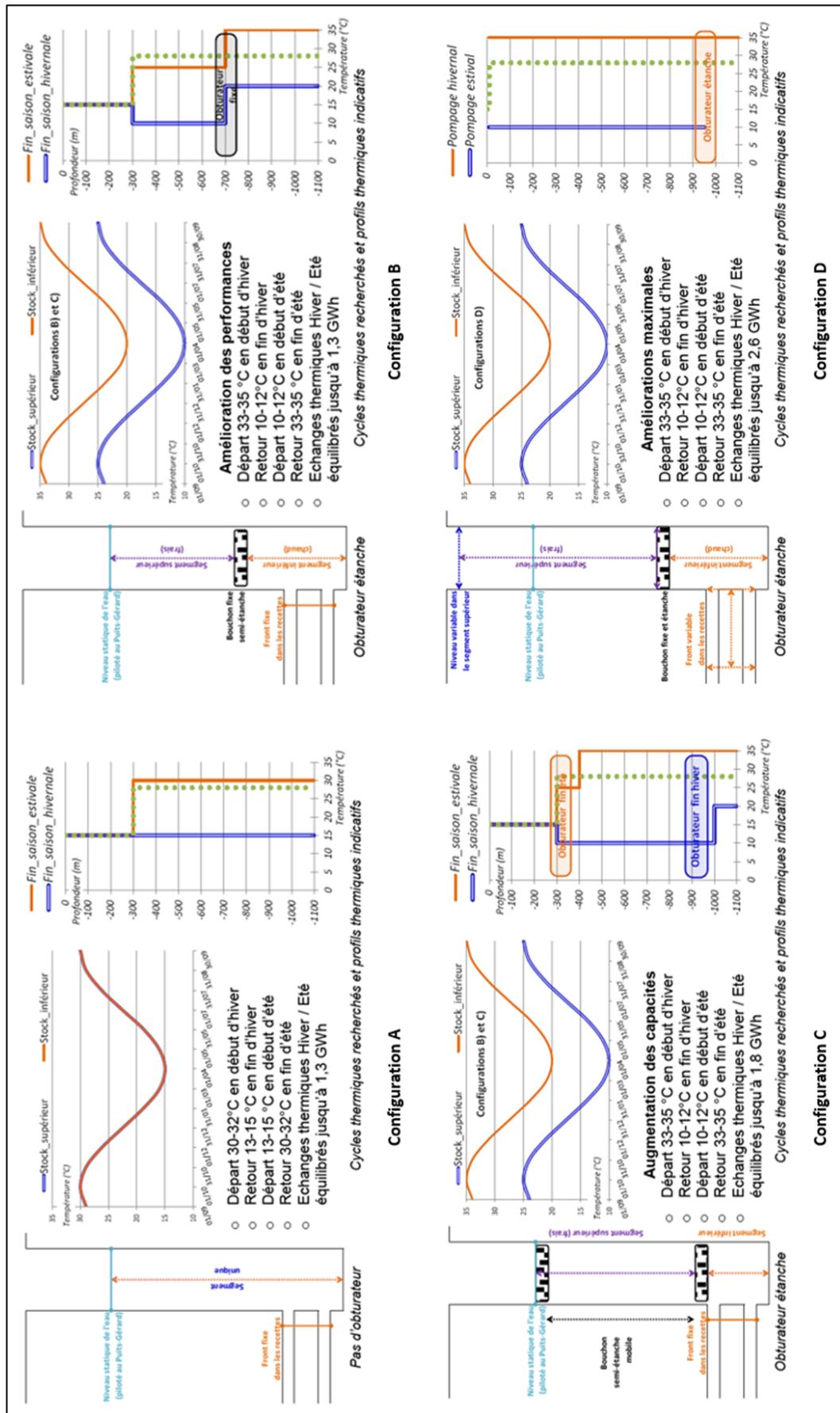


Figure 51 : Principes de fonctionnement des quatre options d'aménagement envisagé du puits Y. Morandat (source : Lesueur, 2016).

3.2.3. Projet sur le potentiel géothermique basse énergie sur aquifères profonds et sur eaux de mines (bassin houiller NPC) en région Hauts-de-France (2015-2017)

Initiée par la Région Hauts-de-France et l'ADEME en 2014, avec la réalisation d'une mission d'enquête géothermie, une **étude du potentiel géothermique du bassin minier et des aquifères profonds** (calcaires du Primaire : Carbonifère (Dinantien) et Dévonien) ciblant des températures supérieures à 30 °C (domaine basse énergie) a été réalisée par un groupement constitué du BRGM, de EGE Développement et E&E Consultant.

Les rapports d'étude correspondant aux deux premières étapes du projet (inventaire des données, analyse du potentiel géothermique) ont récemment été publiés (Louart *et al.*, 2016 et 2017). Une troisième étape à venir consiste à définir une stratégie de développement de la filière géothermie basse énergie et géothermie sur eaux de mines.

Le potentiel géothermique des eaux minières a été défini en fonction du croisement des données correspondant aux besoins thermiques de surface, à la ressource géothermale et aux contraintes territoriales (réglementaires).

a) Détermination des besoins thermiques communaux

Seuls les besoins en chaleur ont été pris en compte dans le cadre de cette étude, les besoins en froid ne semblant pas en adéquation avec la géothermie de type basse énergie (faibles besoins et concurrence de systèmes annexes). Les besoins thermiques de surface ont été évalués en prenant en compte les réseaux de chaleur existants et les données de différents secteurs (habitat, tertiaire et industrie) issues de multiples sources, dont l'Enquête Logement (EI 2012) et le SRCAE³.

Les auteurs rappellent que l'existence d'un réseau témoigne d'une potentialité de développement de la géothermie (à condition que les seuils de température du réseau soient compatibles avec la ressource) et qu'un réseau doit avoir une densité thermique de 1,5 MWh/ml⁴/an (comptabilisé en sous-stations) pour être éligible au Fonds Chaleur.

Le Nord-Pas-de-Calais compte 28 réseaux (234 km cumulés, 8,4 km en moyenne) de chaleur publics répondant majoritairement à des besoins de types résidentiel et tertiaire. Ils fonctionnent à des températures supérieures à 75 °C (la plupart au-dessus de 90 °C). Deux catégories sont distinguées :

- les réseaux eau chaude Basse Pression (19 réseaux) fonctionnant avec des températures de 100 °C, au départ du réseau, et de 70 °C au retour (ΔT de 30 °C) et une pression généralement inférieure à 16 bar (suivant altimétrie) ;
- les réseaux eau chaude Haute Pression (8 réseaux), avec des températures d'environ 160 °C, au départ du réseau, et de 100 °C au retour (ΔT de 60 °C). Certains réseaux sont connectés à des sous-stations primaires qui alimentent des réseaux secondaires en basse pression, à des températures inférieures à 110 °C.

³ Schéma Régional Climat Air Énergie

⁴ Mètre linéaire

Le tableau ci-dessous présente les besoins en chaleur des réseaux en fonction de la densité de population et précise la part connectée aux réseaux des différents secteurs. Globalement, les besoins en chaleur de l'habitat sont peu couverts par les réseaux (16 %), l'industrie (52 %) et le tertiaire (75 %) l'étant davantage localement.

Commune	Energie MWh/an	Densité				Part connectée au réseau		
		Dense (1)	Intermédiaire (2)	Peu dense (3)	Très peu dense (4)	Habitat	Tertiaire	Industrie
Arras	47452	95%	4%	1%	0%	14,2%	9,7%	0,0%
Avion	10710	94%	6%	0%	0%	14,2%	4,8%	0,0%
Béthune	29813	0%	99%	1%	0%	10,4%	11,0%	0,0%
Boulogne sur Mer	21380	100%	0%	0%	0%	3,7%	3,0%	0,0%
Calais	50970	94%	6%	1%	0%	11,1%	8,0%	0,0%
Dunkerque	117088	98%	1%	0%	0%	11,9%	36,0%	0,0%
Lens	42905	91%	9%	0%	0%	11,8%	17,0%	0,0%
Maubeuge	2222	0%	98%	2%	0%	0,9%	0,9%	0,0%
Outreau	5538	83%	17%	0%	0%	5,3%	5,4%	0,0%
Sin-le-Noble	27721	65%	32%	3%	0%	16,6%	74,4%	0,0%
Villeneuve-d'Ascq	57352	94%	5%	1%	0%	3,9%	17,6%	0,0%
Lille	230294	100%	0%	0%	0%	4,2%	10,8%	51,7%

Tableau 13 : Caractérisation des réseaux de chaleur du Nord-Pas-de-Calais
(source : Louart et al., 2017).

La méthode d'estimation de besoins en surface et les données sources sont détaillées pour chaque secteur et intègre des scénarios d'évolution des consommations à l'horizon 2050.

L'habitat est le secteur le plus consommateur d'énergie thermique à basse température.

Le tableau suivant présente les typologies de logement (4) distinguées dans le cadre de cette étude en fonction de leur âge. À noter que, dans la zone du bassin minier, l'habitat minier particulier et typique se distingue du reste de la région.

Libellé	Âge du logement	Type de logement	Type de Chauffage	Combustible principal du logement
Valeurs	Avant 1946	Maison	Chauffage central collectif	Chauffage urbain
	De 1946 à 1975	Appartement	Chauffage individuel	Gaz de ville ou de réseau
	1975 à 2005	Autres Immeubles Collectifs	Chauffage tout électrique	Fioul
	2005 +			Électricité
				Gaz en bouteilles ou en citerne
			Autre	

Tableau 14 : Caractérisation de l'habitat en Nord-Pas-de-Calais et du mode de chauffage
(source : Louart et al., 2017).

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution des consommations de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS) à l'horizon 2050 en fonction de l'âge des logements (Tableau 15) et du type de chauffage (Tableau 16).

	2012	2020	2030	2050
Avant 1946	10 796 355	7 151 051	3 155 671	2 212 879
De 1946 à 1990	12 421 342	7 718 313	4 721 395	2 896 007
1991 ou +	2 861 837	2 545 365	2 316 353	1 817 465
Total général	26 079 534	17 414 729	10 193 419	6 926 351

Tableau 15 : Évolution des consommations de chauffage et d'ECS (MWh) en fonction de l'âge des logements en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart et al., 2017).

	2012	2020	2030	2050
Chauffage urbain	531 768	970 233	1 352 362	1 848 154
Gaz de ville ou de réseau	15 209 515	10 992 917	4 602 880	1 528 239
Fioul	3 179 043	30 751	30 324	29 470
Electricité	3 922 850	3 842 328	2 477 352	1 504 540
Gaz en bouteilles ou en citerne	487 704	9 250	9 121	8 864
Autre	2 748 654	1 569 250	1 721 379	2 007 083
TOTAL	26 079 534	17 414 729	10 193 419	6 926 351

Tableau 16 : Évolution des consommations de chauffage et d'ECS (MWh) en fonction du type de chauffage en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart et al., 2017).

La réduction importante des consommations à l'horizon 2050 s'explique par des mesures liées à la rénovation énergétique des logements existants (rénovation complète du parc construit avant 1975), à la construction de nouveaux logements aux normes BBC et à l'amélioration des performances des systèmes énergétiques.

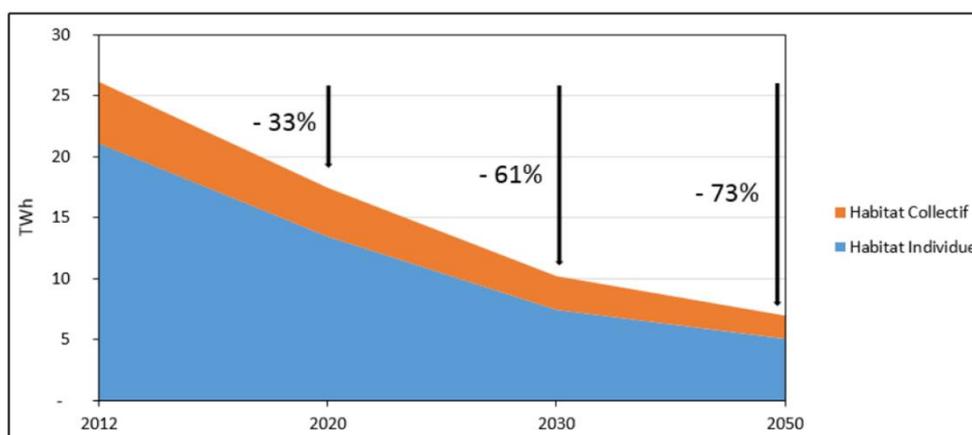


Figure 52 : Évolution des consommations thermiques de l'habitat en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart et al., 2017).

Les secteurs du tertiaire et de l'industrie suivent également cette tendance à la baisse.

Le SRADDET⁵ définit comme objectif à 2020 la réduction de 50 % des besoins de chauffage sur au moins un quart des surfaces du parc tertiaire (soit 20 % du parc public et 1/3 du parc privé). De la même façon que pour l'habitat, la performance des systèmes énergétiques augmente et les normes de construction (règlementation thermique) donnent lieu à des bâtiments moins consommateurs d'énergie.

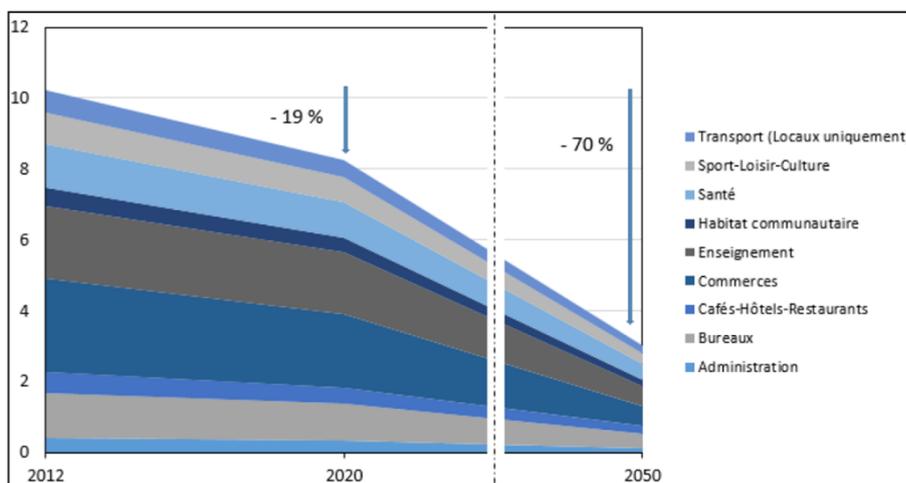


Figure 53 : Évolution des consommations thermiques du tertiaire en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart et al., 2017).

La baisse de la consommation industrielle d'énergie est évaluée à 45 % à l'horizon 2050, suivant des objectifs de réduction des consommations énergétiques des moteurs, des procédés industriels (dont recyclage de l'acier), des bâtiments et machines agricoles, et la valorisation régionale supplémentaire d'énergies fatales.

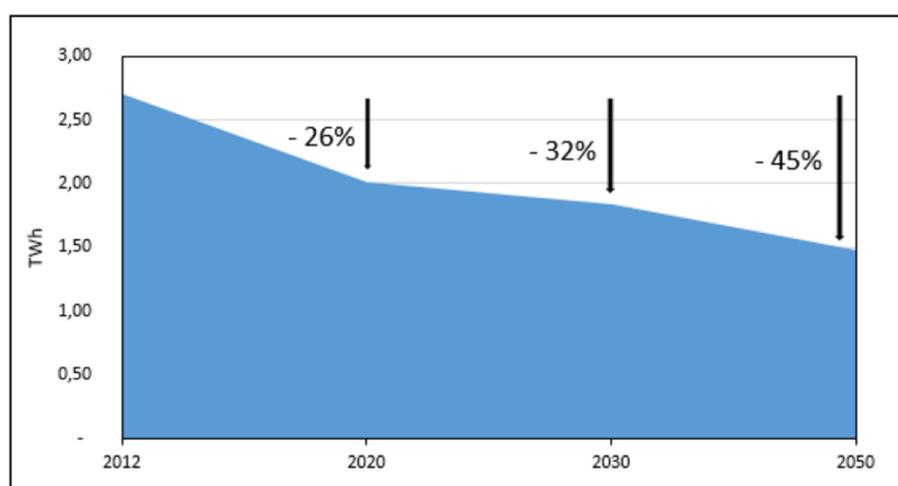


Figure 54 : Évolution des consommations thermiques de l'industrie en Nord-Pas-de-Calais (source : Louart et al., 2017).

⁵ Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires.

En synthèse, l'étude des besoins thermiques de surface confirme la pertinence de la géothermie basse énergie car les besoins en chaleur sont concentrés. Outre de gros consommateurs (industrie et hôpitaux), il est nécessaire de regrouper les consommations au moyen de réseaux de chaleur afin d'optimiser l'utilisation de cette ressource. Dans le cas de l'habitat, la densité est un facteur important pour évaluer la pertinence de création d'un réseau.

À l'issue de l'étape 2 du projet, l'étude a permis de produire des cartes (6) selon trois projections (2020, 2030 et 2050) et deux scénarios prospectifs (diminution rapide ou plus lente des besoins). La carte ci-dessous (Figure 55) présente les besoins en chaleur par commune évalués à court terme (2020), selon le scénario de prospective maximale (besoins en chaleur diminuant moins vite dans le temps).

b) Définition de la ressource géothermale (eaux minières)

Pour les eaux minières, quatre paramètres ont été pris en compte pour définir la ressource géothermale :

- l'emprise des travaux miniers ;
- la profondeur maximale du houiller exploité ;
- l'ennoyage des travaux miniers ;
- la température des eaux souterraines.

L'emprise des travaux miniers est représentée sur la carte ci-après (Figure 56). **Elle détermine la cible territoriale au sein du bassin minier des départements du Nord (59) et du Pas-de-Calais (62).**

Elle s'étend sur 120 km d'est en ouest, depuis la frontière avec la Belgique, sur une bande de 12 km de large passant entre Lille et Arras. Elle couvre près de 2 600 km² (soit 20 % de la superficie des départements du Nord et du Pas-de-Calais) et compte environ 1,3 million d'habitants (soit 30 % de la population des deux départements) et 363 communes, dont la majorité sont réparties dans 8 structures intercommunales.

D'un point de vue géologique, le bassin minier du Nord et du Pas-de-Calais constitue l'extrémité occidentale du bassin charbonnier européen continental qui s'étend de l'Angleterre à l'Europe centrale. Il correspond au gisement le plus étendu au nord-ouest de l'Europe (après celui de la Ruhr en Allemagne), avec la particularité d'être le seul gisement de grande dimension entièrement souterrain. La structure du bassin est complexe, avec des discontinuités extrêmement nombreuses (écailles de charriage, très grand nombre de failles).

Le « Houiller » est constitué des niveaux géologiques attribués au Carbonifère supérieur (étages du Namurien et du Westphalien) composés principalement de schistes et d'intercalations de niveaux de grès et de charbon, sous forme de veines. Par nature, ces formations sont très peu perméables. Son épaisseur est très variable (elle pourrait localement dépasser 2 500 m), de même que celle des terrains de couvertures ou « morts-terrains » (de 30 à 40 m à l'est, de 140 à 180 m à l'ouest, de 220 à 290 m localement). Son extension est limitée au sud par un chevauchement majeur (« Grande faille du midi ») d'orientation nord-est / sud-ouest, depuis Boulogne-sur-Mer jusqu'à Valenciennes.

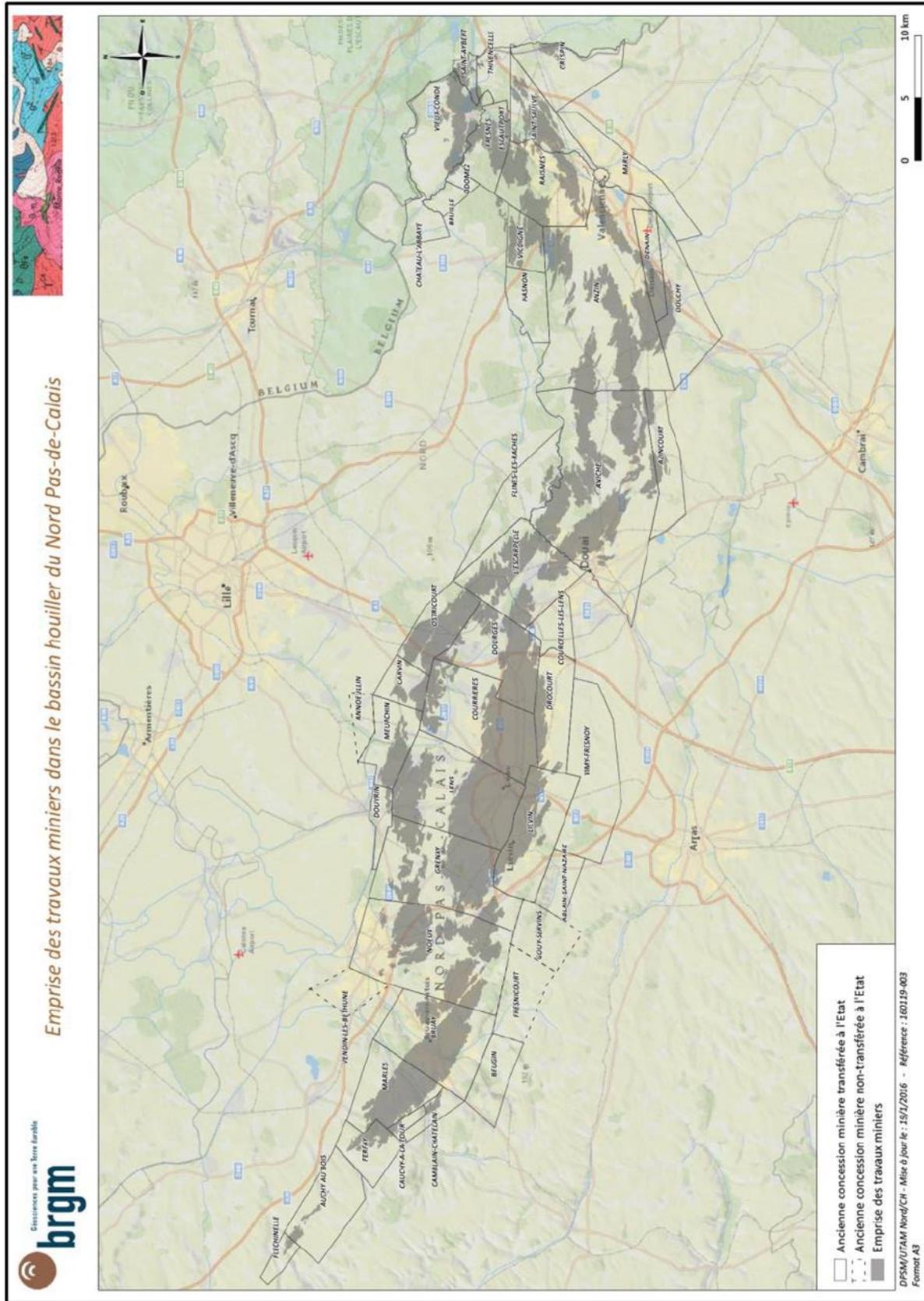


Figure 56 : Emprise des travaux miniers dans le bassin houiller du Nord et du Pas-de-Calais (source : Louart et al., 2017).

D'un point de vue historique, l'exploitation du bassin minier du Nord et du Pas-de-Calais a véritablement débuté en 1840 (première concession en 1716) et a compté jusqu'à 220 000 mineurs au plus fort de l'activité (1959).

Au total, 2,4 milliards de tonnes de charbon auraient été extraits par l'intermédiaire de 852 puits (qui ont tous été fermés et mis en sécurité) et le creusement de 100 000 km de galeries qui ont été plus ou moins remblayées suivant des méthodes différentes au cours du temps : remblayage manuel avec des matériaux stériles (schistes et grès) jusqu'en 1914, remblayage hydraulique jusqu'en 1951, puis foudroyage des galeries jusqu'en 1990.

La profondeur maximale du houiller exploité est représentée sur la carte ci-dessous (Figure 57). Les profondeurs les plus importantes (supérieures à 750 m, voire 1 000 m) se trouvent réparties sur le flanc sud des terrains houillers exploités.

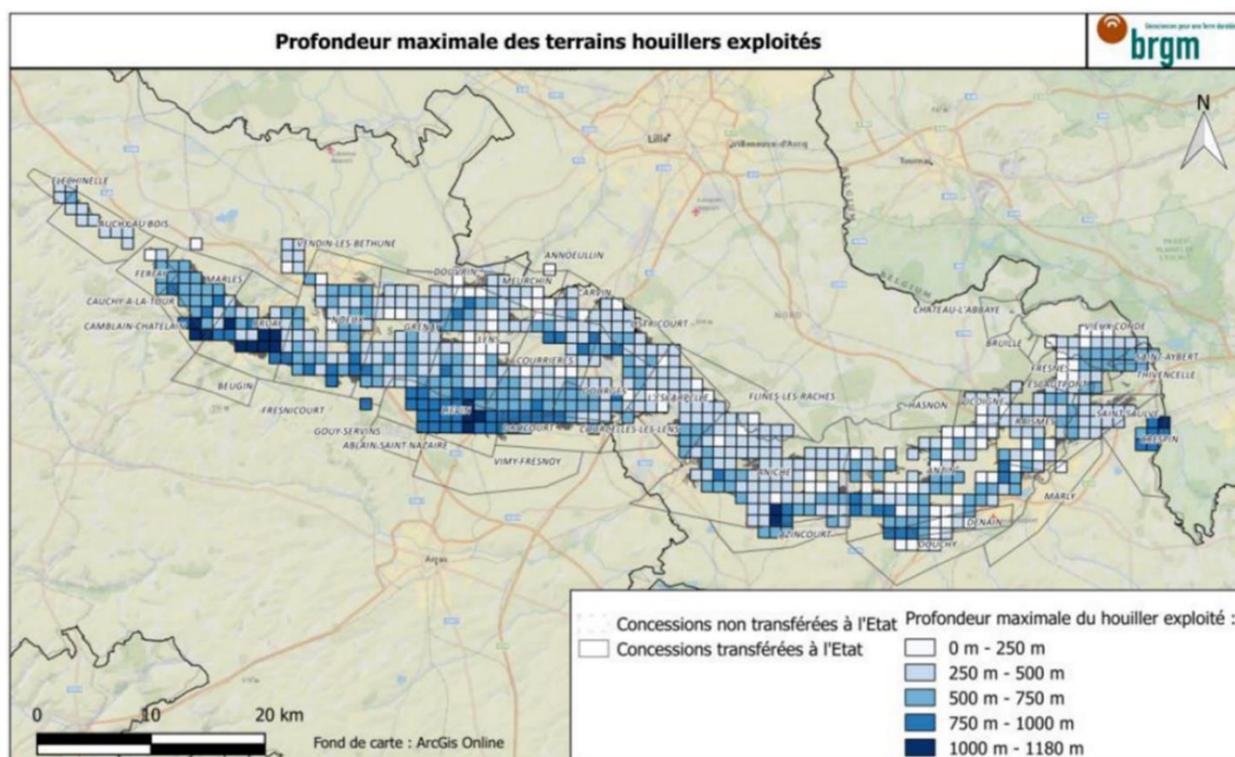


Figure 57 : Carte des profondeurs maximales du houiller exploité dans le Nord et le Pas-de-Calais (source : Louart et al., 2017).

Le volume total des vides résiduels est évalué entre 550 et 700 millions de m³ (Louart et al., 2016) avec une porosité estimée à 15 % (remblais).

Ce volume constitue aujourd'hui un grand réservoir d'origine anthropique dans lequel s'infiltreraient les eaux provenant des aquifères sus-jacents (nappe de la Craie, sables du Wealdien et grès intercalés dans les veines de houille) et, très localement, des calcaires du Carbonifère sous-jacents (Dinantien).

Depuis l'arrêt de l'exploitation du charbon et des pompages d'exhaure en 1990, **l'ennoyage des travaux miniers se poursuit très lentement et de manière non uniforme sur l'ensemble du bassin :**

- les vides miniers sont déjà localement ennoyés dans certains secteurs (nord et est), alors que le niveau piézométrique se trouve encore à plusieurs centaines de mètres de profondeur dans d'autres secteurs (sud) ;
- les anciennes galeries minières devraient être totalement ennoyées vers 2150 et l'équilibre hydraulique pourrait être atteint vers 2300 selon les hypothèses du modèle hydrogéologique existant.

La température des eaux souterraines est représentée sur la carte ci-dessous. Les températures les plus importantes (de 25 à 33 °C) se trouvent réparties principalement sur le flanc sud des terrains houillers exploités.

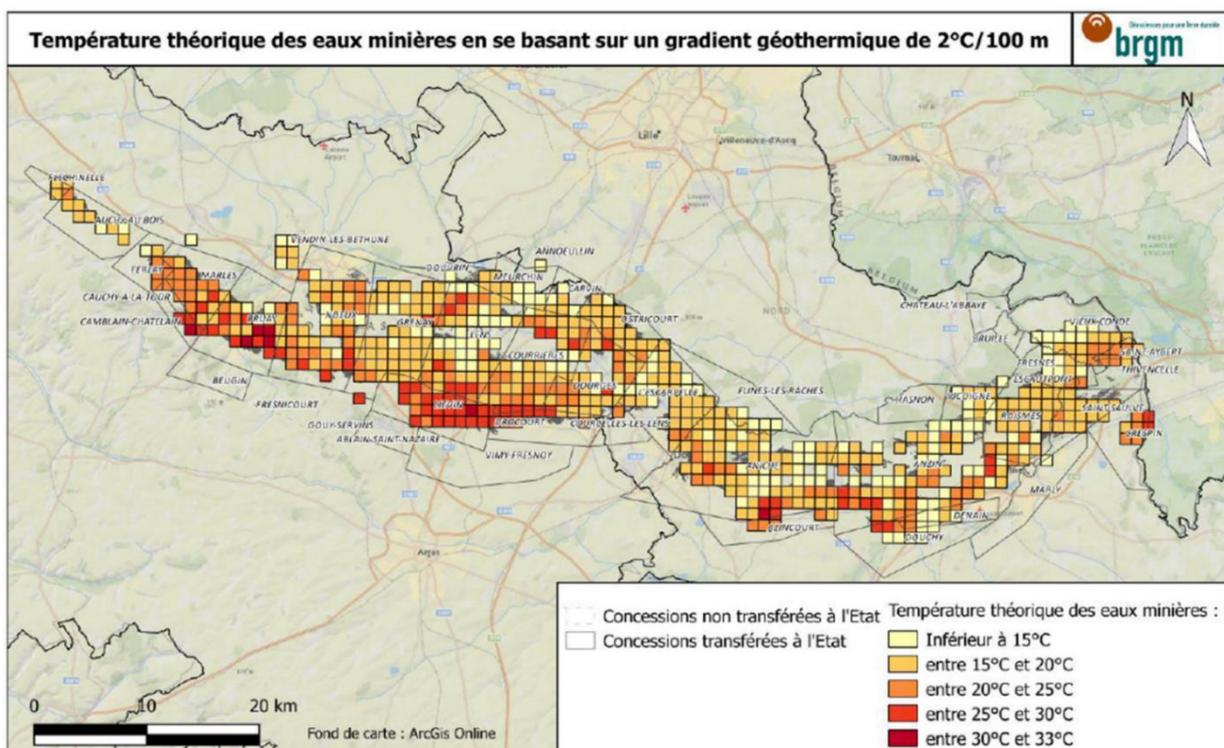


Figure 58 : Carte des températures théoriques des eaux minières du bassin houiller du Nord et du Pas-de-Calais (source : Louart et al., 2017).

Ces températures théoriques ont été calculées à partir du gradient géothermique moyen de 2 °C / 100 m observé dans le secteur (diagraphies de température réalisées dans 8 ouvrages) et des profondeurs maximales d'exploitation connues (Figure 57).

Au final, compte tenu des critères d'ennoyage des vides miniers à l'horizon 2020 et de la température des eaux (supérieure à 20 °C), une carte de la ressource géothermale des eaux minières a été réalisée.

À cette courte échéance (2020), une zone moyennement favorable pour la géothermie (température peu élevée, inférieure ou égale à 33 °C au maximum) a été identifiée à l'est du bassin, limitée au secteur de Valenciennes.

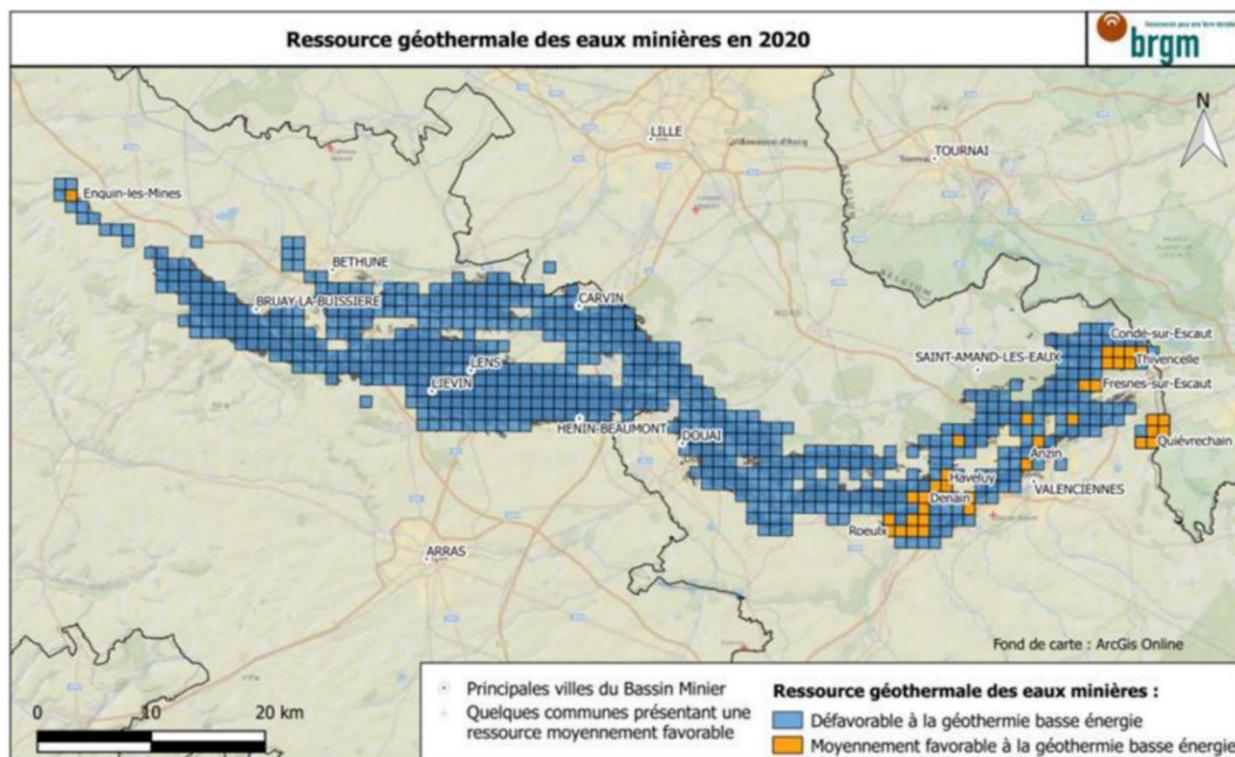


Figure 59. Carte de la ressource géothermale des eaux minières du bassin houiller du Nord et du Pas-de-Calais (Louart et al., 2017).

Les auteurs indiquent que cette carte sera probablement évolutive dans le temps avec l'ennoyage. Les températures pourraient être supérieures lorsque l'ennoyage sera stabilisé et le milieu à l'équilibre.

c) *Règlementation, protection environnementale et contraintes particulières*

Outre les contraintes réglementaires (codes minier, environnement, santé publique et patrimoine) et environnementales (SAGE / SDAGE, ZNIEFF, Natura 2000, ...) classiques qui s'appliquent à un projet de géothermie, **l'exploitation des eaux du bassin minier du Nord et du Pas-de-Calais est principalement contrainte par la production résiduelle du gaz de houille** (méthane principalement) en surface, provenant du gisement de charbon et activée par l'ennoyage des galeries en cours.

Ces émanations de gaz sont actuellement contrôlées par l'État dans le cadre des activités d'après-mine (mises en sécurité et surveillances des anciens sites miniers) et elles sont valorisées économiquement par la société GAZONOR qui détient deux permis d'exploitation au titre du code minier, interdisant tous les autres travaux souterrains sur ces périmètres (concessions de Désirée et Poissonnière). Deux permis de recherche en cours de renouvellement (GAZONOR) et une première demande de permis de recherche (société BASGAS) bloquent la prospection géothermique pour 3 à 5 ans minimum dans les secteurs considérés.

La carte ci-dessous (Figure 60) permet de localiser les emprises de ces différents titres miniers.

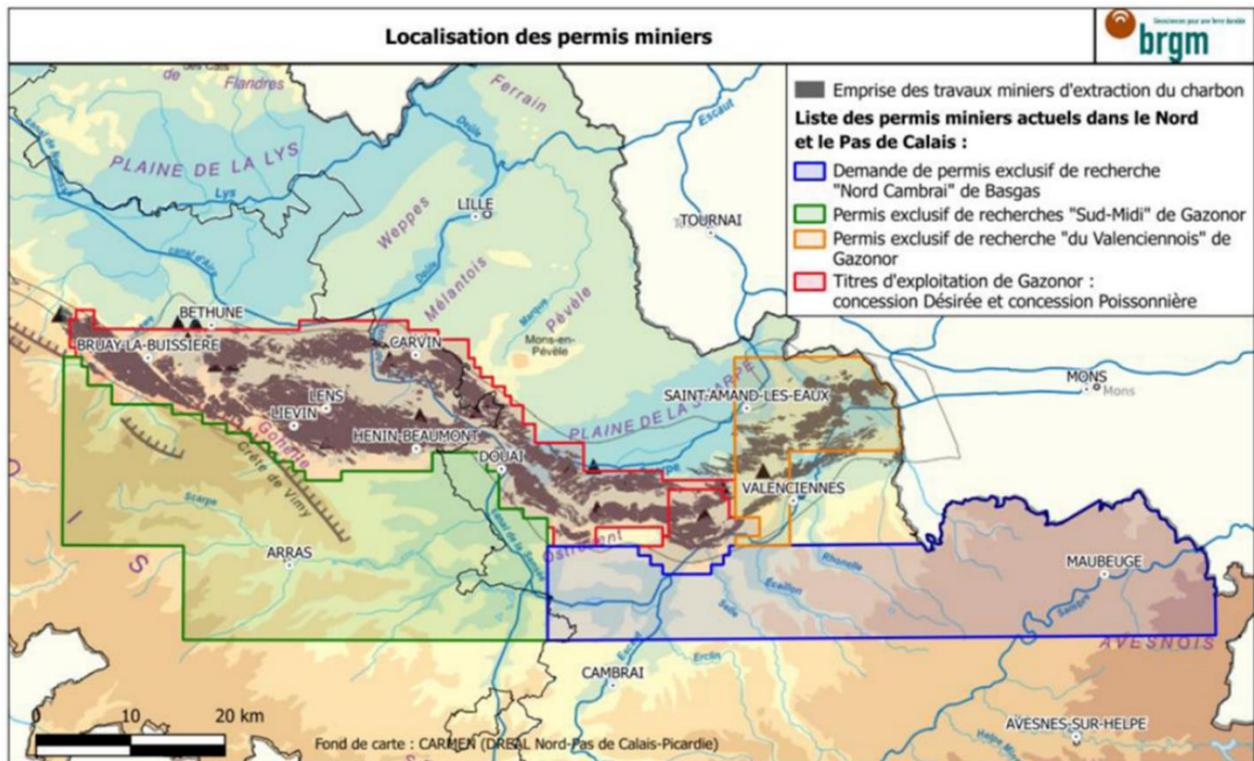


Figure 60. Carte des titres miniers relatifs à l'exploitation du gaz de houille dans le Nord et le Pas-de-Calais (Louart et al., 2017).

d) Évaluation du potentiel géothermique des eaux de mines dans les départements du Nord et du Pas-de-Calais

À l'issue de la deuxième étape de cette étude, le potentiel géothermique des eaux minières (et des calcaires du Primaire sous-jacents) a été évalué sur la base des analyses précédentes.

Contrairement au projet de géothermie des anciennes mines de Gardanne (13), l'emplacement des puits miniers n'a pas été un critère retenu puisque tous ces ouvrages ont été fermés et mis en sécurité dans les départements du Nord (59) et du Pas-de-Calais (62).

Des cartes de potentiel relatif aux eaux minières ont été élaborées en sélectionnant les **communes ayant un besoin en chaleur supérieur à 1 000 MWh, situées hors (ou en partie) des titres miniers existants et dans les secteurs du bassin où la température des eaux est supérieure à 20 °C.**

Trois scénarios ont été distingués sur la base d'hypothèses portant sur l'évolution des besoins en chaleur des communes et l'éventuel abandon de titres miniers de recherche, qui pourrait libérer une partie du territoire à l'horizon 2030.

À l'horizon 2020, la carte de la Figure 61 met en évidence le potentiel de trois communes situées à l'est du bassin minier, dans le département du Nord (59) : Wallers, Anzin et Quiévrechain.

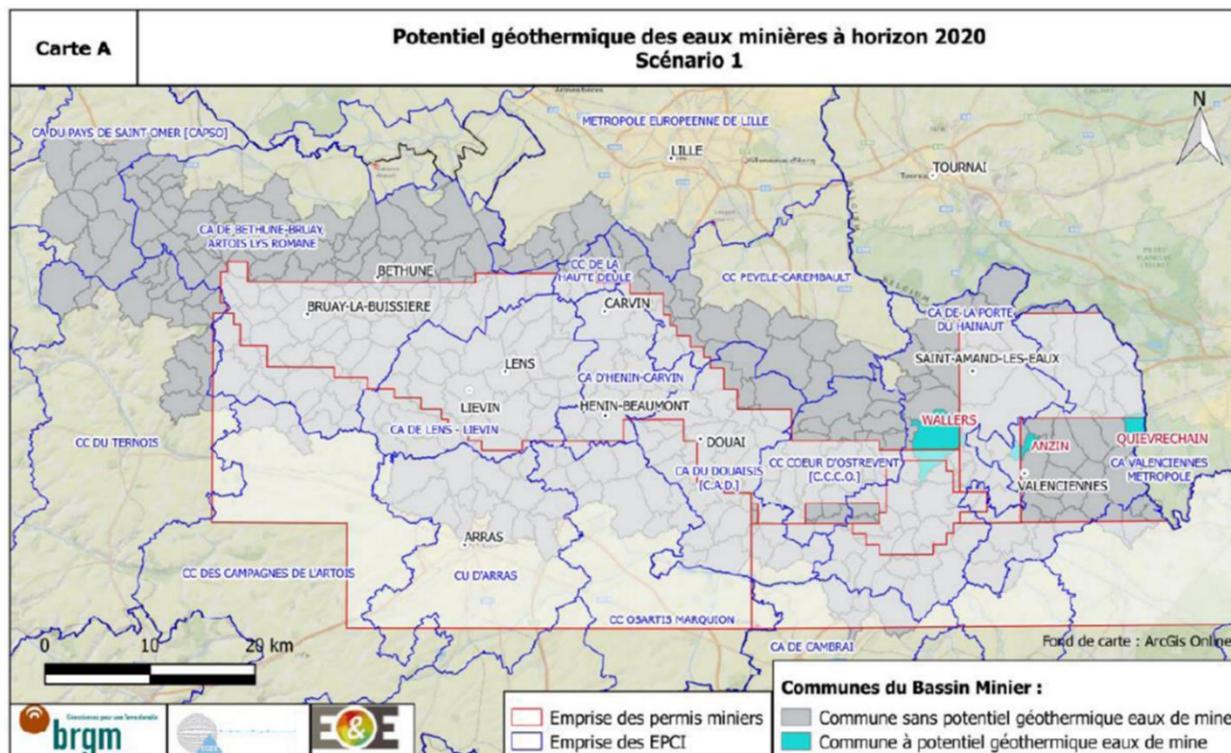


Figure 61 : Évaluation du potentiel géothermique des eaux minières dans le Nord et le Pas-de-calais à l'horizon 2020 (Louart et al., 2017).

La carte de la Figure 62 correspond au scénario prenant en compte une faible contrainte des permis miniers (aucun permis de recherche ne serait renouvelé, demandé ou converti en permis d'exploitation) à l'horizon 2030. À cette échéance et suivant ce scénario, **7 communes situées à l'est du bassin minier dans le département du Nord (59) présentent un potentiel géothermique relatif aux eaux de mines : Raismes, Wailers, Anzin, Condé-sur-Escaut, Fresnes-sur-Escaut, Quiévrechain et Saint-Saulve.**

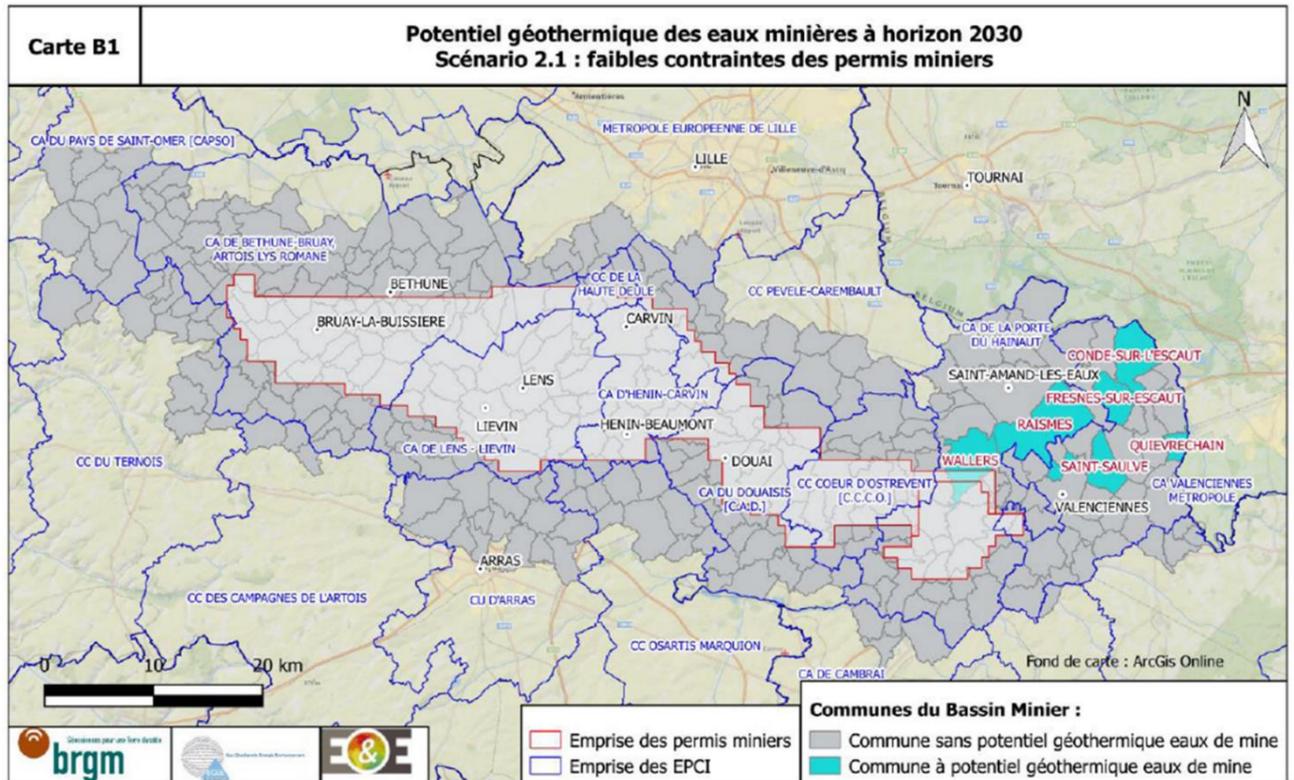


Figure 62 : Évaluation du potentiel géothermique des eaux minières dans le Nord et le Pas-de-calais à l'horizon 2030 avec une faible contrainte des permis miniers (Louart et al., 2017).

Le tableau suivant (Tableau 17) précise la gamme de profondeur et de température des eaux de mines au droit des communes identifiées et leurs besoins en chaleur.

Les auteurs précisent qu'aucun réseau de chaleur ni aucune grande industrie ne sont recensés sur ces communes. Ils signalent la présence d'un hôpital sur les communes de Fresnes-sur-Escaut et Saint-Saulve.

L'information est complétée par la connaissance relative aux aquifères profonds (Carbonifère et Dévonien) au droit des communes des Hauts-de-France.

Intercommunalité	Commune	Horizon	Localisation au sein de la commune	Profondeur	Température	Besoins en chaleur estimés (MWh)
Communauté d'agglomération de la Porte du Hainaut	Raismes	2030	Centre	Entre 550 et 600 m	21 °C max.	9 660
	Wallers	2020	Est	Entre 600 et 700 m	23 °C	5 487
		2030				3 450
	Anzin	2020	Extrémité nord	Entre 600 et 650 m	22 °C max.	23 469
2030		Extrémités nord et sud	14 730			
Communauté d'agglomération Valenciennes Métropole	Condé-sur-Escaut	2030	Sud	Entre 600 et 700 m	23 à 24 °C	10 407
	Fresnes-sur-Escaut	2030	Centre	Vers 600 m	22 °C max.	5 647
		2020	Toute la commune	Entre 700 et 1 050 m	25 à 30 °C	8 705
	2030	6 099				
	Saint-Saulve	2030	Nord	Vers 600 m	22 °C max.	17 062

Tableau 17 : Synthèse du potentiel géothermique des eaux de mines des communes du Pas-de-Calais aux horizons 2020 et 2030 (source : Louart et al., 2017).

3.2.4. Projet sur le potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain (2014-2017)

Le potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain a été étudié par le BRGM pour le compte de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie et le Conseil Régional de Lorraine. Un rappel historique de l'exploitation minière et la description du bassin ferrifère lorrain sont présentés en annexe du rapport de cette étude (Vaute, 2017).

D'un point de vue historique, les mines de fer de Lorraine ont été exploitées, épisodiquement dès le 13^{ème} siècle puis régulièrement à partir du 18^{ème} siècle, pour les besoins de la sidérurgie locale.

Développée initialement à partir des affleurements, **l'exploitation a été réalisée par la technique des chambres et piliers à partir de la fin du 19^{ème} siècle, puis par la méthode de traçage et dépilage (ou foudroyage) généralisée après la seconde guerre mondiale et qui représente au final 40 à 50 % de la surface exploitée. Au total, 40 000 km de galeries auraient été creusés sur trois niveaux généralement.**

Depuis l'origine, trois milliards de tonnes auraient été extraits du bassin ferrifère lorrain qui couvre un vaste secteur géographique (de l'ordre de 100 km du nord au sud et 30 km d'est en ouest) s'étendant sur trois départements : la Meuse (55), la Meurthe-et-Moselle (54) et la Moselle (57).

D'un point de vue géologique, **la couche de minerai de fer d'âge aalénien (1^{er} étage du Dogger) affleure à l'est, au niveau de la vallée de la Moselle, et plonge vers l'ouest (pendage de l'ordre de 3 %) jusqu'à une profondeur de 300 m, à l'aplomb des limites exploitées.**

Elle repose sur les marnes imperméables du Toarcien (Lias) et elle est progressivement recouverte, d'est en ouest, par les formations calcaires et marneuses du Dogger qui contiennent **l'aquifère calcaire du Bajocien.**

La formation ferrifère est affectée par de nombreuses failles orientées principalement nord-est / sud-ouest, qui subdivisent le secteur en quatre bassins géographiques, au sein desquels un ou plusieurs réservoirs miniers sont individualisés :

- le bassin sud (arrêt du pompage d'exhaure en mars 1995) comprenant les réservoirs **sud (137 km²)** et Hayange sud (7,1 km²) ;
- le bassin centre (février 1994) : réservoirs **Centre (126 km²)** et Burbach (7,6 km²) ;
- le bassin nord (décembre 2005) : réservoirs **Nord (97 km²)** et Errouville (3,4 km²) ;
- le bassin de Longwy : réservoirs Godbrange (19,8 km²), Bazailles (16,8 km²), Longwy-Rehon (5,5 km²), Serrouville (3,1 km²) et Moulaine (2,6 km²).

Au total, **11 réservoirs miniers sont identifiés (dont trois grands réservoirs de l'ordre de 100 km² : sud, centre et nord)** pour une surface globale représentant près de 430 km², dont les 3/4 sont ennoyés, d'où un **volume d'eau estimé à plus de 450 millions de m³.**

La carte ci-après permet de les localiser (Figure 63).

La fin de l'ennoyage de tous les réservoirs du bassin ferrifère lorrain est datée de mars 2008.

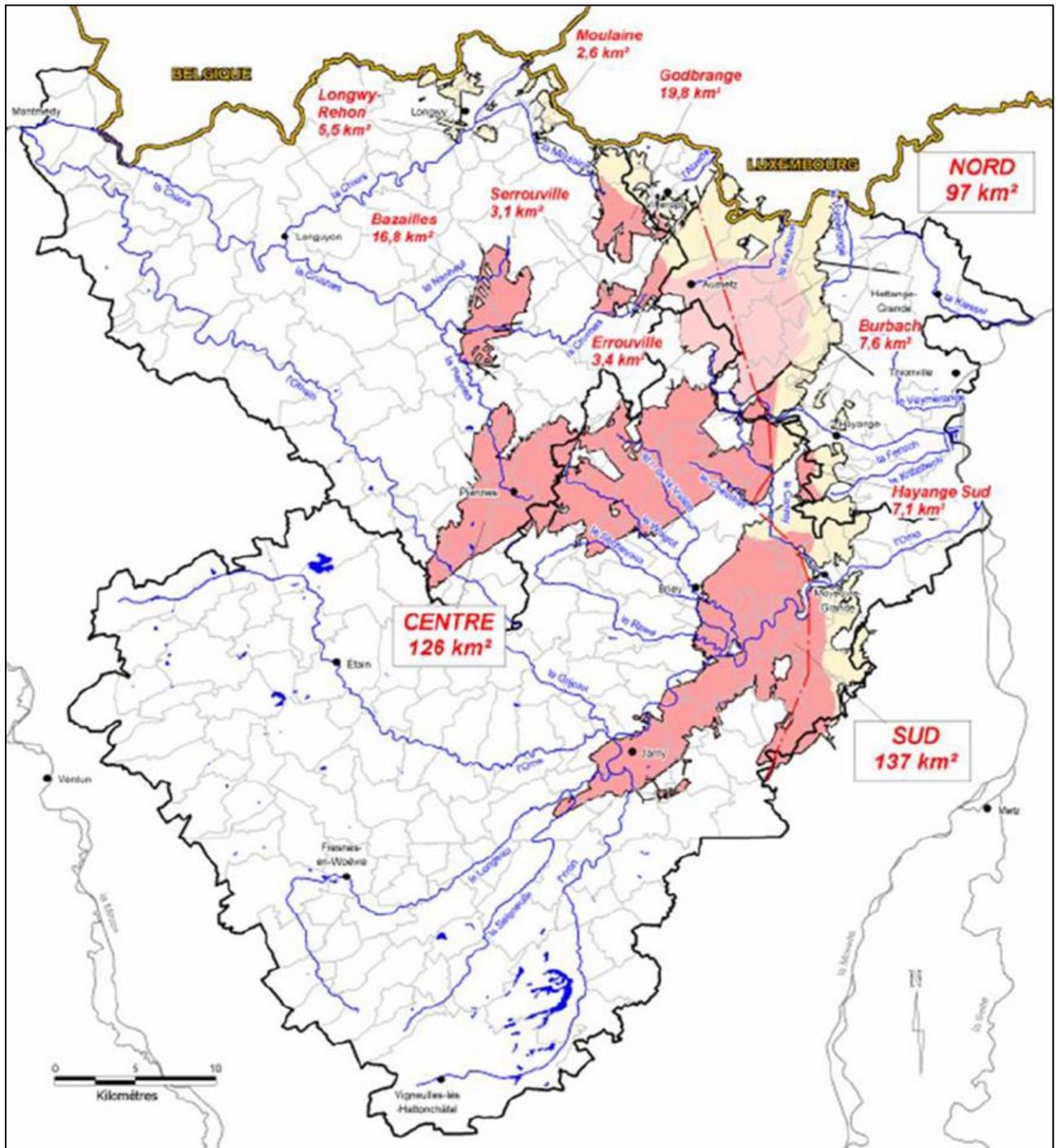


Figure 63 : Localisation des 11 réservoirs miniers du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).

Ces réservoirs sont considérés comme indépendants d'un point de vue hydraulique de par l'existence de zones vierges de travaux miniers entre deux réservoirs, ou de failles ou de barrages souterrains, à l'exception des réservoirs nord et Errouville du bassin nord. **Les cotes d'ennoyage sont très différentes d'un réservoir à l'autre** (53 m entre les réservoirs Sud et Centre par exemple).

Ces cotes sont contrôlées par le point de débordement le plus bas topographiquement pour chaque réservoir. La plupart de ces points de débordement ont été aménagés pour laisser passer des débits de crue très importants, ce qui limite la possibilité d'élévation du niveau du réservoir. **Le niveau piézométrique est pratiquement identique en tout point du réservoir considéré** du fait de très faibles pertes de charge (écoulement dans le réseau de galeries).

Afin de comprendre le fonctionnement de ce système, un réseau de surveillance (niveaux, débits et qualité) a été progressivement développé à partir de 1993 ; il comprenait 41 points en 2017.

Des profils de température et de conductivité ont été réalisés dans tous les puits de grands diamètres (5 à 7 m). Ils ont permis de distinguer une tranche d'eau supérieure peu minéralisée (composition proche de celle de l'aquifère du Dogger) et une tranche d'eau inférieure minéralisée représentative de l'eau d'ennoyage des mines.

Un modèle conceptuel de structure et de fonctionnement des réservoirs miniers ennoyés a ensuite été réalisé (Figure 64). Un modèle numérique permet de reproduire et de prédire les niveaux piézométriques et l'évolution géochimique des eaux minières. La nappe du Dogger continue à être en très forte relation avec les réservoirs miniers par l'intermédiaire des zones foudroyées.

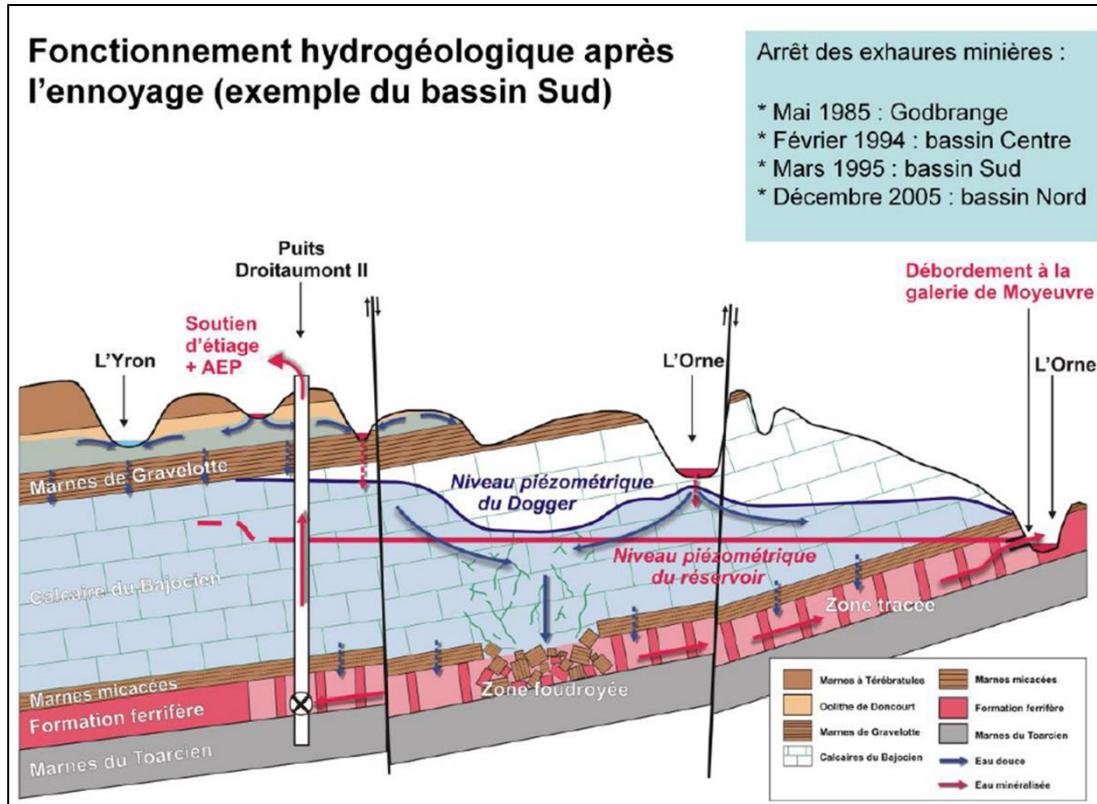


Figure 64 : Schéma conceptuel du fonctionnement hydrogéologique après ennoyage d'un réservoir minier du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).

L'étude du potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain (Vaute, 2017) a permis :

- de constituer un référentiel d'informations sur les eaux souterraines du bassin ferrifère lorrain comprenant notamment la liste des points d'eau et des points d'accès aux réservoirs miniers, la caractérisation physico-chimique des eaux et une cartographie des zones urbanisées, des terrains issue de l'exploitation minière, de la profondeur et de la piézométrie des réservoirs miniers ;
- d'acquérir des données complémentaires de température des eaux minières ;
- d'évaluer le potentiel géothermique des eaux minières sur la base de trois critères (profondeur des travaux, type de milieu souterrain et température du fluide) ;
- d'élaborer des fiches de synthèse pour les 10 entités administratives concernées.

Ces éléments sont synthétisés dans les paragraphes suivants.

a) Référentiel d'informations relatif aux eaux souterraines du bassin ferrifère lorrain

Trente-quatre points d'accès aux réservoirs miniers, de natures différentes (galeries, forages, puits de mine, piézomètres) ont été identifiés parmi plus de 800 points initialement recensés dans le bassin ferrifère, à partir des données extraites du Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SAGE) et de la Banque de données du Sous-Sol (BSS).

Le tableau ci-dessous (Tableau 18) permet de les identifier et de voir à quel réservoir ils donnent accès. Pour les trois grands réservoirs, on dénombre :

- 10 points d'accès au réservoir sud, dont la majorité (8) semblent être utilisés pour les besoins de l'alimentation en eau potable (AEP) ;
- 9 points d'accès au réservoir centre ;
- 10 points d'accès au réservoir nord.

Les réservoirs Burbach, Errouville, Godbrange, Hayange Sud et Serrouville ne seraient accessibles que par un seul point.

Les valeurs de température mesurées en fond d'ouvrages et les profondeurs de certains points d'accès sont renseignées, suite aux données complémentaires (22) acquises en 2014 (période de basses eaux) et en 2015 (période de hautes eaux), au cours de l'étude.

Le puits Amermont III, point d'accès au réservoir Centre (n° C13), correspond à l'ouvrage le plus profond (287 m) et à la température des eaux minières la plus élevée (16,6 °C) pour l'ensemble des anciennes mines de fer lorraines accessibles par un ouvrage existant.

Les numéros des points de surveillance permettent de localiser les points d'accès sur la carte suivante (Figure 65 - points rouges).

Cette carte permet également de localiser les zones urbanisées, et de distinguer les secteurs des travaux miniers et les zones ennoyées (en bleu). En outre, elle indique les valeurs médianes des températures (en rouge) mesurées dans le cadre du suivi du réseau de surveillance. **Ces valeurs de température des eaux minières sont faibles, de l'ordre de 10 à 17 °C seulement.**

Réservoir minier	Numéro point de surveillance	Nom du point d'accès	Code BSS	Profondeur (m)	Température (°C) mesurée (2014 ou 2015)
Sud	S04	Galerie du Chenal de Moyeuve	01374X0273/G	48	12,2
	S05	Galerie St-Paul (AEP)	01374X0234/TUNNEL		
	S06	Galerie du Tunnel de Moyeuve	01377X0099/FM		
	S19	Puits Auboué I (AEP)	01374X0176/P	136,2	12,4
	S20	Puits Droitaumont II (AEP)	01376X0148/P2	231,4	14,7
	S21	Puits Moyeuve-Petite (AEP)	01373X0129/PREL-7		
	S22	Puits Paradis V (AEP)	01377X0213/P5	242	13
	S23	Puits Roncourt I (AEP)	01378X0121/RC1	163,6	12,4
		Forage Valleroy (AEP)	01377X0210/FR2		
	Forage Valleroy (AEP)	01377X0217/F-AEP			
Centre	C02	Forage Route blanche	01137X0157/PUITS	158	11,4
	C03	Galerie de Bois d'avril	01373X0134/EXHAUR	45	12
	C04	Galerie de Fontoy	01137X0151/S		
	C05	Galerie du Woigot	01372X0197/EX	210	13,2
	C13	Puits Amermont III	01364X0042/P3	287,2	16,58
	C14	Puits Anderny II	01136X0148/P	210	12,8
	C15	Puits Chevillon	01373X0136/P		
	C16	Puits St-Pierremont II	01372X0198/P2	210	13,6
	Puits Tucquegnieux I	01372X0196/EX			
Nord	N02	Piézomètre François Brune	01133X0094/SR2	198	11,8
	N03	Puits Ferdinand Grise	01137X0143/S	279,2	13,5
	N05	Puits Cheminée Sud Grise	01137X0175/PTS-5	257,5	13,2
	N06	Puits Boulange Grise	01137X0099/P1	222	11,7
	N07	Piézomètre Angevillers Grise	01137X0169/PZ-7		
	N09	Puits Bure Jaune Sauvage	01133X0052/P1		
	N11	Piézomètre Cheminée Sud	01137X0171/PZ-11	260	14,7
	N14b	Galerie des eaux de Knutange (La Paix)	01138X0184/G14BIS	176	13,2
	N18	Galerie de Metzange (Charles)	01138X0147/P	41	12,3
	Puits Ferdinand Jaune	01137X0182/N3BIS			
Burbach	bu1	Galerie de Burbach	01138X0172/BURBAC		
Errouville	N17	Puits Errouville III	01132X0164/PUITS	213,5	13,35
Godbrange	G01	Galerie de Godbrange	01132X4002/GT	161	10,7
Hayange Sud	Ha1	Piézomètre Hayange Sud	01374X0268/S	142	10,5
Serrouville	Se1	Pts Serrouville	01136X0150/EXHAUR	64,7	9,7

Tableau 18 : Identification des 34 points d'accès aux réservoirs miniers du bassin ferrifère lorrain (source données : Vaute, 2017).

Les informations complémentaires suivantes ont été mises sous forme cartographique :

- **les types de milieu créés par les travaux miniers** (Figure 66) :
 - « poreux » pour les zones foudroyées ou remblayées,
 - « vide » pour les secteurs ne comportant que des galeries ou des zones de chambres et piliers encore en place,
 - « mixte » pour les zones comportant un empilement des deux milieux précédant ;
- **la profondeur du toit des travaux miniers** (Figure 67) ;
- **la profondeur du niveau piézométrique des réservoirs miniers** (Figure 68).

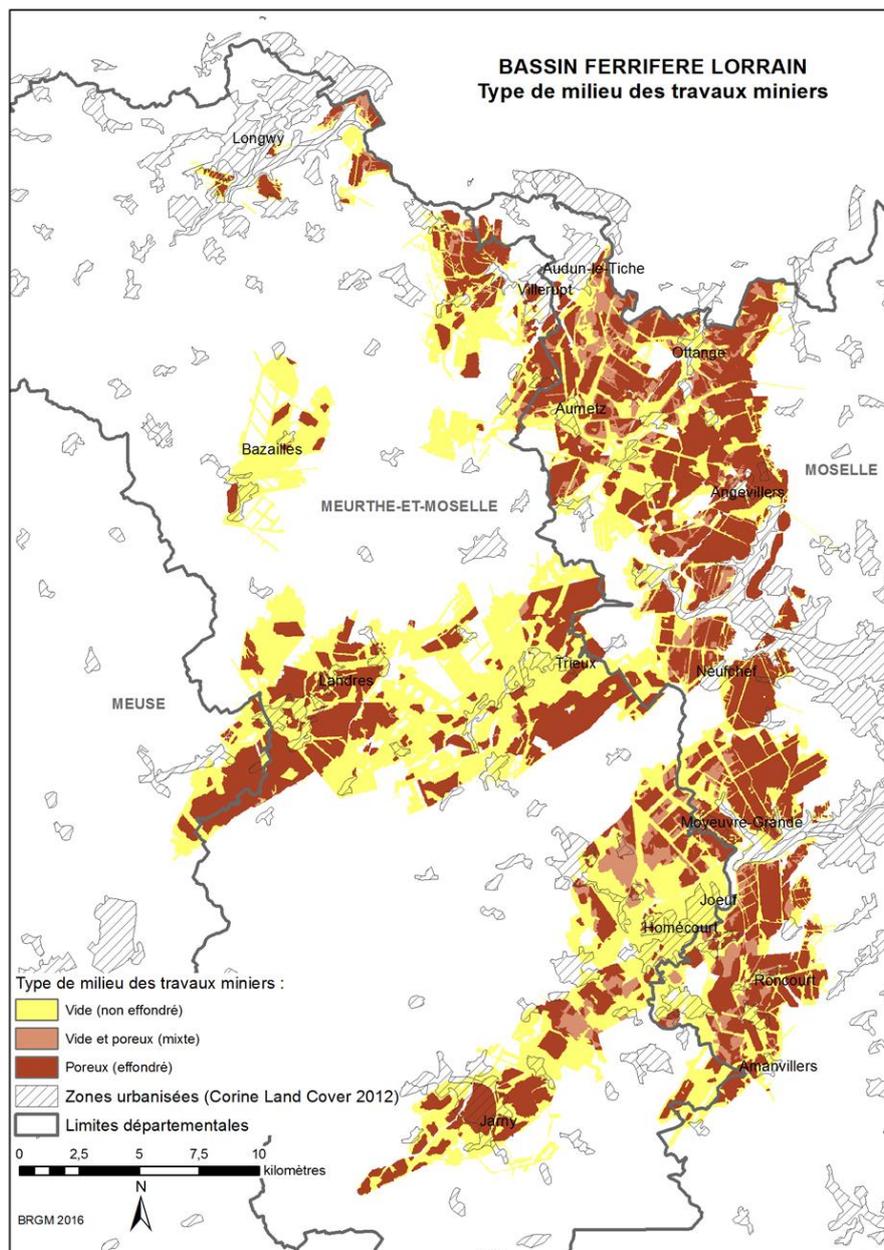


Figure 66 : Cartographie des types de milieux des travaux miniers du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).

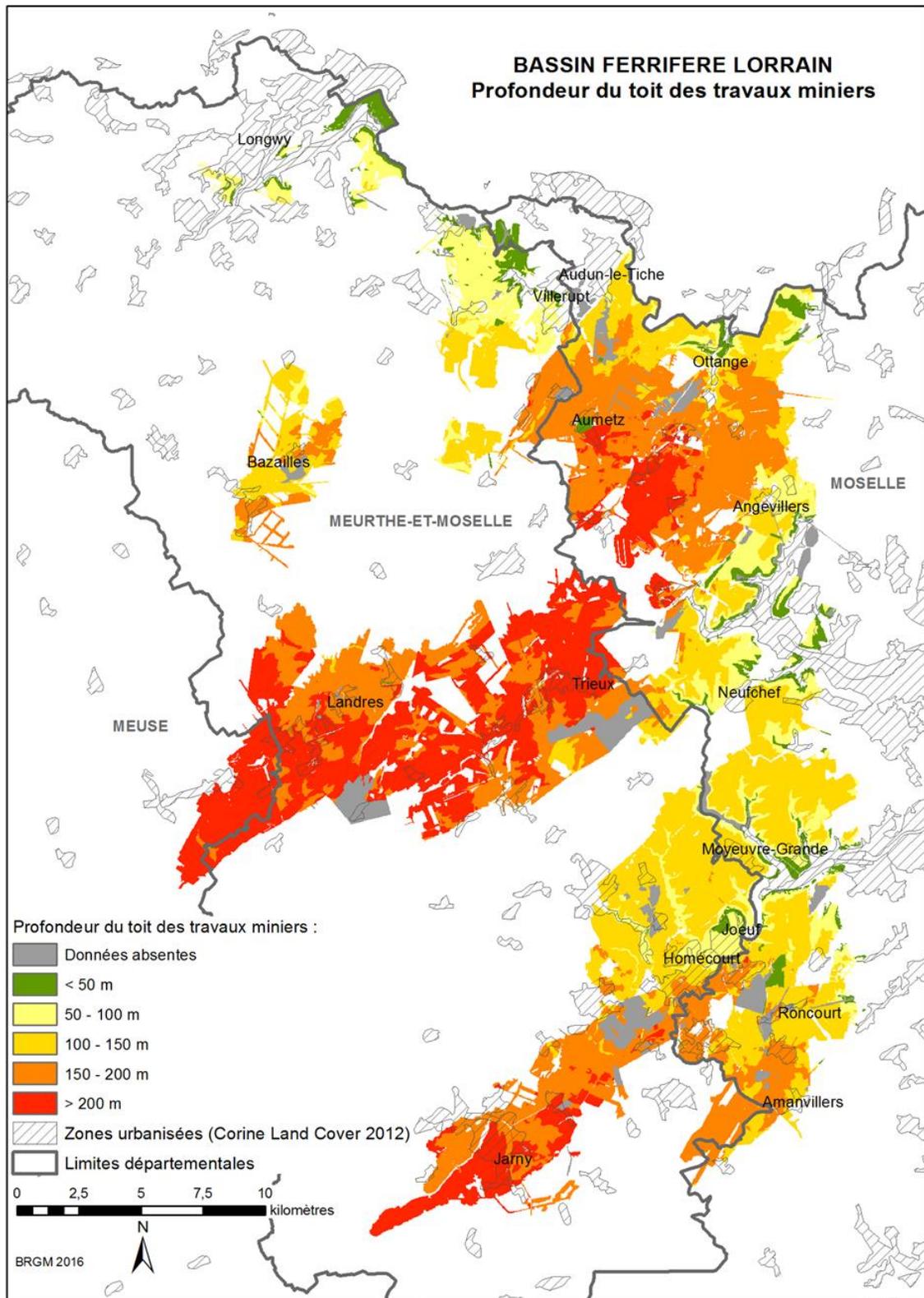


Figure 67 : Cartographie de la profondeur des travaux miniers du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).

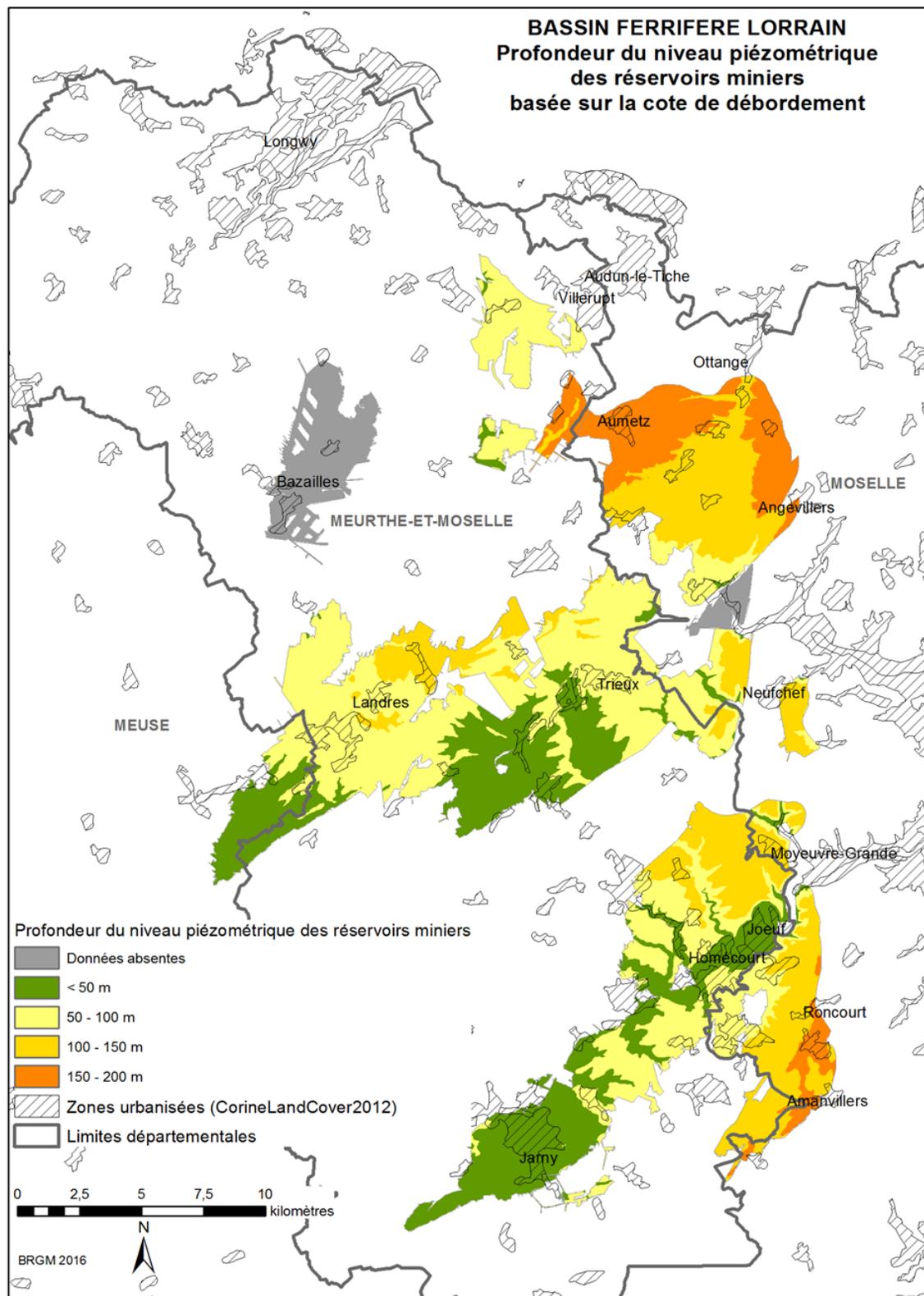


Figure 68 : Cartographie du niveau piézométrique des réservoirs miniers du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).

Enfin, les caractéristiques physico-chimiques moyennes de 54 points d'eau correspondant aux aquifères surveillés par le BRGM dans le cadre du réseau de surveillance du bassin ferrifère lorrain sont reportées dans le tableau ci-dessous.

Les eaux minéralisées sont principalement sulfatées, bicarbonatées et calciques.

Paramètre (unité)	Température (°C)	pH (-)	Conductivité (μS/cm)	SO ₄ (mg/L)	Cl (mg/L)	HCO ₃ (mg/L)	Ca (mg/L)	TAC (°F)	Fe (μg/L)	CO ₂ libre (mg/L)
Nombre valeurs	1698	211	204	208	129	129	129	3	129	17
Moyenne	11,8	7,4	1672	616	37	416	174	44	1,7	37

Tableau 19 : Caractéristiques physico-chimiques moyennes des eaux du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).

b) Évaluation du potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain et élaboration de fiches de synthèse par entité administrative

Compte tenu du niveau de température des eaux minières (de l'ordre de 10 à 17 °C), **le bassin ferrifère lorrain correspond à une ressource géothermale de type très basse énergie.**

Sa valorisation est *a priori* limitée au chauffage et à la production d'eau chaude sanitaire par pompe à chaleur, et/ou à la climatisation (ou au rafraîchissement) de l'habitat individuel ou collectif et de bâtiments à usage tertiaire.

Cette ressource peut être facilement accessible par les ouvrages existants, voire par la réalisation de nouveaux forages peu profonds (inférieurs à 300 m) ciblant les anciens travaux miniers au plus près des besoins de surface.

Des dispositifs géothermiques classiques en boucle ouverte (prélèvement direct du fluide par une galerie de débordement, un puits minier ou un forage) ou en boucle fermée (circulation d'un fluide caloporteur dans des tubes immergés dans une galerie, un puits ou un forage) pourraient être envisagés. Un système en boucle ouverte pourrait bénéficier d'un débit d'exploitation potentiellement très important (plusieurs centaines de m³/h).

D'autres dispositifs plus innovants pourraient également être étudiés en fonction des besoins, comme le stockage inter-saisonnier de chaleur et de froid ou des systèmes énergétiques combinés et hybrides (couplage avec des panneaux solaires par exemple).

À l'issue de l'étude du potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain, des **cartes de synthèse ont été produites à l'échelle des 10 collectivités territoriales suivantes : communautés d'agglomération de Longwy, de Metz Métropole, de Thionville et du Val de Fensch, et communautés de communes de l'Audunois, de Briey, de Damvillers Spincourt, du Longuyonnais, d'Orne Moselle et du Pays-Haut Val d'Alzette.**

Ces cartes présentent des classes de potentiel définies à partir des critères pondérés (liés à la profondeur d'accès à la ressource, au type de milieu et à la température des eaux minières) et représentées sous la forme d'un code de couleur.

Le tableau ci-dessous présente la méthodologie appliquée pour le calcul du potentiel géothermique et le code de couleur correspondant aux 6 classes définies.

Thème	Grille regroupée (500 x 500 m)	Classes et notes correspondantes						Pondération
		> 200 m	150 - 200m	100 - 150 m	50 - 100 m	< 50 m	0 m	
Travaux miniers	Classes de profondeur d'accès à la ressource							
	Notes de profondeur moyenne	1	2	3	4	5	6	3
	Classes de type de milieu créé par les travaux miniers			Poreux (effondré)	Vide et poreux (mine)	Vide (non effondré)	Accès existant (galerie, puits)	
	Notes de type de travaux miniers			-5	3	4	15	1
Réservoir ennoyé	Classes de température théorique de l'eau des réservoirs miniers			10 - 12 °C	12 - 14 °C	14 - 16 °C	16 - 18 °C	
	Notes de température moyenne			2	3	4	5	1
Calcul du potentiel	Notes de potentiel géothermique	Note potentiel géothermique = 3 x Note profondeur + Note type de milieu + Note température						

Potentiel géothermique classifié	Notes de potentiel géothermique	2 à 9	10 à 12	13 à 14	15 à 21	22 à 34	35 à 36
	Classes de potentiel géothermique	1	2	3	4	5 (puits existant)	6 (débordement existant)
	Couleur cartographique de la classe						

Tableau 20 : Méthodologie d'évaluation du potentiel géothermique appliquée à la ressource des eaux minières du bassin ferrifère lorrain (source : Vaute, 2017).

Un exemple de carte de potentiel est présenté sur la figure suivante (Figure 69). Outre le potentiel géothermique, cette carte intègre les éléments d'informations suivants :

- la localisation des points d'accès aux réservoirs miniers ;
- les périmètres de protection des captages AEP en vigueur et en projet ;
- les zones soumises à autorisation dans le cadre de la géothermie de minime importance ;
- les zones urbanisées ;
- la limite d'ennoyage des travaux miniers.

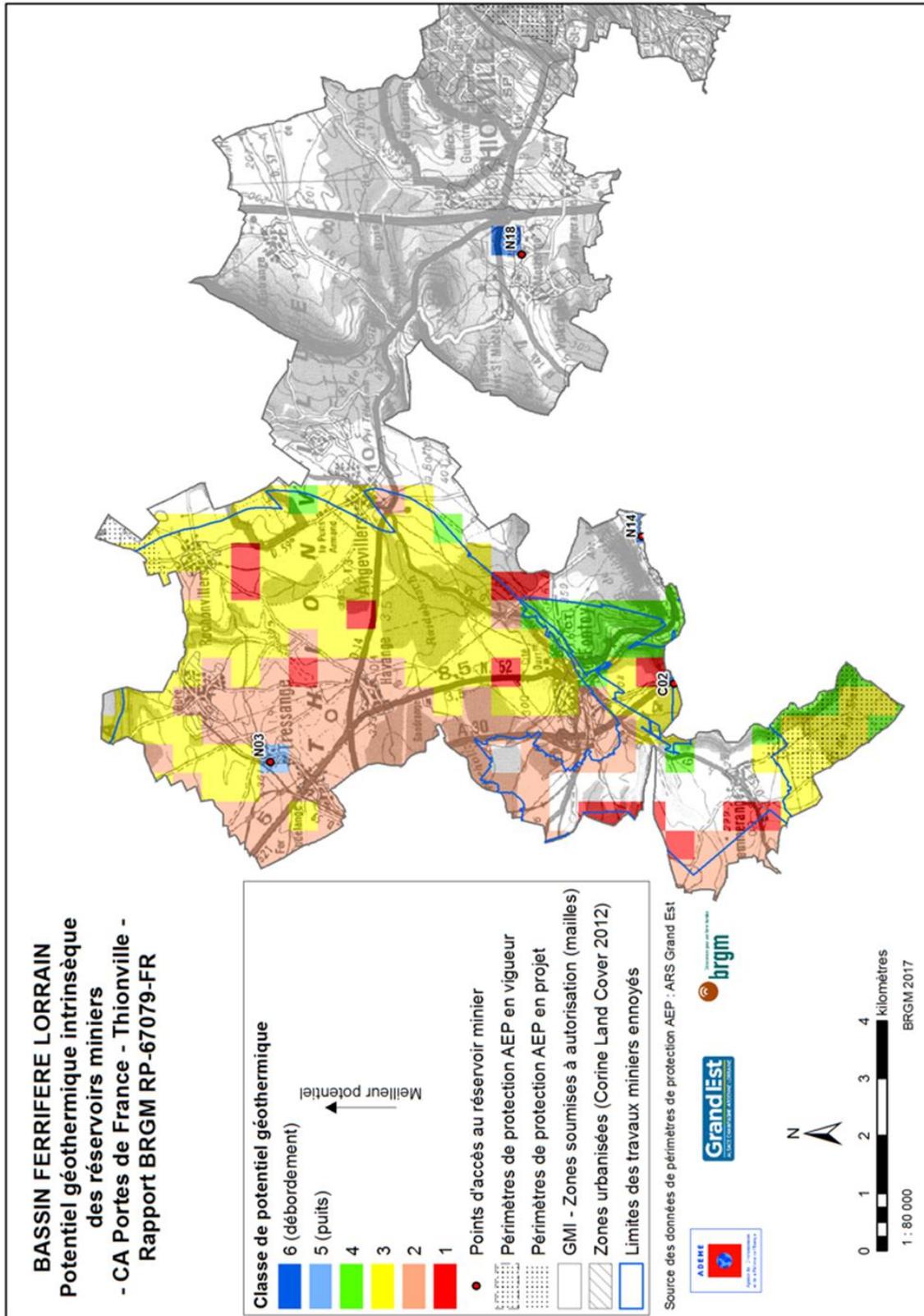


Figure 69 : Exemple de carte de potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain dans le secteur de Thionville (source : Vaute, 2017).

3.3. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES RELATIVES AUX PROJETS DE VALORISATION GÉOTHERMIQUE DES ANCIENS SITES MINIERES FRANÇAIS

En termes de réalisation, le projet de valorisation des eaux minières de Gardanne (13) est, à ce jour, le plus avancé et devrait conduire d'ici fin 2018 à la réalisation d'une opération pilote permettant d'alimenter en chaleur et en froid la ZAC Morandat (65 500 m² de bâtiments dédiés essentiellement à des activités tertiaires et économiques) par un réseau en boucle tempérée.

Étudié initialement suivant un mode d'exploitation conventionnel en doublet géothermique, constitué par deux puits restés accessibles et recoupant les galeries profondes (de l'ordre de 1 000 m) de l'ancienne mine de charbon, ce projet a été pénalisé par la distance de 3 km séparant les deux ouvrages en surface. D'un point de vue technique (pré faisabilité), l'étude a, néanmoins, montré que ce type de dispositif était envisageable selon différentes configurations de production et d'injection, à des débits très importants (jusqu'à 600 m³/h), et en respectant des recommandations relatives aux conditions d'exploitation (liées à la géochimie du fluide) et au choix des matériaux pour l'équipement des puits.

L'étude a ensuite été focalisée sur l'utilisation géothermique du puits Y. Morandat, dont les dimensions (10 m de diamètre, 800 m de hauteur ennoyée) et la température initiale du fluide de 28 °C permettraient de constituer un réservoir de plus de 60 000 m³ d'eau à forte capacité calorifique et de valoriser un stock thermique total (eau et roches encaissantes) évalué à près de 1,3 GWh par saison (hiver/été). Plusieurs variantes portant sur les technologies d'échange de chaleur (boucle ouverte de type PACP, ou boucle fermée selon des techniques en « simple U » ou « double U » ou coaxiale) et sur les options d'aménagement du puits ont été étudiées.

Ces différentes options techniques pourraient être adaptées à d'autres sites suivant des études spécifiques visant à répondre aux besoins thermiques et au contexte local.

L'étude du potentiel des anciennes mines du bassin houiller de Lorraine (2004 - 2008), antérieure à celle de Gardanne (2014 - 2016), a montré qu'un dispositif en doublet (production / réinjection) par l'intermédiaire de deux puits, ou d'un seul à des étages différents, permettrait de valoriser la ressource minière (52 °C à 1 250 m de profondeur) par une production pérenne de chaleur, avec des débits d'exploitation également très importants (600 m³/h), et une température de production évoluant d'environ 33 °C à 37 °C, selon un fonctionnement annuel continu ou cyclique (production hivernale seulement). Cette ressource pourrait potentiellement être valorisée sur les réseaux de chaleur existants de Forbach et de Freyming-Merlebach (57) représentant respectivement 5 000 et 1 300 équivalent-logements (données 2008). Cette étude, effectuée dans le cadre d'un projet européen (INTERREG IIIB Europe du Nord-Ouest), a conduit à la réalisation d'une opération pilote aux Pays-Bas sur le site d'Heerlen en 2006 et 2007 (cf. § 2.2.2), alors que le pilote a été abandonné côté français. Elle a, néanmoins, permis d'acquérir une connaissance précise du contexte géologique et des puits ayant une profondeur supérieure à 800 m accessibles au sein du bassin houiller de Lorraine.

L'étude récente du potentiel des anciennes mines de charbon des Hauts-de-France (2015 - 2017) a permis de déterminer les besoins thermiques des principales communes du Nord (59) et du Pas-de-Calais (62), leur évolution à l'horizon 2050 et l'existence de 28 réseaux de chaleur, et de définir la ressource géothermale potentielle des eaux minières en fonction de l'emprise des travaux miniers, de la profondeur et de la température théorique de la ressource.

Dans ce secteur, l'exploitation potentielle des eaux du bassin houiller est très fortement contrainte par la production résiduelle du gaz de houille qui accompagne l'ennoyage du bassin toujours en cours et qui pourrait se poursuivre, selon les secteurs, sur une très longue période (horizon 2150). La surveillance exercée par l'État et la mission du BRGM/DPSM (cf. § 3.1) et les permis

d'exploitation et de recherche des sociétés exploitant le gaz limitent très fortement l'accès à la ressource géothermale.

Néanmoins, l'étude a montré que la ressource pourrait potentiellement être valorisée au niveau de trois communes (Wallers, Anzin et Quiévreachain) à l'horizon 2020, auxquelles s'ajouteraient quatre autres communes (Raismes, Condé-sur-Escaut, Fresnes-sur-Escaut et Saint-Saulve) à l'horizon 2030, toutes situées à l'est du département du Nord, au nord de Valenciennes. Selon les secteurs considérés, la température du fluide serait de l'ordre de 20 à 30 °C à une profondeur de 550 à 1 050 m.

L'étude concernant les anciennes mines de fer de Lorraine (2014 - 2017) a permis de caractériser 11 réservoirs miniers, dont trois grands réservoirs (sud, centre et nord) représentant une emprise géographique de l'ordre de 100 km². Indépendants d'un point de vue hydraulique, ces réservoirs présentent la particularité d'avoir des niveaux piézométriques très différents d'un réservoir à l'autre, mais pratiquement identiques au sein d'un même réservoir. Un référentiel d'informations cartographiées a été constitué qui comprend les caractéristiques des points d'accès (34) aux réservoirs, les types de milieu créés par les travaux (poreux, vide ou mixte) et les profondeurs du toit des travaux et du niveau piézométrique des réservoirs. Le potentiel de valorisation des eaux minières a été évalué et cartographié pour 10 collectivités territoriales du bassin ferrifère lorrain. La ressource peu profonde (de l'ordre de 300 m au maximum), de type très basse énergie (température comprise entre 10 et 17 °C, selon les secteurs) pourrait être facilement accessible et permettrait de bénéficier de débits d'exploitation potentiellement très importants (plusieurs centaines de m³).

L'analyse globale des quatre projets de valorisation géothermique des anciens sites miniers français n'a pas révélé de véritables verrous techniques, au stade des études de pré faisabilité. Ces études ont permis de définir les réservoirs miniers (emprise géographique, profondeur et température, géochimie des fluides, ouvrages existants) et les contraintes d'accès aux ressources afin de définir les secteurs géographiques *a priori* favorables pour leur exploitation géothermique. Des dispositifs conventionnels (doublet de production / injection) et non conventionnels (stockage de chaud et de froid), sous différentes variantes, ont été proposés. Ils nécessiteraient des études approfondies (faisabilité technico-économique), basées sur des besoins thermiques en surface qui seraient à préciser pour adapter les solutions techniques envisagées.

D'autres anciens sites miniers français pourraient également faire l'objet d'étude de potentiel de valorisation géothermique, comme c'est actuellement le cas pour le bassin minier de Saint-Étienne (42) pour lequel une thèse est en cours.

Dans cette optique, les données de surveillance des anciens sites miniers et les archives minières gérées par le BRGM/DPSM pourraient être exploitées afin d'élargir le spectre géographique des projets.

4. Conclusions et perspectives

Ce projet a permis d'identifier les cas opérationnels de valorisation géothermique des anciennes mines, au niveau européen principalement. Différents systèmes sont utilisés pour exploiter la chaleur de l'eau d'ennoyage des travaux miniers ; ces systèmes sont très proches de ce qui peut être employé en géothermie très basse énergie ou basse énergie sur aquifère. La plupart des systèmes sont basés sur des boucles ouvertes avec réinjection ou non de l'eau pompée dans la mine. La puissance thermique extraite est plus importante comparée aux systèmes utilisant des boucles fermées.

Les différents projets analysés ont montré que l'eau brute de la mine peut directement être utilisée, à condition que cette dernière ne soit pas trop agressive ou chargée en particules d'(oxy-)hydroxyde de fer. Une filtration en amont des échangeurs est souvent nécessaire. Par ailleurs, afin de ne pas colmater les filtres ou échangeurs, il est nécessaire d'éviter, lors de l'exploitation, toute entrée d'oxygène dans le système qui conduirait à la formation de particules d'(oxy-)hydroxyde de fer.

Les systèmes en boucle ouverte sont notamment adaptés dans le cas où il y a déjà un pompage existant pour la gestion de l'eau d'ennoyage de la mine (ce qui réduit notablement les coûts d'installation) avec, suivant la qualité chimique de l'eau, un traitement en surface avant son rejet en rivière et, dans ce cas, il sera préférable de prélever la chaleur avant que l'eau soit mise en contact avec l'oxygène atmosphérique, ou dans le cas de concentrations relativement faibles en fer et de bonne qualité chimique globale, avec rejet sans traitement préalable.

Dans le cas de la réinjection, il est impératif que la capacité géothermique du système à long terme soit évaluée. Si le système est dimensionné uniquement pour le chauffage, la réinjection peut causer, à plus ou moins court terme, une diminution de la température de l'eau de mine, résultant en une diminution de la performance du système. Si le système de pompe à chaleur est réversible et fournit à la fois chauffage et refroidissement, alors la taille du système peut être augmenté comparé à un système utilisé uniquement pour le chauffage. En effet, l'apport de chaleur pendant la saison de refroidissement supplémente l'énergie retirée pendant la saison de chauffage. Cela peut réduire considérablement ou même éliminer la dégradation de la température de l'eau de la mine. À Heerlen, le système mis en place est basé sur le principe de la création, dans la mine, de deux zones bien distinctes : l'une chaude et l'autre froide, afin de limiter la circulation et les mélanges entre ces zones.

L'analyse des anciennes mines en France, principalement les mines de charbon en Lorraine, dans le Nord-Pas-de-Calais et dans le bassin d'Aix-Gardanne, ainsi que les mines de fer de Lorraine, ont montré qu'il y avait un potentiel géothermique, notamment pour les mines dont l'ennoyage est terminé et dans lesquelles il existe encore des accès aux travaux miniers *via* d'anciens puits miniers.

Un premier projet en France verra le jour d'ici fin 2018, avec la réalisation d'une opération pilote à Gardanne, qui bénéficiera d'un système de type PACP permettant d'alimenter en chaleur et en froid la ZAC Morandat (65 500 m² de bâtiments dédiés essentiellement à des activités tertiaires et économiques) par un réseau en boucle tempérée, avec du stockage de chaud en été et de froid en hiver, dans un ancien puits minier (puits Y. Morandat).

D'autres projets pourraient voir le jour, notamment dans les bassins houiller et ferrifère lorrains qui sont de bons « candidats » potentiels avec, encore, des accès possibles aux travaux miniers et des volumes d'eau mobilisables relativement conséquents. Ces projets peuvent concerner aussi bien l'exploitation de l'énergie thermique des mines que le stockage thermique avec réversibilité du système.

5. Bibliographie

Bailey M.T., Moorhouse A.M.L., Watsdon I. (2013) - Heat Extraction from Hypersaline Mine Water at the Dawdon Mine Water Treatment Site. Mine Closure 2013 — A.B. Fourie and M. Tibbett (eds)

Banks D., Athresh A., Al-Habaibeh A., Burnside N. (2017) - Water from abandoned mines as a heat source: practical experiences of open- and closed-loop strategies, United Kingdom. Sustain. Water Resour. Manag. DOI 10.1007/s40899-017-0094-7.

Banks D., Steven J.K., Berry J., Burnside N., Boyce A.J. (2017) - A combined pumping test and heat extraction/recirculation trial in an abandoned haematite ore mine shaft, Egremont, Cumbria, UK. Sustain. Water Resour. Manag. DOI 10.1007/s40899-017-0165-9.

Barchi P., Cartannaz C., Fourniguet G. (2008) - Projet MINEWATER - Géologie du Bassin houiller lorrain et potentialité géothermique. BRGM/RP-56096-FR, 53 p., 25 fig., 2 ann.

BINE-Projektinfo 13/2013 - Detailed information on energy research.

Bracke R., Bussman G. (2015) - Heat-Storage in Deep Hard Coal Mining Infrastructures. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.

Cartannaz C. (2008) - Projet MINEWATER - Géologie du réservoir minier du Bassin houiller lorrain (puits Vouters 2 et Simon 5). BRGM/RP-56257-FR, 49 p., 21 fig., 4 ann.

Cartannaz C., Fourniguet G. (2008) - Projet MINEWATER - Descriptif des puits (profondeur supérieure à 800 m) du Bassin houiller lorrain appliqué à la préfaisabilité géothermique. BRGM/RP-56096-FR, 67 p., 29 fig., 3 ann.

Collon P., Steckiewicz-Laurent W., Pellerin J., Laurent G., Caumon G., Reichart G., Vaute L. (2015) - 3D geomodelling combining implicit surfaces and Voronoi-based remeshing : A case study in the Lorraine Coal Basin (France) - Computer & Geosciences 77, pp 29-43.

Fabriol R. (2008) - Projet MINEWATER - Étude de préfaisabilité - Chime de l'eau dans le Bassin houiller lorrain. BRGM/RP-56907-FR, 48 p., 7 fig., 10 tab., 3 ann.

Gzyl G., Banks D., Younger P-L., Glodniok M., Burnside N., Garzon B., Skalny A. (2016) - Low Carbon After-Life - overview and first results of project LoCAL. Proceedings IMWA 2016, Freiberg/Germany | Drebenstedt, Carsten, Paul, Michael (eds.) | Mining Meets Water – Conflicts and Solutions

Hall A., Ashley Scott J., Shang H. (2011) - Geothermal energy recovery from underground mines. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 916-924.

Hamm V., Bazarghan-Sabet B. (2008) - Projet MINEWATER - Étude de préfaisabilité – Modélisation hydrodynamique et thermique du réservoir ennoyé du Bassin houiller lorrain. BRGM/RP-56385-FR, 61 p., 22 fig., 1 tab., 4 ann.

Hamm V., Bazarghan-Sabet B. (2010) - Modelling of fluid flow and heat transfer to assess the geothermal potential of a flooded coal mine in Lorraine, France. Geothermics 39 (2010) 177-186.

Hamm V., Garnier F., Ignatiadis I., avec la collaboration de Courrioux G., Dheilly A., Gilbert R., Thiéry D. (2014) - Étude de la caractérisation de l'eau de mine de Gardanne en tant que ressource géothermique et de sa valorisation pour le chauffage ou la climatisation d'un pôle d'activité. Rapport final. BRGM/RP-63559-FR, 91 p., 61 fig., 3 tabl., 1 ann.

Janson E., Gzyl G., Glodniok M., Marowska M. (2017) - Use of Geothermal Heat of Mine Waters in Upper Silesian Coal Basin, Southern Poland - Possibilities and Impediments. Mine Water and Circular Economy, IMWA 2017.

Jardon S., Ordonez A., Alvarez R., Cienfuegos P., Loredó J. (2013) - Mine Water for Energy and Water Supply in the Central Coal Basin of Asturias (Spain) - Mine Water Environ (2013) 32:139–151. DOI 10.1007/s10230-013-0224-x

Klinger C., Eckart M., Charmoille A., Le Gal N., Bueno J., Gzyl G., Kura K., Garzon B. (2013) - European Commission - Research Fund for Coal and Steel - Flooding management for underground coal mines considering regional mining networks (Flominet). Final report EUR 25905 EN.

Lesueur (2016) - Utilisation géothermique du puits Yvon Morandat - Gardanne. Rapport final. BRGM/RP-65723-FR, 218 p., 104 fig., 26 tabl., 5 ann.

Lorendo C., Ordonez A., Garcia-Ordiales E., Alvarez R., Roqueni N., Cienfuegos P., Pena A., Burnside N.M. (2017) - Hydrochemical characterization of a mine water geothermal energy resource in NW Spain. Science of the Total Environment 576 (2017) 59-69.

Louart J. (BRGM), Louart O. (EGEE), Beckelynck J. (EGEE), Bonduelle A. (E&E) et Delacroix D. (E&E) (2016) - Recueil de données pour l'étude du potentiel de la géothermie basse énergie et du potentiel des eaux de mines en Nord-Pas de Calais. Rapport final. BRGM/RC-65992-FR, 121 p., 50 ill., 8 tabl., 6 ann.

Louart J. (BRGM), Louart O. (EGEE), Delacroix D. (E&E), Beckelynck J. (EGEE) (2017) - Potentiel géothermique basse énergie sur aquifères profonds et sur eaux de mines en région Hauts-de-France. Rapport final. BRGM/RC-66768-FR, tomes 1, 2 et 3.

Parkhurst D.L. et Appello C.A.J. (1999) - User's Guide to Phreeqc (version 2) – A Computer Program for Speciation, Batch-Reaction, One Dimensional Transport and Inverse Geochemical Calculation USGS. Water-Resources Investigations Report 99-4259 312.

Pla R., avec la collaboration de Baillet J., Koeberle N., Langlois J., Lemal S., Nedellec J.L., Mauroux B., Sabourault Ph., Souadi T., Roger G., Vuidart I. (2017) - Rapport Annuel d'Activité DPSM - Année 2016 - Rapport BRGM/RP-67015-FR, 290 p., 236 ill., 4 ann.

Poulard F., Gombert P., Didier C., Chevrel S., Bellenfant G., Cottar F. (2017) - Fermeture, reconversion et gestion de l'après-mine. Collection « La mine en France ». Tome 7, 67 p., 33 fig., 2 ann.

Ramos E., Breede K., Falcone G. (2014) - Geothermal heat recovery from abandoned mines: a systematic review of projects implemented worldwide and a methodology for screening new projects. Environ Earth Sci. DOI 10.1007/s12665-015-4285-y.

Raymond J., Therrien R. (2008) - Low-temperature geothermal potential of the flooded Gaspé Mines, Quebec, Canada. Geothermics 37 (2008) 189-210.

Raymond J., Therrien R. (2014) - Optimizing the design of a geothermal district heating and cooling system located at a flooded mine in Canada. Hydrogeology Journal (2014) 22: 217-231.

Rode A., Liesch T., Goldscheider N. (2015) - Open-loop geothermal heating by combined extraction–injection one-well systems: A feasibility study. *Geothermics* 56 (2015) 110-118.

Rodriguez R., Diaz M. (2009) - Analysis of the utilization of mine galleries as geothermal heat exchangers by means a semi-empirical prediction method. *Renewable Energy* 34 (2009) 1716-1725.

Thien Leonhard (2015) - Geothermal Re-use of Coal Mining Infrastructures and Mine Water in Hard Coal Mining in the Ruhr Area/Germany. *Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.*

Thiéry D. (1990) - MARTHE. Modélisation d'Aquifères par maillage Rectangulaires en régime Transitoire pour le calcul Hydrodynamique des Écoulements (version 4.3). *Rapport BRGM 4S/EAU R32210, 193 p.*

Vaute L., Fourniguet G., Giugliaris E., Loredo C., Demangeon G. (2017) - Étude du potentiel géothermique du bassin ferrifère lorrain. *Rapport BRGM/RP-67079-FR, 45 p., 13 ill., 5 ann.*

Verhoeven R., Willems E., Harcouet-Menou V., De Boever E., Hiddes L., Veld P., Demollin E. (2014) - Minewater 2.0 project in Heerlen the Netherlands: transformation of a geothermal mine water pilot project into a full scale hybrid sustainable energy infrastructure for heating and cooling. *Energy Procedia* 46 (2014) 58-67.

Verhoeven R., Eijndems H., Wenmeckers M., Harcouet-Menou V. (2016) - Update (Geo-) Thermal Smart Grid Mijnwater Heerlen. *European Geothermal Congress 2016, Strasbourg, France, 19-24 Sept 2016.*

Vuidart I. (2017) - Référentiel métier de vocabulaire relatif à la gestion des risques miniers applicable au sein du DPSM. *Rapport BRGM/RP-67463-FR, 77 p., 1 fig., 8 ann.*

Watzlaf G., Ackman T. (2006) - Underground Mine Water for Heating and Cooling using Geothermal Heat Pump Systems. *Mine Water and the Environment* (2006) 25: 1-14 © IMWA Springer-Verlag 2006.

Wieber G., Pohl S. (2008) - Mine Water: A Source of Geothermal Energy - Examples from the Rhenish Massif. *Proceedings of the 10th International Mine Water Association Congress – Mine Water and the Environment, Karlsbad, Czech Republic, 113-116.*

Wiktor-Sulkowska A. (2016) - Renewable energy sources (RES): alternative possibilities, which could be implemented in Poland. *E3S Web of Conferences* 10, 00102, SEED 2016. DOI: 10.1051/e3sconf/20161000102.



Centre scientifique et technique
Direction des Géoressources
3, avenue Claude-Guillemin
BP 36009 – 45060 Orléans Cedex 2 – France – Tél. : 02 38 64 34 34
www.brgm.fr