



Wallonie



# Détermination du potentiel géothermique des anciennes mines désaffectées en Wallonie

Juin 2020

Etude réalisée par le VITO et consortium pour le compte du SPW Energie :





---

**SOMMAIRE**

<b>SOMMAIRE</b>	<b>I</b>
<b>Liste des Figures</b>	<b>IV</b>
<b>Liste des Tableaux</b>	<b>VI</b>
<b>Liste D'ABREVIATIONS</b>	<b>VII</b>
<b>CHAPITRE 1 Introduction</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE 2 : Réalisation d'un Benchmarking Européen</b>	<b>3</b>
2.1. <i>Objectif</i>	3
2.2. <i>Introduction</i>	3
2.3. <i>Types de systèmes utilisant l'eau des mines</i>	4
2.3.1. Systèmes à boucle ouverte avec décharge de l'eau utilisée dans les eaux de surface	4
2.3.2. Systèmes à boucle ouverte avec réinjection	5
2.3.3. Systèmes à boucle fermée	6
2.3.4. Systèmes "puits à colonne permanente"	7
2.4. <i>Projets de démonstration et de recherche récents et Initiatives Européennes dans le domaine de l'eau des mines</i>	8
2.4.1. LoCAL (Juillet 2014-juillet 2017)	8
2.4.2. D2GRIDS (2018-2021)	9
2.5. <i>Inventaire en Europe</i>	10
2.5.1. Projets existants	10
2.5.2. Futurs projets en Europe: Le projet D2GRIDS	26
2.5.3. Meilleures pratiques et applications potentielles en Wallonie	31
<b>CHAPITRE 3 Identification des sites miniers caractéristiques favorables au développement de la géothermie basse énergie</b>	<b>33</b>
3.1. <i>Objectif</i>	33
3.2. <i>Paramètres clé</i>	33
3.3. <i>Méthodologie</i>	33
3.4. <i>Bassins houillers wallons</i>	34
3.5. <i>Données utilisées</i>	34
3.6. <i>Acquisition des proxy's</i>	36
3.7. <i>Calcul du potentiel</i>	37
3.8. <i>Résultats</i>	37
3.8.1. Profondeurs minimales d'exploitation	38
3.8.2. Profondeurs maximales d'exploitation	40
3.8.3. Nombre de veines exploitées	43
3.8.4. Potentiel géothermique des anciennes mines	45

<b>CHAPITRE 4</b>	<b>Evaluation du potentiel géothermique de ces anciennes mines de charbon sur le plan qualitatif et quantitatif</b>	<b>49</b>
4.1.	<i>Objectif</i>	49
4.2.	<i>Description de la tâche</i>	49
4.3.	<i>Validation de la méthodologie: comparaison entre les mines de wallonne et les mines des concessions on d'Heerlen</i>	49
4.3.1.	Données de production versus données modélisées	50
4.3.2.	Profondeur minimale d'exploitation	50
4.3.3.	Profondeur maximale d'exploitation	51
4.3.4.	Nombre de veines de charbon	52
4.3.5.	Proxy du potentiel géothermique	53
4.3.6.	Comparaison des données tirées des cartes de la région wallonne et de celles de la région d'Heerlen	54
4.3.7.	Volume ouvert des mines	55
4.3.8.	Capacité géothermique des réservoirs	56
4.3.9.	Remarques	57
4.3.10.	Conclusions	58
4.4.	<i>Détermination du potentiel "site"</i>	59
4.4.1.	Bassin du Couchant de Mons	59
4.4.2.	Bassin du Centre	60
4.4.3.	Bassin de Charleroi	61
4.4.4.	Bassin de Liège	62
<b>CHAPITRE 5</b>	<b>Détermination de la compatibilité entre le potentiel estimé et la demande en surface</b>	<b>65</b>
5.1.	<i>Objectif</i>	65
5.2.	<i>Consultation des acteurs/décideurs locaux</i>	65
5.2.1.	Mons	66
5.2.2.	Charleroi	66
5.2.3.	Liège	69
5.3.	<i>Conclusions concernant la compatibilité entre le potentiel géothermique estimé et la demande en surface</i>	70
<b>CHAPITRE 6</b>	<b>Détermination des impacts significatifs sur l'environnement, les interactions avec les sécurisations minière existantes et les éventuels risques de nature juridique</b>	<b>76</b>
6.1.	<i>Objectif</i>	76
6.2.	<i>Risques de nature juridique</i>	76
6.2.1.	Législation environnementale	77
6.2.2.	législation urbanistique	82
6.2.3.	Législation minière	82
6.2.4.	Législation relative à l'eau et aux cours d'eau	84
6.2.5.	Législation relative à la nature	85
6.2.6.	Législation relative aux sols et sous-sols, et gestion des terres excavées	87
6.2.7.	Conclusion	88
6.3.	<i>Sécurisations minières et interférences possibles avec la géothermie</i>	89
6.4.	<i>Impacts environnementaux prévisibles</i>	89

6.4.1.	Méthodologie _____	90
6.4.2.	Composantes du projet-pilote _____	92
6.4.3.	Evaluation _____	93
6.5.	<i>Conclusion</i>	100
<b>CHAPITRE 7</b>	<b>Modélisation d'un business plan d'un projet pilote en Wallonie _____</b>	<b>101</b>
7.1.	<i>Objectif</i>	101
7.2.	<i>Introduction</i>	101
7.3.	<i>Etude de cas de l'expérience d'Heerlen</i>	102
7.3.1.	Evolution du projet _____	102
7.3.2.	Réplicabilité _____	102
7.4.	<i>Business plan pour un projet générique en Wallonie</i>	103
7.4.1.	modèle de coûts d'un projet géothermique minière _____	103
7.4.2.	Illustration des coûts d'un projet de géothermie minière _____	103
7.4.3.	Application au projet pilote générique _____	104
<b>CHAPITRE 8</b>	<b>Proposition d'un plan d'actions concret pour promouvoir le développement durable de cette filière en Wallonie _____</b>	<b>108</b>
8.1.	<i>Objectif</i>	108
8.2.	<i>Bénéfices sociétaux</i>	108
8.2.1.	Bénéfices attendus _____	108
8.2.2.	Illustration du cas d'Heerlen _____	109
8.3.	<i>Financement et risques associés</i>	109
8.3.1.	Exemple d'Heerlen _____	109
8.3.2.	Projet pilote en Wallonie _____	110
8.4.	<i>Risques environnementaux</i>	111
8.5.	<i>Risques techniques</i>	111
8.5.1.	Ressource humaine _____	111
8.5.2.	Accès à la ressource et connectivité du réservoir _____	111
8.5.3.	Fonctionnement et pérennité du système _____	111
8.6.	<i>Leçons tirées du projet d'Heerlen</i>	112
8.7.	<i>Plan d'actions</i>	113
8.7.1.	Vers des réseaux urbains de chaleur et de froid de 5e génération (5G DHC) _____	113
8.7.2.	Principe des réseaux 5DGCH _____	113
8.7.3.	Les étapes _____	114
<b>CHAPITRE 9</b>	<b>Conclusions _____</b>	<b>118</b>
<b>Références</b>	_____	<b>120</b>

## LISTE DES FIGURES

Figure 1: Système à boucle ouvert avec décharge en surface (extrait de Banks et al., 2019).	4
Figure 2: Système à boucle ouverte avec réinjection (extrait de Banks et al., 2019).	5
Figure 3: Système à boucle fermée avec échangeur dans un puits de la mine (extrait de Banks et al., 2019).	6
Figure 4: Système à boucle fermée avec échangeur dans le bassin en surface (extrait de Banks et al., 2019).	7
Figure 5: Système de puits à colonne permanente (extrait de Banks et al., 2019).	8
Figure 6: Schéma du projet. Hiver (mode chauffage) .	17
Figure 7: Schéma du projet. Eté (mode refroidissement) .	18
Figure 8: Logements utilisant l'eau des mines pour le chauffage.	22
Figure 9: Tuyauterie isolée dédiée au réseau de chauffage, avec le système de back-up constitué d'une chaudière à gaz.	22
Figure 10: Accumulation de dépôts (scaling) dans les canalisations après dix ans. Le nettoyage périodique permet désormais de maintenir les débits.	23
Figure 11: Puits de production.	24
Figure 12: Echangeur de chaleur, montrant l'évaporateur pour l'échange de chaleur (bronze); le compresseur électrique (bleu) et condensateur (noir).	24
Figure 13: Crédit photo : Afin de minimiser les désagréments pendant la journée, la deuxième installation de Mijnwater B.V. a été placée dans la nuit du jeudi 23 au vendredi 24 avril 2020. © Mijnwater B.V.	28
Figure 14 : Coupe minière N-S à 4600 m à l'Ouest du Beffroi de Mons (Bassin du Couchant de Mons) - Copyright SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie – 000012	35
Figure 15 : Coupe minière N-S à 15200 m à l'Est du Beffroi de Mons (Bassin du Centre) - Copyright SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie – 000012	35
Figure 16 : Coupe minière N-S à 18100 m à l'Est du Beffroi de Mons (Bassin du Centre) - Copyright SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie – 000012	36
Figure 17 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin du Couchant de Mons	38
Figure 18 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin du Centre	39
Figure 19 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin de Charleroi	39
Figure 20 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin de Liège	40
Figure 21 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin du Couchant de Mons	41
Figure 22 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin du Centre	41
Figure 23 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin de Charleroi.	42
Figure 24 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin de Liège.	42
Figure 25 : Nombre de veines exploitées – Bassin du Couchant de Mons.	43
Figure 26 : Nombre de veines exploitées – Bassin du Centre.	44
Figure 27 : Nombre de veines exploitées – Bassin de Charleroi.	44
Figure 28 : Nombre de veines exploitées – Bassin de Liège.	45
Figure 29 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin du Couchant de Mons.	46
Figure 30 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin du Centre.	46
Figure 31 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin de Charleroi.	47
Figure 32 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin de Liège.	47
Figure 33 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin de Heerlen.	51
Figure 34 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin de Heerlen.	52
Figure 35 : Nombre de veines exploitées – Bassin de Heerlen.	53
Figure 36 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin de Heerlen.	54

---

Figure 37 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines superposé aux galeries et puits de mines – Bassin de Heerlen. _____	58
Figure 38 : Détermination du potentiel "site" - schéma conceptuel. _____	59
Figure 39 : Potentiel "site" de la géothermie des eaux des mines – Bassin du Couchant de Mons. _____	60
Figure 40 : Potentiel "site" de la géothermie des eaux des mines – Bassin du Centre. _____	61
Figure 41 : Potentiel "site" de la géothermie des eaux des mines – Bassin de Charleroi. _____	62
Figure 42 : Potentiel "site" de la géothermie des eaux des mines – Bassin de Liège. _____	63
Figure 43 : Localisation des reseaux de chaleur et de sites potentiellement intégrables dans un réseau de chaleur alimenté par la géothermie des eaux des mines (source des données: IGRETEC & Ville de Charleroi). _____	67
Figure 44 : Zone campus disposant déjà d'un reseau de chaleur propre qui n'est plus actif mais est en état de fonctionnement moyennant des investissements légers (source: Ville de Charleroi). _____	68
Figure 45: Sites proposés par la SPI juxtaposés à la carte de potentiel pour la région de Liège. _____	70
Figure 46 : Système à boucle ouverte avec réinjection (extrait de Banks et al., 2019). _____	93
Figure 47: Représentation circulaire d'un système 5GDHC incluant le stockage saisonnier utilisant les mines. Modifié d'après Boetsen et al. (2019). _____	114
Figure 48: Plan d'actions du projet pilote à la vision 5GDHC _____	119

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Résumé des projets d'utilisation de l'eau des mines (en opération) d'après Brake et al. (2015) + recherche bibliographique. ....	12
Tableau 2: Résumé des avantages et inconvénients des différents types de systèmes d'utilisation d'eau des mines à des fins géothermiques. ....	26
Tableau 3 : Total des points mesurés et des veines comptabilisées.....	37
Tableau 4 : Total des points mesurés et des veines comptabilisées (sans doublons) .....	37
Tableau 5 : Nombre de veines et profondeurs maximales d'exploitation (en altitude absolue) relevées en un point de mesure .....	38
Tableau 6 : Total des points mesurés et des veines comptabilisées (sans doublons) et nombre de veines et profondeurs maximales d'exploitation (en altitude absolue) relevées en un point de mesure.....	50
Tableau 7 : Comparaison entre les données de production et les données du modèle.....	50
Tableau 8 : Comparaison entre les mines de la Région Wallon et de Heerlen. ....	54
Tableau 9 : Comparaison entre les différents volumes de la Wallonie et de Heerlen (NVMC : volume net des veines exploitées, BVMC : volume brut des veines exploitées, OVMC : volume ouvert des veines exploitées, OIV : volume d'infrastructure ouvert, TOV : volume ouvert total). ....	56
Tableau 10 : Comparaison entre la capacité thermique des différents bassins de la Wallonie et celle des mines ON en Heerlen. ....	57
Tableau 11: Résumé des zones considérées comme intéressantes en se basant sur les consultations avec les acteurs régionaux. ....	72
Tableau 12 : Rubriques de permis d'environnement relatives au forage .....	78
Tableau 13 : Rubriques de permis d'environnement relatives à la prise d'eau souterraine .....	78
Tableau 14 : Rubriques de permis d'environnement relatives à la prise d'eau souterraine .....	79
Tableau 15 : Rubriques de permis d'environnement relatives à la production de chaleur et de froid .....	80
Tableau 16 : Rubriques de permis d'environnement relatives à la distribution de chaleur et de froid .....	81
Tableau 17 : Législation relative aux mines, carrières et terrils (Source : SPW) .....	82
Tableau 18 : Législation relative aux dépendances des mines (Source : SPW) .....	84
Tableau 19 : Échelles d'évaluation .....	90
Tableau 20 : Thématiques environnementales et critères environnementaux utilisés dans les fiches d'évaluation .....	92
Tableau 21: CAPEX pour un projet d'eau des mines, exemple d'Heerlen et hypothèses de calcul en cas d'application à un projet pilote générique en Wallonie en zone de type greenfield ou en contexte urbain. ....	104
Tableau 22: Résumé des coûts des études initiales et investissements (CAPEX) estimés pour un projet d'eau des mines générique en Wallonie. ....	107
Tableau 23: Sources et utilisations de fonds sur la période 2013 à 2019 .....	110

## LISTE D'ABREVIATIONS

AGW	Arrêté du Gouvernement wallon
AWAC	Agence wallonne de l'Air et du Climat
CAES	Compressed Air Energy Storage
CE	Commission européenne
CI	Conditions intégrales
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
CS	Conditions sectorielles
CoDT	Code de Développement Territorial
	SPW – Mobilité et Infrastructures
	SPW – Mobilité et Infrastructures
SPW-ARNE	<b>Service public de Wallonie- Agriculture Ressources Naturelles Environnement</b>
SPW-TLPE	<b>Service public de Wallonie - Territoire Logement Patrimoine Energie</b>
DNF	Département de la Nature et des Forêts du SPW – ARNE
DPA	Département des Permis et Autorisations du SPW - ARNE
DPD	Direction de la Politique des Déchets du Département du Sol et des Déchets du SPW - ARNE
DPP	Direction de la Prévention des Pollutions du Département de l'Environnement et de l'Eau du SPW -ARNE
DPS	Direction de la Protection des Sols du Département du Sol et des Déchets du SPW - ARNE
RIGM	Direction des Risques industriels, géologiques et miniers du Département de l'Environnement et de l'Eau du SPW - ARNE
E-H	Équivalent-habitant
EIE	Étude d'Incidences sur l'Environnement
PE	Permis d'environnement
RW	Wallonie
SPGE	Société publique de gestion des eaux
SPW	Service Public de Wallonie
SWDE	Société wallonne de distribution des eaux
UE	Union européenne



## CHAPITRE 1 INTRODUCTION

---

Le présent marché s'inscrit dans la politique énergétique de la Wallonie qui vise à promouvoir et développer des énergies renouvelables et durables (énergie solaire, éolienne, hydroélectricité, géothermie, biomasse...).

En effet, la Wallonie, tout comme l'ensemble des pays et régions du monde, doit orienter sa politique énergétique vers une diminution drastique de l'utilisation des énergies fossiles et du rejet associé de gaz à effet de serre. Ce changement s'inscrit d'une part dans le cadre des accords de Paris (COP21) et son implémentation avec les accords de la COP23 et d'autre part dans le Plan wallon énergie climat (PWEC) à l'horizon 2030 où les objectifs wallons en termes de chaleur sont très ambitieux (14233 GWh). En particulier, les régions doivent décarboner les secteurs du chauffage et de la climatisation d'ici 2050. Ce qui implique que les combustibles fossiles seront remplacés par des sources renouvelables à grande échelle.

Dans ce contexte, l'une des solutions envisageables pour sécuriser l'approvisionnement en énergie et réduire l'impact environnemental et climatique du chauffage et du refroidissement est le développement de systèmes énergétiques utilisant la géothermie.

Les zones urbaines manquent de possibilités spatiales pour couvrir les besoins en énergie localement. En outre, de nombreuses sources renouvelables présentent un caractère fluctuant. Il existe donc un besoin important de flexibilité de l'énergie dans le temps et dans l'espace. Les réseaux thermiques de chauffage et de refroidissement urbains peuvent satisfaire ses besoins. Ces réseaux doivent être connectés à de grandes installations de stockage. En Europe des centaines de mines de charbon abandonnées peuvent être utilisées. Les réservoirs de la mine peuvent amortir d'importants flux d'énergie grâce à une analyse de rentabilisation concurrentielle. Cependant à ce jour, il y a encore peu d'expérience sur cette technologie et l'expertise est concentrée dans le Nord-Ouest de l'Europe.

L'expérience acquise dans l'exploitation des réservoirs existants doit être élargie et adaptée à différentes circonstances. La technique est encore appliquée à petite échelle. Le caractère innovant s'accompagne de risques au démarrage à couvrir par le biais de financement. Le financement minier Interreg IIIb et Lowex a permis de mener à bien un projet pilote à Heerlen. Heerlen est en train de porter le réseau existant de 175 000 m<sup>2</sup> à 2 000 000 m<sup>2</sup> desservis. Dans le passé, l'accent était mis sur les bâtiments commerciaux, et s'oriente peu à peu vers le logement. Dans la région de la Ruhr, des pilotes démarrent. Dans d'autres régions, il n'y a pas encore de projets d'utilisation des eaux de mine à grande échelle alors que 5% des habitants de l'Europe du Nord-Ouest vivent au-dessus d'anciennes mines.

Dans le futur, les bâtiments connectés à des réservoirs d'eau de mine seront 100% exempts de combustibles fossiles, grâce à des économies d'énergie de 30 à 40% dans la chaîne d'approvisionnement et à l'application de pompes à chaleur à l'électricité verte. Le concept d'eau de mine est basé sur le chauffage à basse température et le refroidissement à haute température. Il est basé sur la demande. Il récupère et stocke les flux d'énergie de retour provenant du chauffage et de la climatisation. Le réseau d'eaux minières est organisé en une structure de type cluster dans laquelle les consommateurs peuvent devenir des producteurs potentiels (s'ils ont besoin de chauffage, ils

fournissent un refroidissement au réseau et inversement). Cela nécessite du matériel et des structures organisationnelles pour les échanges d'énergie bidirectionnels entre les consommateurs et les gestionnaires de réseau.

L'utilisation de l'eau des mines à des fins géothermiques, qui pourrait ici être décrite comme géothermie de moyenne température, est donc un procédé moins classique que la géothermie classique (utilisant des puits ciblant des aquifères en systèmes ouverts ou fermés) mais qui peut s'avérer très bénéfique dans le cadre de projet de chauffage urbain et climatisation.

Les nombreuses mines de charbon désaffectées ennoyées, héritage du passé houiller, en Wallonie pourraient présenter un potentiel de valorisation énergétique intéressant au niveau régional. De plus, l'intérêt de l'utilisation de la géothermie associée à l'eau contenue dans les anciens charbonnages est multiple. Outre le fait qu'un projet d'utilisation de l'eau des mines en Wallonie constituerait une expérience dans le domaine de la transition énergétique, il s'agit aussi d'un exercice de transformation socio-économique d'une ancienne région minière en une communauté axée sur l'innovation et des technologies propres.

Si le potentiel géothermique des anciens charbonnages est prouvé par le présent projet, il y aura donc un potentiel bénéfique sociétal pour la Wallonie qui s'ajoutera au bénéfique réalisable en termes purement énergétiques. Il ne s'agira pas uniquement d'alimenter des quartiers en énergie verte mais aussi de redonner un aspect durable aux anciennes mines de charbon.

Techniquement, l'eau des anciennes mines pourrait être utilisée pour répondre aux besoins énergétiques futurs, non seulement pour chauffer des bâtiments mais aussi pour le refroidissement lorsque cela s'avère nécessaire. En se basant sur l'expérience de Mijwater B.V., acteur impliqué dans le projet d'Heerlen aux Pays-Bas, la mission mettra en exergue les avantages d'une telle approche sur le plan de l'environnement et de l'emploi.

La demande du SPW-Energie consiste donc à déterminer le potentiel géothermique des anciennes mines désaffectées en Wallonie et à proposer un plan d'actions concret pour promouvoir le développement durable de cette filière dans la région.

L'objectif de l'étude est d'analyser différents éléments d'approche :

1. Réalisation d'un benchmarking européen
2. Identification des sites miniers favorables en Wallonie
3. Evaluation du potentiel géothermique de ces anciennes mines de charbon
4. Détermination de la compatibilité entre le potentiel déterminé et la demande en surface
5. Détermination des risques sur l'environnement, les interactions avec les sécurisations minière existantes et les éventuels risques de nature juridique
6. Modélisation d'un business plan chiffré d'un projet pilote en Wallonie
7. Proposition d'un plan d'actions concret pour promouvoir le développement durable de cette filière en Wallonie

## CHAPITRE 2 : REALISATION D'UN BENCHMARKING EUROPEEN

---

### 2.1. OBJECTIF

L'objectif de la tâche 1 est de réaliser un benchmarking européen des projets de types géothermie basée sur l'utilisation de l'eau des mines.

### 2.2. INTRODUCTION

L'eau de mine peut être utilisée à la fois pour le chauffage, le refroidissement et le stockage d'énergie thermique. Compte tenu des larges volumes, jusqu'à plusieurs millions de m<sup>3</sup> d'eau, contenus dans les mines souterraines inondées, l'eau des mines représente une énorme ressource thermique et de stockage. La température de la ressource dans les mines est principalement fonction de la profondeur des travaux miniers.

Le concept d'utilisation de mines comme source de chauffage et de refroidissement est largement reconnu et a été examiné par de nombreux auteurs (Banks et al. 2003, 2004; Watzlaf & Ackman 2006; Banks et al. 2009, Hall et al. 2011; Preene & Younger 2014; Ramos et al. 2015 and Bracke & Bussmann, 2015, Banks 2016, Ferket et al., 2011; Verhoeven et al., 2014).

L'eau des mines abandonnées peut notamment servir de source de chaleur pour alimenter des pompes à chaleur. Ainsi, les mines peuvent fournir du chauffage et du refroidissement pour des ménages individuels ou alimenter un réseau de chauffage urbain, selon la capacité spécifique de chaque site. Ce concept présentant de nombreux avantages tant sur le plan de son efficacité, de sa rentabilité et de ses bénéfices environnementaux n'est pourtant pas encore développé de façon systématique dans les anciennes régions minières.

En Europe, les deux plus importants projets dans ce domaine sont à ce jour en opération aux Pays-Bas et en Espagne. Un système de chauffage/refroidissement et stockage thermique basé sur l'utilisation de l'eau des mines est en opération à grande échelle à Heerlen, aux Pays-Bas (Mijnwater Project, 2008; Ferket et al., 2011; Verhoeven et al., 2014). A plus petite échelle, le concept est appliqué à Mieres, dans le nord de l'Espagne (Loredo et al., 2011; Ordóñez et al., 2012; Jardón et al., 2013) pour le chauffage et le refroidissement d'un hôpital. Divers projets pilotes ont déjà été mis en œuvre à petite échelle dans d'autres localités afin d'étudier le potentiel de l'utilisation d'eau des mines et de nouveaux projets sont en cours d'étude et de réalisation à des stades plus ou moins avancés.

Le présent document décrit les principaux projets en Europe utilisant l'eau des anciennes mines, il démontre les différents usages actuels et donne un inventaire des projets futures en se basant sur des données recueillies dans la littérature et en se basant sur les projets auxquels VITO et Mijnwater prennent part actuellement. Divers paramètres sont présentés pour chaque projet, afin de permettre leur caractérisation et leur classification (type de système, application, température de la ressource...).

## 2.3. TYPES DE SYSTEMES UTILISANT L'EAU DES MINES

### 2.3.1. SYSTEMES A BOUCLE OUVERTE AVEC DECHARGE DE L'EAU UTILISEE DANS LES EAUX DE SURFACE

Dans le cas de systèmes dits ouverts, l'eau de la mine est extraite d'une mine inondée via un ou plusieurs puits et passe directement à travers une pompe à chaleur ou (plus généralement) un échangeur de chaleur (couplé à une pompe à chaleur). Après échange thermique, l'eau de la mine est rejetée dans les eaux de surface (ou parfois dans la mer), souvent après un traitement (Figure 1).

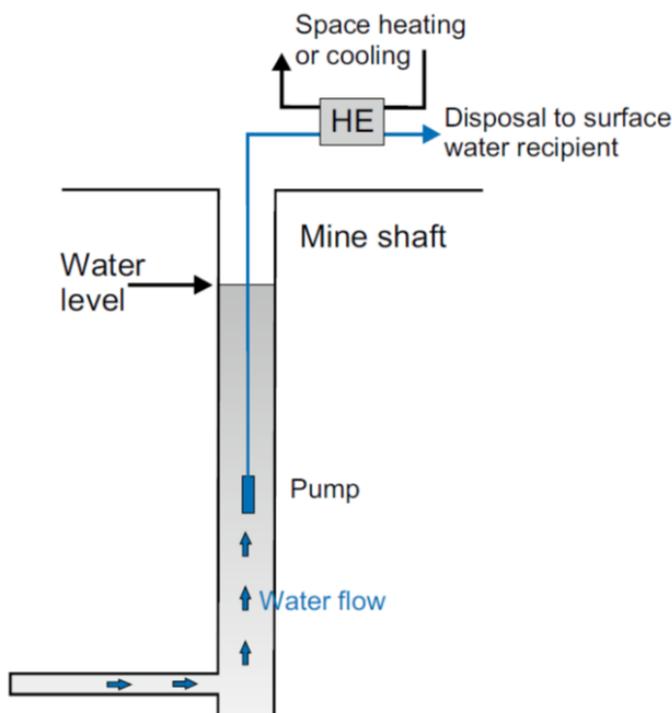


Figure 1: Système à boucle ouvert avec décharge en surface (extrait de Banks et al., 2019).

- **Exemples**

Un tel système est notamment en opération au niveau de la mine de charbon Barredo à **Mieres**, dans les Asturies, dans le nord de l'Espagne (Loredó et al. 2011, 2017; Ordóñez et al. 2012; Jardón et al. 2013). Dans ce projet, la qualité de l'eau est relativement bonne et aucun traitement n'est nécessaire. Le cas du système de Mieres est détaillé dans la section détaillant les projets Européens en opération. Un autre projet a été développé à petite échelle au Royaume-Uni sur le site de la mine de **Caphouse** dans le Yorkshire (Burnside et al. 2016a). Dans ce cas, la qualité de l'eau nécessite un traitement qui a lieu après l'échange de chaleur. Les inconvénients possibles de ces systèmes en boucle ouverte incluent : le coût du traitement de l'eau avant rejet et le risque d'encrassement des pompes, des canalisations, des échangeurs thermiques et des forages de réinjection avec des précipités chimiques (souvent des oxyhydroxydes de fer ou oxydes de manganèse).

### 2.3.2. SYSTEMES A BOUCLE OUVERTE AVEC REINJECTION

Afin d'éviter le traitement et la décharge de l'eau de la mine après l'échange thermique, celle-ci peut être réinjectée soit dans les galeries et travaux miniers existants soit dans un autre aquifère (Figure 2). L'avantage de ce type de systèmes est que l'équilibre des ressources en eau est maintenu et les coûts relatifs au traitement des eaux utilisées sont évités. Néanmoins, ces systèmes nécessitent le forage et/ou la maintenance des puits de réinjection et présente un risque de déplétion de la ressource s'il existe un « court-circuit » entre les zones de production et celles de réinjection. Un monitoring de la ressource tout au long de la durée de vie du projet est donc nécessaire d'assurer la pérennité du système.

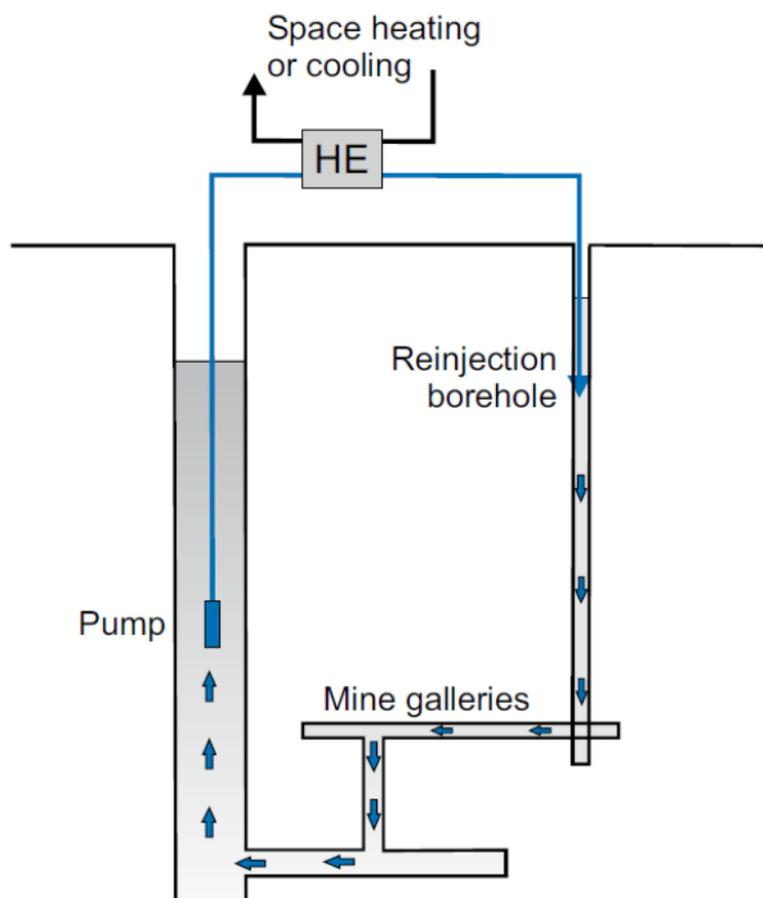


Figure 2: Système à boucle ouverte avec réinjection (extrait de Banks et al., 2019).

#### → Exemples

L'unique exemple à grande échelle de ce type de système est le projet Mijnwater aux Pays-Bas, à Heerlen (Mijnwater Project 2008; Ferket et al. 2011; Verhoeven et al. 2014). D'autres exemples à plus petite échelle sont les projets de Shettleston, Glasgow et Lumphinnans, Fife, Écosse (Banks et al. 2009).

L'avantage des systèmes ouverts avec réinjection est qu'ils peuvent être utilisés pour le stockage thermique en plus du chauffage et refroidissement. C'est notamment le cas à Heerlen, où l'eau froide réinjectée (provenant du chauffage) ou chaude (provenant des opérations de refroidissement) est stockée dans les galeries à des profondeurs spécifiques selon la température de l'eau réinjectée.

### 2.3.3. SYSTEMES A BOUCLE FERMEE

Dans les systèmes à boucle fermée, l'échangeur de chaleur (un radiateur en acier, une boucle ou un tuyau en polythène) est immergé dans l'eau de la mine. L'échangeur est placé dans la mine elle-même, dans un puits ou une galerie inondée (Figure 3), ou dans un bassin de traitement des eaux de mine en surface (Figure 4).

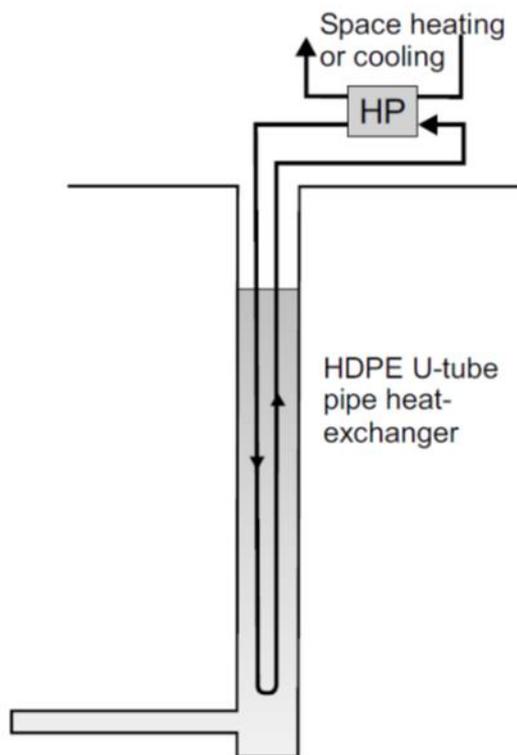


Figure 3: Système à boucle fermée avec échangeur dans un puits de la mine (extrait de Banks et al., 2019).

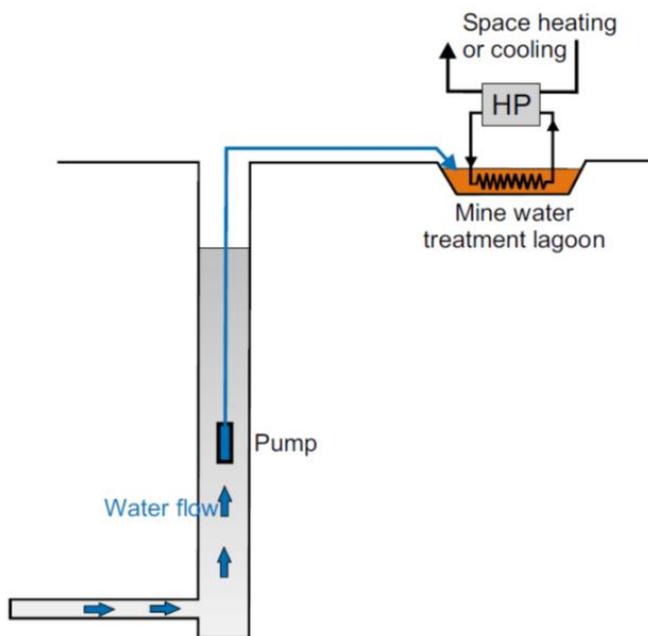


Figure 4: Système à boucle fermée avec échangeur dans le bassin en surface (extrait de Banks et al., 2019).

Un fluide caloporteur circule dans l'échangeur de chaleur, généralement vers une pompe à chaleur répondant à une demande de chauffage / refroidissement. Le principal avantage de ce système est qu'il ne nécessite pas le pompage d'eau de mine, évitant ainsi les problèmes liés à la chimie et au traitement de l'eau. Le principal inconvénient est que le rendement thermique des systèmes en boucle fermée est souvent plus limité que ceux des systèmes en boucle ouverte. En effet, l'échangeur de chaleur est réapprovisionné par conduction, advection naturelle et convection thermique ou par la présence d'eau dans la mine et non par pompage volontaire de l'eau des mines.

#### → Exemples

La mine de **Follal** en Norvège utilise un système de type boucle fermée (Banks et al. 2004; Ramos et al. 2015) dans lequel l'échangeur de chaleur est placé dans la mine.

A **Caphouse**, dans le Yorkshire, au Royaume-Uni, l'échangeur de chaleur est placé dans un bassin recueillant l'eau de la mine en surface (Burnside et al. 2016a).

#### 2.3.4. SYSTEMES "PUITS A COLONNE PERMANENTE"

Les puits à colonne permanente (PCP) sont des systèmes géothermiques de basse température qui utilisent l'eau souterraine comme fluide caloporteur afin de chauffer et climatiser des bâtiments.

Dans ce cas, l'eau est extraite à une profondeur spécifique à partir d'un puits de mine. Elle passe dans un échangeur de chaleur et une partie ou la totalité de l'eau est renvoyée dans le même puits à des profondeurs et températures différentes (Figure 5).

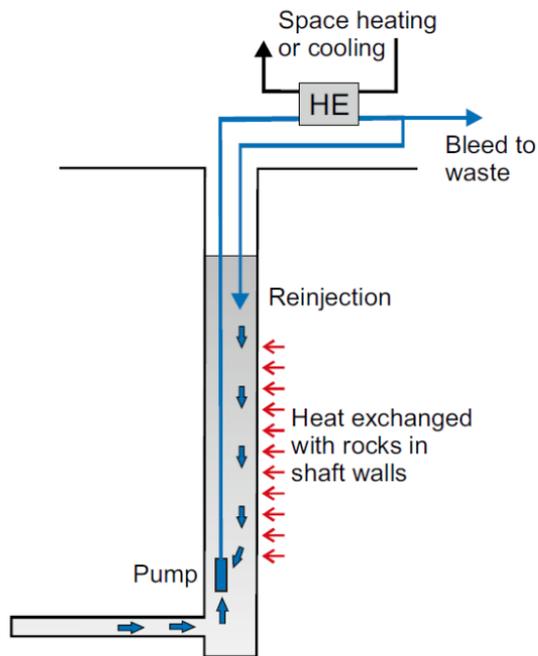


Figure 5: Système de puits à colonne permanente (extrait de Banks et al., 2019).

Toute fraction qui n'est pas restituée, mais qui est rejetée en surface, est appelée fraction de purge (si la fraction de purge est de 100%, il s'agit simplement d'un système en boucle ouverte avec décharge en surface). L'eau réinjectée s'écoule généralement le long du puits en direction de la pompe, absorbant la chaleur des parois du puits. S'il n'y a pas d'advection naturelle le long du puits, le gain de chaleur provenant des roches environnantes vers les parois du puits se fait uniquement via la conduction thermique et le rendement thermique sera généralement plutôt limité dans le temps (Figure 5). S'il y a une advection naturelle de l'eau le long du puits, la régénération sera plus importante augmentant ainsi le rendement thermique. Si l'advection naturelle le long du puits est très importante, l'eau réinjectée peut s'écouler du puits vers une galerie évitant son retour au niveau de la pompe ce qui permet un découplage efficace entre l'horizon de pompage et celui de réinjection.

## 2.4. PROJETS DE DEMONSTRATION ET DE RECHERCHE RECENTS ET INITIATIVES EUROPEENNES DANS LE DOMAINE DE L'EAU DES MINES

### 2.4.1. LOCAL (JUILLET 2014-JUILLET 2017)

→ Source

<http://www.local.gig.eu/>

→ **Description**

LoCAL est un projet international financé dans le cadre du Fonds européen de recherche du charbon et de l'acier, intitulé : "Low Carbon Afterlife : Sustainable Use of Flooded Coal Mine Voids as a Thermal Energy Source – a Baseline Activity for Minimising Post-Closure Environmental Risks" (Acronyme : LoCAL).

Le projet LoCAL, visait à rassembler les techniques les plus récentes en matière de modélisation et de gestion des travaux de mines de charbon abandonnées afin d'utiliser l'eau de la mine comme source de chaleur. Dans le cadre du projet, de nouveaux outils de quantification et de modélisation du transfert de chaleur dans les réseaux miniers inondés ont été développés. De plus, les obstacles hydro-chimiques pouvant être un frein au transfert de chaleur efficace notamment en raison du phénomène de colmatage des ocres qui affecte le système de chauffage et de refroidissement de l'eau de mine ont été étudiés. Par ailleurs le potentiel de stockage de CO<sub>2</sub> dans les anciens ouvrages miniers a été analysé.

En plus des aspects techniques, le projet LoCAL s'est attaché à fournir des modèles économiques et de gestion pour une extraction et une distribution efficace de l'énergie provenant de l'eau des mines. Des analyses techniques, juridiques, managériales et des comparaisons coûts-avantages de divers types de pompes à chaleur et systèmes ont été réalisés.

→ **Sites pilotes**

Les activités du projet ont été entreprises simultanément dans trois régions minières par des organismes de recherche en partenariat avec des entreprises industrielles :

- Royaume-Uni (par l'Université de Glasgow en partenariat avec Alkane Energy Ltd.)
- Espagne (par l'Université d'Oviedo, avec HUNOSA comme partenaire industriel)
- Pologne (Central Mining Institute, en partenariat avec Armada Development).

Les différents sites pilotes sont détaillés dans la section Projets existants.

#### **2.4.2. D2GRIDS (2018-2021)**

→ **Source**

<http://www.nweurope.eu/projects/project-search/d2grids-increasing-the-share-of-renewable-energy-by-accelerating-the-roll-out-of-demand-driven-smart-grids-delivering-low-temperature-heating-and-cooling-to-nwe-cities/>

Le projet D2GRIDS est un projet qui a débuté en novembre 2018 et qui a pour but de mettre en avant le développement et l'implémentation du concept de réseaux de chaleur de 5<sup>ème</sup> génération.

→ **Description**

Le chauffage et le refroidissement représentent 50% de la consommation totale d'énergie de l'UE, mais à l'heure actuelle 19,1% seulement de cette énergie provient d'énergies renouvelables. Dans 5 pays sur 7 de l'Europe du Nord-Ouest, le même ratio est inférieur à 8,2%. A ce titre il est clair que les efforts visant à accroître la part des énergies renouvelables doivent cibler les secteurs du chauffage et de la climatisation un secteur cible évident des efforts

D2Grids déploie un concept éprouvé mais sous-utilisé : le chauffage et le refroidissement urbains de 5<sup>ème</sup> génération (5GDHC). 5GDHC est un système de gestion de l'énergie hautement optimisé, auto-régulant, axé sur la demande et conçu pour les zones urbaines. Ses principales caractéristiques sont les suivantes : 1) un réseau à très basse température avec des centrales d'énergie décentralisées ; 2) des boucles d'énergie thermique fermées assurant des échanges de chaleur et de froid dans et entre les bâtiments ; 3) l'intégration des réseaux thermiques et électriques. En raison de la basse température du réseau, des faibles pertes dans le réseau et des mécanismes d'échange de chaleur efficaces, la demande totale en énergie est considérablement réduite, permettant de s'appuyer sur un approvisionnement efficace et fiable par les sources d'énergie renouvelables, jusqu'à 100%.

L'objectif de D2Grids est d'augmenter la part des sources d'énergie renouvelable utilisées pour le chauffage et le refroidissement dans l'Europe du Nord-Ouest jusqu'à 20% 10 ans après la fin du projet, en accélérant le déploiement des systèmes 5GDHC. La mise en œuvre sera accélérée par (1) l'industrialisation du système grâce à l'élaboration d'un modèle technologique générique et de normes de produits ; (2) l'accroissement du potentiel de commercialisation des systèmes 5GDHC en présentant des plans d'entreprise solides et en attirant les investisseurs ; (3) la démonstration de la technologie par le biais d'investissements pilotes à Bochum, Brunssum, Glasgow, Nottingham et Paris.

Les effets à long terme seront assurés par (1) des stratégies, des évaluations de faisabilité et des plans pour maintenir, développer et déployer les systèmes 5GDHC; (2) des programmes de formation sur mesure développés pour l'industrie, les professionnels et les décideurs (3) le renforcement de la communauté transnationale en mettant en place une plate-forme 5GDHC qui assure l'échange de connaissances et l'interaction entre les groupes cibles clés et (4) des évaluations pour formuler des recommandations sur les politiques nationales et européennes.

### → Sites pilotes :

Démonstration du concept de 5GDHC sur 5 sites en Europe :

- Bochum en Allemagne
- Brunssum aux Pays-Bas
- Glasgow au Royaume-Uni
- Nottingham au Royaume-Uni
- Paris en France

Dans la section « Futurs projets en Europe: Le projet D2GRIDS » de ce document les projets de Nottingham, Bochum et Glasgow qui s'appuie sur la présence de réservoirs miniers seront détaillés.

## 2.5. INVENTAIRE EN EUROPE

Cette section décrit les systèmes opérationnels couplant l'utilisation de l'eau des anciennes mines avec des systèmes de pompes à chaleur pour le chauffage et la climatisation de bâtiments. La base de données présentée dans le présent document ne doit pas être considérée comme exhaustive, elle se base principalement sur les informations disponibles dans le domaine public.

### 2.5.1. PROJETS EXISTANTS

Ramos et al. (2015) ont détaillé 18 projets existants à l'échelle mondiale comprenant des systèmes de type boucle ouverte ou fermée. Les auteurs soulignent que les projets diffèrent sensiblement les uns des autres, témoignant ainsi de la polyvalence de ce concept géothermique. Banks et al. (2019)

ont eux aussi présentés différents projets en Europe (dans le cadre du projet LoCAL). Brake et al. (2015) ont aussi réalisé une liste des projets utilisant l'eau des mines pour la géothermie. Le Tableau 1 donne un résumé des caractéristiques des différents projets, elle se base sur l'étude réalisée par Brake et al. (2015) et Brake et al. (2018) et inclut des informations publiées plus récentes.

Dans cette section, pour chaque type de systèmes géothermiques des projets en opération ou ayant été opération récemment sont détaillés afin d'illustrer plus concrètement les concepts d'utilisation d'eau des mines. Les exemples comprennent les projets d'Heerlen, de Mieres et de Shettelton pour le type boucle ouverte et des projets de moindre capacité au Royaume-Uni et en Pologne pour les systèmes de types puits à colonne permanente et boucle fermée. De plus le projet du site de Robert Müser à Bochum est présenté, il s'inscrit dans le cadre de la gestion de l'eau des mines avec décharge en surface et présente une alternative aux systèmes de type boucle ouverte présents aux Pays-Bas et en Espagne.

Tableau 1: Résumé des projets d'utilisation de l'eau des mines (en opération) d'après Brake et al. (2015) + recherche bibliographique.

Pays	Projet	Type d'utilisation/ mine	Profondeur [m]	Température du fluide [°C]	Capacité thermique [kW]	Débit de production [m <sup>3</sup> /h]	Objet de destination	Statut	Bibliographie
Allemagne	Zeche Zollverein	Pompage dans le cadre de gestion de l'eau des mines, système ouvert, sans pompe à chaleur	~1000	28/35	max. 790	~ 30	Bâtiment Sanaa de la faculté Folkwang	En opération (2006)	Hall et al. (2011), Wieber et Ofner (2008), Thien (2015) ;
Allemagne	Marienberg	Système semi-ouvert comprenant des échangeurs de chaleur à circuit fermé en aval, avec pompe à chaleur/ Mine d'Uranium	107	12,4	690	120	Piscine, refroidissement d'une centrale de cogénération	En opération (2007)	Hall et al. (2011), Grab et al. (2010), Wieber and Ofner (2008)
Allemagne	Alter tiefer Fürstentolln	Mine ennoyée	60	10,2	126	21,6	Schloß Freudenstein (château)	En opération (2009)	Hall et al. (2011),

Allemagne	Ehrenfriedersdorf	Système semi-ouvert comprenant des échangeurs de chaleur à circuit fermé en aval /Mine d'étain	100	~10	95	n/a	Haute école	En opération (1994)	Grab et al. (2010), Wieberand Ofner (2008)
Allemagne	Ehrenfriedersdorf	Système semi-ouvert comprenant des échangeurs de chaleur à circuit fermé en aval /Mine d'étain	110	~10	120	22	Mine pour visiteurs	En opération (1997)	Grab et al. (2010), Wieberand Ofner (2008)
Allemagne	Auguste Victoria, Marl	Boucle fermée dans un shaft (mine de charbon)	700	n.a.	70	n.a.	Résidentiel	En opération (2010)	Thien (2015)
Allemagne	Reiche Zeche, Freiberg	Mine enoyée	228	18	260 (670)	56 (144)	TU Bergakademie Freiberg (university)	En opération (2013)	Grab et al. (2010), Non-publié
Allemagne	Robert Müser	Pompage dans le cadre de gestion de l'eau des mines, décharge en rivière	570	21,1	max. 1600	max. 40	2 écoles secondaires et une caserne de pompiers	En opération (2012)	Non-publié
							Westsächsische	En cours	

Allemagne	Zwickau	Mine de charbon ennoyée	625	27	n/a	max. 70	Haute école	(2013-2015)	Non-publié
Allemagne	Bad Schlema	Mine d'uranium ennoyée	90	n/a	250	n/a	Schiller-Grundschule (école primaire)	En cours (2014)	Non-publié
Pays-Bas	Heerlen	Système ouvert avec 5 puits et pompes à chaleur/ Mine de charbon ennoyée	700	28 (chauffage) 16 (refroidissent)	700	120-240 bi-directional	Bâtiments résidentiels, Centre commercial	En opération (2008)	Hall et al. (2011), Malolepszy et al. (2005), Verhoeven et al. (2014), Verhoeven et al. (2016)
Pologne	Szombierki	Mine de Charbon		24-28		300			<a href="http://www.local.gig.eu/">http://www.local.gig.eu/</a>
Norvège	Folldal/Folidal Mine	Boucle fermée (600 m long, DN 50)	600	n/a	18	n/a	n/a	En opération (1998)	Hall et al. (2011)
UK / Ecosse	Shettleston	Boucle ouverte mine de charbon	100	12 or 18	n/a	n/a	16 bâtiments résidentiels	En opération	Hall et al. (2011), Watzlaf and Ackman (2006)
UK / Ecosse	Lumphinnans	Boucle ouverte mine de charbon	170	15,4	n/a	n/a	18 bâtiments résidentiels	En opération	Hall et al. (2011), Watzlaf and Ackman (2006)
Espagne	Mieres	Boucle ouverte avec décharge en surface	350	>20 (~25)	4,3 MWt pour l'hôpital, 720 kWt pour le bâtiment de recherche de	400 m <sup>3</sup> /h	Hospital, campus, bâtiment	En opération	<a href="https://eurogeologists.eu/european-geologist-journal-43-viesca-">https://eurogeologists.eu/european-geologist-journal-43-viesca-</a>

					l'Université d'Oviedo et 125 kWt pour le bâtiment de la Fundacion Asturiana de la Energía				<a href="#">geothermal-use- of-mine-water/ Quiros, 2015</a>
--	--	--	--	--	---	--	--	--	---

### → Heerlen, Pays-Bas : boucle ouverte avec réinjection

L'objectif premier du projet de Mijwater BV à Heerlen était de démontrer que l'utilisation de l'énergie géothermique associée à l'eau des anciennes mines ennoyées peut être utilisée de manière sûre et écologique pour chauffer et refroidir des bâtiments. En effet dans cette municipalité, un concept de chauffage et refroidissement urbain a été développé pour fournir cette nouvelle énergie «verte» à divers clients. Le réservoir d'eau de mine est en outre utilisé comme une large installation de stockage thermique souterrain.

L'histoire minière de la région se prolonge ainsi dans un environnement de vie agréable et le projet témoigne de la transformation d'un problème environnemental en de nouvelles opportunités.

Les différentes étapes du projet Mijwater :

- Mijwater 1.0: Pilote (2000-2012): Système pilote basé sur l'utilisation de l'eau des mines composé de 5 puits: 2 sources de chaleur (-700 m, 28 ° C) et 2 sources froides (250 m, 16 ° C), 1 source intermédiaire (-350 m, 18 ° C-22 ° C). La demande en surface consiste en 2 complexes de bâtiments représentant une surface combinée de 50.000 m<sup>2</sup>.
- Mijwater 2.0: Système de réseau intelligent pour le chauffage et le refroidissement (2012-2014): Réseau d'énergie intelligent complet pour le chauffage et le refroidissement de bâtiments dotés d'une infrastructure d'énergie durable hybride, ce qui signifie que le chauffage et la climatisation sont fournis à la demande et que la chaleur et le froid sont réutilisés et échangés entre les bâtiments. De nouvelles connexions des bâtiments au réseau ont été réalisées à cette étape ajoutant environ 64 000 m<sup>2</sup>. L'investissement total pour la phase 1 était d'environ 19,6 millions d'euros.
- Mijwater 3.0: D2GRIDS: Réseau de chauffage et de refroidissement urbain de 5<sup>ème</sup> génération (à partir de 2018) : le projet vise à mettre à niveau la technologie éprouvée du réseau de chauffage et de refroidissement urbains de 5<sup>ème</sup> génération de Mijwater dans la région de Parkstad Limburg et sur divers sites pilotes en NWE. D2GRIDS permettra le passage à l'échelle supérieure du réseau intelligent thermique Mijwater 5G. Contrairement aux réseaux de chauffage urbain classiques, le développement à Heerlen vise à construire un réseau électrique intelligent à basses températures. Un ensemble de pompes à chaleur décentralisées, situé dans les logements des utilisateurs, permet d'échanger de l'énergie sur le réseau. Les surplus de froid et de chaleur sont réutilisés et transmis à d'autres clients. Les flux d'énergie sont induits par les demandes des clients et non par les centrales. Le concept permet l'utilisation à grande échelle de la chaleur fatale à basse température, telle que celle des centres de données, des supermarchés, de l'industrie, etc.

Le cas d'Heerlen est mentionné dans divers chapitres de ce rapport..

### → Mieres, Espagne: boucle ouverte avec décharge en surface

L'eau de mine d'un réservoir minier du bassin houiller Asturien Central (Barredo-Figaredo) est actuellement utilisée comme source géothermique pour chauffer et refroidir certains bâtiments et des projets sont en cours pour étendre ces applications à d'autres futurs utilisateurs potentiels dans la région.

A Mieres, l'eau de la mine sert à alimenter en chaleur et en froid un hôpital situé à 2 km d'un des puits. L'eau de la mine est directement acheminée vers l'échangeur de chaleur placé sur les installations de la mine. L'échangeur de chaleur est un échangeur tubulaire présentant une puissance d'échange thermique de 3500 kW. Après l'échange, l'eau de la mine est rejetée dans une rivière. La chaleur est transférée à un circuit secondaire d'eau de 4 km constituée de tuyaux en polyéthylène,

de 400 mm de diamètre qui opère en boucle fermée. Trois pompes Grundfos (3 \* 55 kW) servent à acheminer cette eau du circuit secondaire vers les pompes à chaleur de l'hôpital.

L'installation thermique de l'hôpital comprend deux refroidisseurs pouvant fournir de la chaleur (1509 kW chacun) ou du froid (1141,4 kW chacun) au bâtiment, en fonction des conditions climatiques et des besoins spécifiques du système. Un autre refroidisseur, produit simultanément le chauffage et le refroidissement dans le système de génération compensé. Les Figure 6 et Figure 7 illustrent le schéma du projet pour les situations hivernales et estivales. Dans le «scénario estival», les pompes à chaleur fournissent du froid et dans le «scénario hivernal», elles fournissent de la chaleur. Les premières données des systèmes géothermiques ont permis d'établir que l'utilisation de l'énergie de l'eau de mine dans ces bâtiments a permis de réduire les émissions de plus de 60%, en comparant les systèmes actuels avec les chaudières au gaz naturel et les refroidisseurs d'air classiques (Menédez and Loredo, 2019).

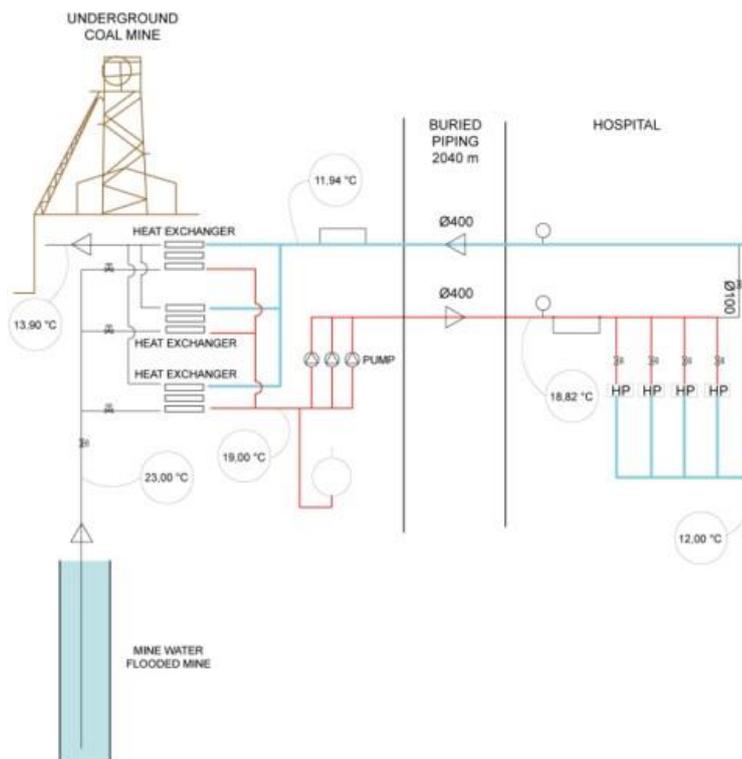


Figure 6: Schéma du projet. Hiver (mode chauffage) .

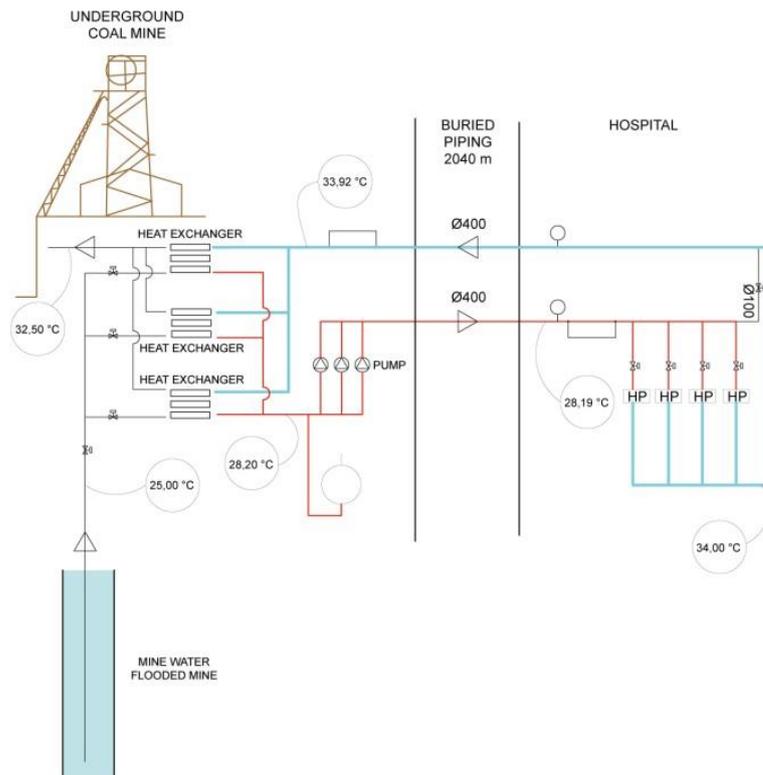


Figure 7: Schéma du projet. Été (mode refroidissement).

Compte tenu des débits de pompage et des valeurs de COP élevées pouvant être atteintes pour l'eau de mine dans ce bassin houiller, l'utilisation de l'énergie au moyen de pompes à chaleur eau-eau pour le chauffage et le refroidissement est optimale. Par rapport aux systèmes conventionnels, des économies et une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> sont réalisées. Ces applications sont encourageantes et pourraient être étendues de manière rentable à d'autres bassins miniers de charbon dans les Asturies et d'autres régions. L'ensemble des réservoirs miniers dans ce bassin présente un potentiel d'approvisionnement en énergie thermique supérieure à 250 GWh / an.

→ **Site de Robert Müser, Bochum Allemagne<sup>1</sup>**

Sur l'ancien site minier Robert Müser à Bochum, RAG exploite une installation destinée à extraire l'eau de la mine. Le système de gestion de l'eau de la mine Arnold pompe environ 10 millions de m<sup>3</sup> d'eau de mine par an à une température d'environ 20 °C. Jusqu'en 2012, cette eau de mine était rejetée inutilisée dans la rivière voisine de la Ruhr, à Bucker (2014).

Depuis octobre 2012, l'énergie extraite de l'eau des mines permet d'alimenter en chaleur deux écoles et de la principale caserne de pompiers de la ville de Bochum situées à proximité de la mine Arnold. Avec deux échangeurs de chaleur, la chaleur de l'eau de la mine, qui est pompée à une profondeur de 570 mètres, est transférée vers un circuit séparé, appelé "réseau de chauffage local à froid". La chaleur contenue dans cette eau sert alors de source d'énergie pour les pompes à chaleur individuelles dans les centres techniques respectifs des bâtiments.

<sup>1</sup> Les informations reportées proviennent de Thien (2015).

Certains problèmes techniques ont dû être résolus, notamment en ce qui concerne les échangeurs de chaleur. Ici, des matériaux de haute qualité ont dû être utilisés pour éviter tout problème de corrosion dû au sel contenu dans l'eau de mine.

En utilisant des systèmes de pompe à chaleur, l'eau de mine extraite est élevée à un niveau de température plus élevé. Cela garantit un approvisionnement de base pour les bâtiments existants. Une centrale de production combinée de chaleur et d'électricité dans un centre de chauffage d'un des bâtiments scolaires produit l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement des pompes à chaleur. De même, la chaleur générée par la centrale de cogénération est utilisée. Les chaudières à gaz existantes servent à fournir la charge de pointe. Avec cette technologie, il est possible de fournir une température comprise entre 50 et 80 degrés selon les besoins.

L'installation a été ouverte en octobre 2012 et commandée par l'opérateur Stadtwerke Bochum (services publics).

Grâce au concept d'approvisionnement en énergie décrit, les besoins en carburant sont réduits d'environ 1 200 MWh / an. Ceci équivaut à une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 245 t / an. En outre, il est prévu d'exploiter l'expérience accumulée pour initier une utilisation intensive de la chaleur de l'eau de mine.

Le projet a aussi vocation à acquérir de l'expérience dans l'installation de pompes à chaleur dans le parc immobilier existant. Normalement, les bâtiments chauffés avec des pompes à chaleur sont principalement des bâtiments neufs cependant dans ce projet, il est prévu de chauffer le parc immobilier existant à l'aide de pompes à chaleur.

Le choix des échangeurs de chaleur constitue un défi particulier. Ici, il convient d'examiner les utilisations possibles des pompes à chaleur électriques, des pompes à chaleur à absorption de gaz et des pompes à chaleur à moteur à gaz, Bückner (2014).

#### → Royaume-Uni

Des systèmes de pompes à chaleur pilotes ont été installés dans deux anciens houillères du Yorkshire/Derbyshire, en Angleterre, pour extraire la chaleur de l'eau de mine. Les installations représentent trois configurations distinctes d'échangeur de chaleur.

#### ***Caphouse : systèmes à boucle ouverte et fermée***

A Caphouse, deux types de systèmes ont été testés.

#### ***Système boucle ouverte avec décharge en surface***

À la mine Caphouse, l'eau de la mine est pompée dans un échangeur de chaleur couplé à une pompe à chaleur, pour être ensuite rejetée (système d'échange de chaleur en boucle ouverte).

Malgré une efficacité thermique élevée, le système présente quelques inconvénients :

- (1) il ne peut être exploité que lorsque l'eau de la mine est activement pompée du puits de houillère à des fins de gestion régionale du niveau de l'eau, et
- (2) la partielle oxygénation de l'eau entraîne une précipitation d'oxyhydroxyde de fer, nécessitant le retrait régulier des filtres pour le nettoyage.

#### ***Système à boucle fermée***

Un deuxième système a été mis en place à Caphouse. Celui-ci consiste en un échangeur de chaleur immergé dans l'eau de mine du bassin de traitement. Celui-ci présente une température largement au-dessus de 10°C tout au long de l'année.

D'après Banks et al. (2019) le système fonctionne de manière très satisfaisante depuis son installation et est préféré au de type boucle ouverte installé sur cette même concession pour deux raisons : (1) il peut être utilisé à tout moment et ne dépend pas du régime de pompage, (2) aucune eau de mine n'est en contact direct avec le système échangeur de chaleur / pompe à chaleur, ce qui élimine les problèmes d'obstruction ou de nettoyage des filtres à ocre.



**Markham : puits à colonne permanente**

En 2012, un projet pilote de pompe à chaleur basé sur l'eau de mine produite à partir du puits no. 3 du charbonnage de Markham a commencé à être expérimenté par Alkane. Dans ce système de type puits à colonne permanente, l'eau de la mine est pompée à une profondeur de 235 m en quantité limitée à partir d'un puits inondé. La température initiale de cette eau de mine est d'environ 14-

15°C. Elle circule ensuite dans un échangeur de chaleur couplé à une pompe à chaleur, avant d'être renvoyée dans le même puits de mine à une profondeur légèrement différente.

La pompe à chaleur fournit de l'eau chaude à une température comprise entre 52 et 55 ° C à un réservoir « tampon », qui alimente ensuite en eau chaude le réseau de chauffage du complexe de bureaux Alkane sur le site (via une combinaison de radiateurs, de ventilo-convecteurs et de chauffage par le sol). La température de retour de l'eau à la pompe à chaleur est généralement de 45-46 ° C.

L'efficacité globale du système est compromise par la quantité d'électricité nécessaire pour pomper environ 7.2 m<sup>3</sup>/h (2 L/s) d'eau de mine à partir d'une profondeur supérieure à 200 m. Athresh et al. (2015) ont estimé que le COP du système ne dépassait pas 2,7 en Avril 2014. Ils ont également prédit qu'un COP de 3,95 pourrait être atteint si le niveau d'eau de la mine atteignait 15 m sous la surface du sol.

En janvier 2015, les niveaux d'eau de la mine avaient augmenté, permettant ainsi à l'ensemble du système d'être surélevé dans le puits (économies des frais de pompage). La pompe a été repositionnée à 170 m sous la surface du sol et la réinjection s'effectue à environ 17 m au-dessus de celle-ci.

Un COP réel du système (puissance calorifique divisée par la consommation électrique de la pompe à chaleur et de la pompe) de 1,9 a récemment été calculé. Bien que la pompe submersible soit équipée d'un régulateur de fréquence et fonctionne à une puissance de 43 Hz et de 5,2 kW, il est clair que la consommation d'électricité de la pompe submersible est préjudiciable à son efficacité globale. A noter que contrairement au cas de Caphouse les problèmes d'encrassement ne sont pas significatifs.

***Shettleston : système à boucle ouverte avec réinjection***

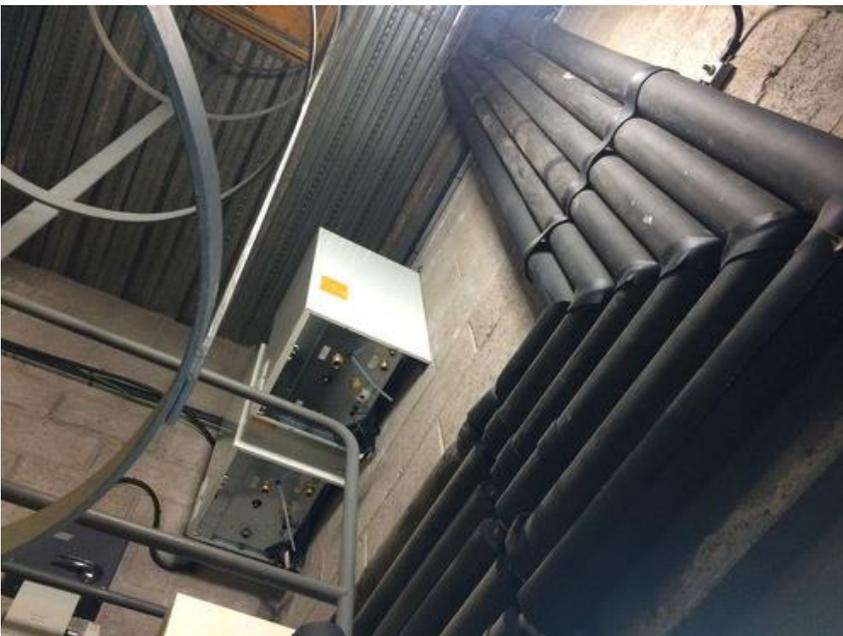
Sources :

- <https://scene.community/blog2/site-visit-to-shettleston-geothermal-system>
- Banks et al. 2019

Le système a été développé en 1999, il s'agit d'un projet comprenant un ensemble de 16 logements situé à l'Est de Glasgow en Ecosse comprenant des logements mitoyens et des appartements partagés. Les bâtiments du quartier présentent de hauts niveaux d'isolation. De plus d'autres mesures écologiques ont été prises dans la zone telles que la mise en place de panneaux solaires à eau, de ventilation solaire, de recyclage de l'eau ou l'absence de circulation dans le quartier.



*Figure 8: Logements utilisant l'eau des mines pour le chauffage.*



*Figure 9: Tuyauterie isolée dédiée au réseau de chauffage, avec le système de back-up constitué d'une chaudière à gaz.*

L'eau de la mine est pompée grâce à une pompe submersible à une profondeur d'environ 80-100 m. Elle passe ensuite dans l'évaporateur de deux pompes à chaleur afin de fournir la chaleur nécessaire au réseau de chaleur. L'eau de la mine est pompée à partir du puits de production à une température de ~ 12 °C. Après l'échange de chaleur, l'eau de mine refroidie à une température d'environ 7 °C est réinjectée dans la mine à une profondeur inférieure à celle du puits de production située à environ 37 m de celui-ci. La nature exacte de la zone dans laquelle le fluide est réinjecté n'est pas clairement définie, il pourrait s'agir soit d'anciens travaux miniers soit d'horizons carbonifère perméables.

Le système a opéré sans problème pendant les dix premières années de son fonctionnement, période durant laquelle aucune maintenance n'a été réalisée. Après environ 10 ans, la première pompe a dû être remplacée. Par la suite, la Housing Association a mis au point un régime de maintenance plus proactif, qui comprend une maintenance régulière des pompes tous les six mois et un nettoyage (flushing) périodique pour éviter l'accumulation de dépôts de fer.



*Figure 10: Accumulation de dépôts (scaling) dans les canalisations après dix ans. Le nettoyage périodique permet désormais de maintenir les débits.*

Le système est fiable et fournit aux locataires un chauffage très économique, mais en tant que projet pionnier, les développeurs ont eu à faire face à des problèmes particuliers lorsque le système ne fonctionnait pas, nécessitant de faire appel à des spécialistes pour la maintenance. Cependant, bon nombre des problèmes ont pu être résolus de manière satisfaisante. L'installation d'un système de back-up (alimenté au gaz) assure un approvisionnement continu en chaleur pour les résidents lors de la maintenance programmée - et non programmée - du système géothermique à eau de mine.



→ **Szombierki, Pologne**

Un autre projet pilote a vu le jour en Pologne dans le cadre du projet LoCAL. Le bassin houiller de Haute-Silésie (USCB, sud de la Pologne) est une région fortement industrialisée et l'exploitation minière est à la base de son développement industriel depuis plusieurs siècles (Janson et al. 2009). En 1990, il y avait 63 mines de charbon en activité ; bien que par la suite, environ la moitié d'entre elles aient été fermées. Dans la plupart des cas, les mines abandonnées ne sont que partiellement inondées. Les niveaux d'eau de la mine sont maintenus par pompage permanent afin de protéger les mines actives restantes contre les inondations.

Le site pilote polonais du projet LoCAL est situé à proximité du puits Ewa de l'ancienne mine Szombierki, dans la ville de Bytom. La quantité d'eau pompée de la mine Szombierki est d'environ 300 m<sup>3</sup> / h (83 L / s), tandis que la température varie de 24 à 28°C. L'équipe du Central Mining Institute surveille actuellement les eaux de mine des mines abandonnées et actives de Bytom (Janson et al. In Press). La mine de Szombierki est fermée depuis plusieurs années, mais la société Armada Development (partenaire industriel du projet LoCAL) procède actuellement à des travaux de remise en état de terrains sur le site. La remise en état comprenait la construction d'un terrain de sport (terrain de golf) et la construction de logements. La proximité de la zone de décharge d'eau de la mine de l'ancien Szombierki était ici un argument en faveur de l'utilisation de cette énergie renouvelable comme principale source de chauffage et de refroidissement dans la zone résidentielle prévue. Le projet technique d'installation pilote avait pour principe d'utiliser de l'eau directement à partir du pipeline de décharge du puits d'Ewa.

Sur le site pilote d'Armada, l'eau de la mine sera utilisée pour chauffer les bâtiments administratifs via une pompe à chaleur de 6 kW. Il est prévu de mettre en œuvre deux circuits, l'eau de mine traversera l'échangeur de chaleur et la solution à 20% de propylène glycol soutiendra la pompe à chaleur. Le principal problème sur le site polonais reste le modèle de propriété approprié, étant donné qu'Armada, partie intéressée par l'utilisation de l'eau de mine pour le chauffage, n'est pas propriétaire de l'eau de mine pompée, bien que le pipeline traverse leurs terres.

Tableau 2: Résumé des avantages et inconvénients des différents types de systèmes d'utilisation d'eau des mines à des fins géothermiques.

Configuration	Boucle ouverte avec décharge en surface	Boucle ouverte avec réinjection	Boucle fermée	Colonne vertical permanente
<b>Exemples</b>	Caphouse, Mieres (Spain), Dawdon	Shettleston, Heerlen (Netherlands)	Caphouse	Markham
<b>Risque de clogging</b>	Important si l'eau est riche en fer et exposée à l'oxygène	Important si l'eau est riche en fer et exposée à l'oxygène	Non	Important si l'eau est riche en fer et exposée à l'oxygène
<b>Contrainte régulation (licences, permis)</b>	Importante	Importante	Faible	Modeste (fonction du régime de régulation)
<b>Efficacité énergétique des pompes à chaleur</b>	Haute	Haute	Plus faible	Important ou faible, en fonction du degré de retour de température
<b>Perte de puissance (pompe submersible)</b>	Potentiellement importante (en fonction de la hauteur d'eau)	Potentiellement importante (en fonction de la hauteur d'eau)	Faible (uniquement pompe pour la circulation)	Potentiellement importante (en fonction de la hauteur d'eau)
<b>Capacité thermique potentielle</b>	Large	Large	Modeste	Faible sauf si le pompage et la réinjection sont découplées hydrauliquement
<b>Autres avantages</b>	Potentiellement intéressant si l'eau de la mine est déjà produite et traitée pour des raisons de management des niveaux d'eau	Aucun traitement nécessaire. Système compatible avec le stockage d'énergie thermique	La qualité du fluide est sous contrôle. Peut être installé dans les bassins de surface	Site unique. Pas besoin de transporter l'eau ou de la traiter
<b>Autres inconvénients</b>	Le coût du traitement de l'eau. Impact potentiel du changement de température sur le traitement de l'eau.	Risque potentiel de clogging des puits de réinjection. Nécessite au moins le forage ou la présence de 2 puits ainsi que le transport de l'eau en surface entre les puits d'injection et de production.		

### 2.5.2. FUTURS PROJETS EN EUROPE: LE PROJET D2GRIDS

D2Grids rassemble des sites pilotes dans divers contextes pour démontrer l'adaptabilité du concept de chauffage et de refroidissement urbain de 5<sup>ème</sup> génération (5GDHC). Les sites sont constitués d'un site de développement commercial situé à Bochum en Allemagne au-dessus d'une zone minière, d'un site à Brunssum aux Pays-Bas, sans accès à l'eau des mines; d'un site à Paris dans un quartier tertiaire avec de nouveaux immeubles de bureaux, sans réservoirs de type mines; d'un site dans une zone résidentielle à Nottingham au-dessus d'anciens travaux miniers; et d'un site à Glasgow au Royaume-Uni ciblant l'utilisation de l'eau des anciennes mines pour connecter entre les zones industrielles existantes et les nouvelles zones commerciales.

## **Brunssum<sup>2</sup>**

En Avril 2020, des pompes à chaleur pour le chauffage et le refroidissement urbain de 5<sup>ème</sup> génération ont été installées à Brunssum.

Dans cette municipalité, Mijwater B.V. développe un système énergétique circulaire pour les complexes résidentiels de la société de logement social Weller B.V. Grâce au réseau de chauffage et de refroidissement de Mijwater, les maisons connectées sont non seulement chauffées sans gaz naturel mais seront également rafraîchies grâce à l'énergie verte. Les nouvelles installations souterraines de Brunssum assurent l'approvisionnement en chauffage et en refroidissement de trois zones résidentielles, Tarcisius, Oude Egge et Pastor Savelbergstraat, soit un total de 200 maisons. Les centrales énergétiques sont reliées à un stockage souterrain de chaleur et de froid (TES), mais échangent également de l'énergie entre les différents complexes. Le projet fait partie du projet pilote Brunssum sans gaz naturel et du projet Interreg-NWE D2Grids.

En 2019, Mijwater a commencé les travaux préparatoires à Brunssum. C'est la première fois que la compagnie d'énergie, qui dispose d'un réseau d'eau de mine durable dans la ville de Heerlen, a dépassé les limites municipales de ses installations initiales. À Heerlen, l'eau chaude des mines de la compagnie de l'Oranje Nassau (ON) a motivé la mise en place du réseau d'eau des mines. Bien que Brunssum possède également des mines appropriées, celles-ci ne sont pas encore accessibles. Néanmoins, Mijwater voit des opportunités, grâce au développement de son réseau thermique innovant de chauffage et de refroidissement urbain (appelé 5GDHC Smart Grid). Un tel réseau utilise de multiples sources durables et la chaleur résiduelle, le stockage de l'énergie et l'échange mutuel entre les différents utilisateurs par le biais de centrales souterraines. À Brunssum, Mijwater a placé le premier sous-sol au coin de la Gregoriuslaan fin 2019. Grâce à l'installation d'un deuxième sous-sol énergétique, il sera possible d'alimenter trois complexes en énergie durable à la fois. Il s'agit des maisons de soins nouvellement construites à "Tarcisius" et des quartiers existants "Oude Egge" et "Pastor Savelbergstraat". À l'avenir, il est prévu d'étendre le projet à un total de plus de 800 maisons et bâtiments commerciaux.

---

<sup>2</sup> Le texte est tiré du site : <https://www.construction21.org/france/community/pg/pages/view/44435/>



Figure 13: Crédit photo : Afin de minimiser les désagréments pendant la journée, la deuxième installation de Mijwater B.V. a été placée dans la nuit du jeudi 23 au vendredi 24 avril 2020. © Mijwater B.V.

Ces "sous-sols énergétiques" contiennent des pompes à chaleur qui alimentent le réseau de chaleur et de froid des bâtiments desservis. Les conduites principales - qui sont en grande partie posées sous les trottoirs - passent par la "Molenstraat", la "Steenbergstraat", et sous la "Prins Hendriklaan" jusqu'au nouveau complexe de Weller dans la "Pastoor Savelbergstraat". Les sous-sols préfabriqués (en béton) ont été placés récemment. Les patins d'installation nécessaires seront ensuite placés et rendus opérationnels. Ce système devrait fonctionner fin mai ou début juin 2020, bien que la crise COVID-19 actuelle puisse entraîner un (petit) retard. Les résidents locaux sont tenus informés de l'avancement des travaux par l'intermédiaire du contractant.

L'investissement total pour cette partie du développement est d'environ 7,5 millions d'euros. Le projet est l'un des projets pilotes du projet Interreg NWE D2Grids, pour la généralisation du concept de chauffage et de refroidissement urbain de 5<sup>ème</sup> génération (5GDHC). Mijwater est le partenaire principal du projet Interreg, dans lequel la région est soutenue par une subvention de 2,5 millions d'euros. En outre, les activités font partie des zones pilotes nationales sans gaz naturel.

#### → Glasgow

Clyde Gateway (CG) a élaboré une vision stratégique pour le développement de la partie Est de Glasgow, qui vise à intégrer les réseaux de chauffage urbain (DH) au sein de l'infrastructure d'énergie primaire. Un plan directeur énergétique avec une feuille de route claire pour le développement de l'infrastructure du réseau de chaleur a déjà été approuvée, définissant l'analyse de rentabilisation pour la mise en place d'une série de projets individuels, qui adoptent un certain nombre de technologies pour le chauffage et le refroidissement.

Le réseau de chauffage et de refroidissement de Glasgow intégrera un mélange varié de sources de chaleur renouvelables et de chaleur résiduelle (pompes à chaleur alimentées à partir des eaux usées

et des rivières, énergie géothermique provenant de mines, centrales de cogénération au biocarburant et panneaux photovoltaïques). Grâce au projet D2Grids, 560 MWh / an de besoins en chauffage et 210 MWh / an de besoins en froid seront couverts par la capacité supplémentaire en énergie renouvelable.

L'investissement dans le projet D2Grids a pour but de démontrer l'applicabilité du 5GDHC à la connexion et à l'intégration de ces deux systèmes distincts en établissant une boucle de température ambiante fermée de faible exergie reliant une zone à forte demande de chauffage (Dalmarnock) à un projet de développement commercial dominée par la demande en refroidissement (Shawfields). Une caractéristique nouvelle et innovante de l'investissement est que le lien doit être établi à travers un «pont intelligent» avec un espace dédié aux conduites de chauffage urbain. Le nouveau réseau permettra de partager l'énergie entre les 2 zones ainsi qu'une connexion par la suite aux installations de traitement des eaux usées de Dalmarnock et au centre d'énergie pour capter la chaleur excédentaire.

L'investissement comprend la mise au point d'un moteur de cogénération utilisant l'énergie renouvelable issue des biocarburants, associée à une pompe à chaleur qui utilise la récupération de chaleur des eaux usées par le biais de système d'énergie SHARC.

La technologie de pompe à chaleur optimisera l'efficacité des éléments de production du projet et sera intégrée de manière hydraulique dans le système de distribution. Le système fonctionnera avec des températures variables dans le «backbone» et les températures d'écoulement seront dérivées de la chaleur des égouts à environ 14-16°C, de la chaleur de l'eau de mine à environ 16-18 ° C et du refroidissement et d'autres industries pouvant être > 20 ° C.

Le système à faible exergie combiné au stockage d'énergie thermique permettra de dissocier le réseau électrique local de la demande de chaleur et fournira une opportunité pour équilibrer l'offre et la demande en gérant et en aplatissant artificiellement la demande en électricité (i.e. en stockant l'énergie thermique et le réseau en période de faible demande).

### *Intérêt du système pour Glasgow:*

Actuellement, les propriétés du réseau de Clyde Gateway sont celles d'un système de chauffage urbain alimenté au gaz, alors que pour la nouvelle zone de développement ciblée, un système de réseau de chaleur traditionnel de type 3<sup>ème</sup> génération fonctionnant sur base d'utilisation de chaleur fatale, de cogénération et de pompes à chaleur était initialement prévu.

Le refroidissement n'était pas prévu dans le réseau à l'origine. D2Grids permettra à CG de développer et d'implémenter une solution beaucoup plus efficace et à faible impact carbone intégrant de large quantités de renouvelables via l'exploration et l'adaptation du concept de 5GDHC.

Le résultat sera la production d'environ 10GWh d'énergie renouvelable à partir de l'utilisation de l'eau des égouts et des rivières et de pompes à chaleur, de l'énergie géothermique des mines, de cogénération à partir de biocarburants et photovoltaïques, combiné avec du stockage thermique et un contrôle intelligent de la réponse coté demande. L'investissement permet aux propriétés résidentielles d'accéder à un chauffage à faible émission de carbone sans augmenter les coûts. Les utilisateurs industriels, c'est-à-dire les fabricants de cuir et les usines de traitement de l'eau, auront l'opportunité de recycler leur chaleur perdue et d'échanger leur chauffage et leur refroidissement avec le complexe industriel de Dalmarnock.

### → **Bochum**

Le projet pilote de Bochum aura lieu à l'emplacement "Mark 51 ° 7", qui couvre la zone de l'ancienne usine Opel 1 à Bochum. La Bochum Perspektive 2022 GmbH a été créée pour la préparation et la

commercialisation du terrain dans le but de localiser un large éventail d'entreprises et d'immeubles de bureaux à Mark 51 ° 7. Avec le soutien de FUW, un concept d'approvisionnement en énergie a été élaboré. Le chauffage et le refroidissement d'environ 40% de la surface doivent être alimentés en utilisant la source thermique d'eau de mine provenant de l'ancienne mine Dannenbaum (située en dessous de la zone) avec le support d'un système de pompe à chaleur. L'investissement global comprend 3 éléments : la création d'un réseau de chauffage et de refroidissement à basse température (low-ex); le développement géothermique du réseau minier via deux forages directionnels; la construction du centre de chauffage et de climatisation avec système de pompe à chaleur réversible. Dans le cadre du projet D2Grids, le développement souterrain du site Mark 51 ° 7 sera mis en œuvre. Le réseau d'eau des mines doit être développé hydrauliquement via des puits directionnels. À cette fin, un puits doit être foré dans le huitième niveau à une profondeur de 816 m sous la surface. En raison de l'augmentation du gradient géothermique du carbonifère de la Ruhr, une température initiale d'environ 37 ° C est projetée. Un deuxième puits doit être foré dans le 4<sup>ème</sup> niveau à 334 m de profondeur. On prévoit ici des températures d'environ 19 ° C. Outre la mise en œuvre de deux puits, une connexion réseau à un client pilote et à la pompe à chaleur correspondante fait partie de l'investissement. Le développement ultérieur de l'ensemble du réseau de chauffage et de refroidissement du site Mark 51 ° 7 sera basé sur les résultats de ce projet pilote à petite échelle 5GDHC. La possibilité de fusionner le réseau low-ex avec le réseau de chauffage urbain à 4 canalisations mis en place dans la partie sud-ouest du site sera explorée. Si les clients ont besoin de refroidissement dans cette zone, des connexions supplémentaires pourront être établies.

### *Intérêt pour Bochum:*

L'utilisation proposée de mines via un système de doublet ouvert et la connexion avec le réseau de chaleur n'ont pas encore été réalisées en Allemagne. Le concept de 5GDHC présente un potentiel énorme de développement et de déploiement en Allemagne, et plus particulièrement dans la région de la Ruhr, compte tenu des vastes réseaux de chaleur urbains existants (principalement de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> générations) qui peuvent être mis à niveau vers la 5G. Un programme d'appui scientifique complet, qui comprendra une modélisation de la densité thermo-hydraulique, une analyse de sensibilité complète et un concept de surveillance, soulignera le caractère particulier du projet. Cela permettra une meilleure évaluation des risques économiques, techniques et environnementaux des projets futurs. Le client pilote à connecter sera le bâtiment de recherche de la Ruhr-Universität-Bochum, avec une demande de chauffage de 8 GWh/an et une demande de refroidissement de 2,3 GWh/an qui sera fournie dans une faible mesure par le système pilote initial (960 MWh/an pour le chauffage et 400 MWh/a pour le refroidissement).

### → **Nottingham**

La zone ciblée par l'investissement est le lotissement de Crabtree à Nottingham, qui dispose actuellement d'un système de chauffage au gaz. Le lotissement est situé au-dessus de l'ancienne veine de Babington, qui comptait 8 mines de charbon et pompait 110 m<sup>3</sup>/h à 145 m<sup>3</sup>/h (30 à 40 L/s) d'eau de mine. Dans l'ensemble du bloc minier, le débit moyen de pompage pour chaque houillère était d'environ 250 m<sup>3</sup>/h (70 L/s). Pour alimenter 200 maisons, la charge calorifique nécessaire est d'environ 500 kW. Cela nécessite un débit d'eau de mine d'environ 90 m<sup>3</sup>/h (25 L/s). La pression artésienne dans la mine devrait amener l'eau de la mine à environ 50 m sous la surface ce qui permettra d'avoir un pompage rentable.

Sur cette base, il est très probable que la ressource en eau de la mine soit disponible et que le projet soit économiquement viable pour les débits requis. Les anciennes galeries des mines seront ciblées afin de garantir un débit d'eau de mine aussi élevé que possible.

La Coal Authority dispose d'un forage de surveillance dans ce bloc minier où la température mesurée est de 18 ° C à 290 m sous la surface. On estime que le forage requis pour extraire l'eau de la mine aura une profondeur comprise entre 150 et 450 m, en fonction de la couche ciblée. Un forage de réinjection sera nécessaire et se trouvera dans une galerie plus proche de la surface, ce qui devrait minimiser le risque de court-circuit.

Les anciens puits de mines seront utilisés pour le stockage de chaleur et de froid, et pour fournir de l'énergie thermique à un système en boucle fermée, à basse énergie, avec échange de chaleur et de froid. Des pompes à chaleur décentralisées au niveau du district permettront d'élever la température de l'eau pour le chauffage et la climatisation, tandis que les petites pompes à chaleur dans les bâtiments assureront l'approvisionnement en eau chaude. En permettant au chauffage et au refroidissement d'être fournis sans recourir à des sources de chaleur à haute température, le réseau sera beaucoup plus efficace que les générations précédentes de réseaux de chaleur. En cas de succès, l'investissement pilote ouvre la voie à la poursuite du déploiement du 5GDHC dans la région.

#### *Intérêt pour Nottingham:*

Nottingham est la ville la plus autonome en énergie du Royaume-Uni, générant actuellement env. 20% de ses besoins en énergie à partir de sources zéro- ou faibles en carbone. Le réseau de chauffage urbain de Nottingham est le plus important du Royaume-Uni et fonctionne depuis plus de 50 ans. La stratégie énergétique de Nottingham vise à augmenter de 73% son approvisionnement en matière de chauffage urbain (par rapport à 2010). Le 5GDHC présente un énorme potentiel de développement et de déploiement dans la région, à la fois par de nouveaux développements et par la modernisation des réseaux de chaleur existants (principalement de 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> générations). La municipalité de Nottingham, en tant que l'un des opérateurs de réseau les plus expérimentés du Royaume-Uni, montrera au pilote comment le 5GDHC peut être utilisé comme modèle pour décarboniser les maisons à un prix abordable. Le projet pilote vise à établir l'infrastructure de base d'un système 5GDHC, capable de fournir 200 logements résidentiels sociaux (environ 75 000 m<sup>2</sup>) dans le lotissement de Crabtree avec un système de chauffage et de refroidissement zéro carbone, offrant des niveaux de confort élevés à un prix compétitif. La capacité totale du système sera de 500 kW, alimenté à 100% en énergie renouvelable.

#### **2.5.3. MEILLEURES PRATIQUES ET APPLICATIONS POTENTIELLES EN WALLONIE**

Si l'ambition de la mise en place d'un projet pilote en Wallonie est de démontrer la faisabilité de générer de la chaleur/du froid de façon durable à partir de l'eau des mines de charbon abandonnées à une à l'échelle de plusieurs bâtiments ou à l'échelle d'un quartier alors les systèmes à boucles ouvertes représentent les meilleurs candidats. Les systèmes de type boucle fermée auront une capacité insuffisante.

Un système de type boucle ouverte avec réinjection tel que celui déployé à Heerlen représente actuellement la meilleure option de systèmes applicables au cas de la Wallonie. Il permet de générer de la chaleur et/ou du refroidissement suffisamment important pour alimenter des clusters de bâtiments connectés les uns aux autres en surface. L'avantage est que le système permet d'utiliser le potentiel complet de la mine qui sert de source de chaleur et de froid mais qui est avant tout un formidable espace de stockage d'énergie thermique.

Contrairement au cas d'Heerlen, il ne sera cependant nécessaire dans le cadre d'un projet pilote de forer 5 puits, un puits d'injection et un puits de production seront suffisants pour démarrer.



## CHAPITRE 3 IDENTIFICATION DES SITES MINIERES CARACTERISTIQUES FAVORABLES AU DEVELOPPEMENT DE LA GEOTHERMIRE BASSE ENERGIE

---

### 3.1. OBJECTIF

La tâche 2 a pour objectif principal d'identifier les sites miniers les plus favorables au développement de la géothermie basse énergie en Wallonie. Les principaux bassins houillers wallons ont été analysés (Mons, Centre, Charleroi et Liège) dans le cadre de cette tâche.

### 3.2. PARAMETRES CLE

L'expérience que VITO a acquise au cours de la dernière décennie en travaillant sur les projets d'Heerlen (Pays-Bas), de Yellowknife (Canada), de Stoke-on-Trent (UK) et lors de projets similaires en Belgique et aux Pays-Bas, montre que pour évaluer les ressources énergétiques d'une mine ennoyée il est indispensable de déterminer un certain nombre de paramètres clé influençant la capacité des projets potentiels.

Ces paramètres clé sont principalement :

- Les volumes accessibles
- La gamme de température accessible (fonction de la profondeur)
- La connectivité du réseau
- Les débits accessibles

Idéalement, les informations permettant d'évaluer le volume accessible et les profondeurs sont dérivées de plans d'exploitation à l'échelle locale, digitalisées. Ceux-ci comprennent alors les informations concernant les différentes galeries (tracé et profondeurs) ainsi que les voies d'accès principales, conduits d'aération, puits... En Wallonie les dimensions des galeries ne sont jamais indiquées sur les plans d'exploitation, même si des informations de cette nature peuvent encore être recherchées dans les archives des sociétés minières.

Un tel niveau de détail dépassait largement le cadre du projet. En outre, ces données ne sont pas disponibles sous forme digitalisées. La principale source de données a été les coupes dites «de l'Administration des Mines ». UMONS a utilisé la méthodologie décrite dans les sections suivantes pour l'estimation du potentiel.

### 3.3. METHODOLOGIE

Les paramètres retenus pour le calcul du potentiel de la géothermie des eaux des mines à l'échelle de la Wallonie sont les volumes et les températures. En effet, le potentiel est lié à la fois aux volumes d'eau présents dans les vides miniers et à la température de ces eaux. Afin de prendre en compte à la fois le potentiel en « chaleur » et en « froid », les températures maximales et minimales des volumes d'eaux accessibles devraient également être estimées.

Plusieurs hypothèses sont prises en compte dans le calcul de ce potentiel. D'abord, l'ensemble des volumes miniers sont considérés comme saturés d'eau. Il n'y a pas de données concernant

l'évolution des niveaux d'eau dans les anciens charbonnages de Wallonie mais ceux-ci sont considérés comme complètement noyés (Pacyna D., *com. pers.*). Ensuite, les volumes miniers résiduels sont considérés comme équivalents selon le mode d'exploitation et le mode d'abandon des tailles, ces informations de détail n'étant que très rarement voire jamais disponibles.

Les volumes des vides miniers peuvent être estimés de différentes manières. La première approche consiste à collationner les volumes de charbon produits par concession. Cependant les concessions ont des superficies très variables et qui évoluent dans le temps. De plus, la proportion de zones minées dans les concessions est variable également. Enfin, les productions par concessions ne sont pas publiées avant 1896. L'approche choisie par l'UMONS consiste à utiliser comme proxy le nombre de veines exploitées par unité de surface<sup>3</sup>.

Pour les températures minimales et maximales, les proxys utilisés sont respectivement les profondeurs minimales et maximales d'exploitation pour chaque unité de surface. Cette approche revient à considérer un gradient géothermique identique à l'échelle des bassins miniers wallons, ce qui est globalement le cas d'après les données disponibles (Vandenberghé & Fock, 1989). Notons néanmoins que ce gradient est légèrement supérieur dans le Bassin du Couchant de Mons, le proxy utilisé sous-estimera donc légèrement les températures dans le cas de ce bassin.

### 3.4. BASSINS HOUILLERS WALLONS

Sur base de la bibliographie, un premier screening des bassins houillers wallons a été réalisé préalablement au calcul du potentiel. Les Bassins du Couchant de Mons, du Centre et de Charleroi présentent un potentiel géothermique a priori élevé, les profondeurs maximales des exploitations pouvant atteindre 1000 à 1500 m. Le Bassin de Basse-Sambre a quant à lui un faible potentiel, les travaux les plus profonds ne dépassant généralement pas 200 à 300 m. Le bassin de Liège présenterait un potentiel modéré, au regard d'une profondeur d'exploitation atteignant généralement 600 à 700 m de profondeur. De plus, ce bassin avait déjà fait l'objet d'une évaluation de potentiel (Dembélé, 2015) mais à l'échelle de ses concessions.

Dans un premier temps, ce sont les bassins les plus prometteurs (Couchant de Mons, du Centre et de Charleroi) qui ont fait l'objet d'une évaluation du potentiel. Par la suite, à la demande expresse de l'Administration, cette évaluation a également été menée sur le Bassin de Liège.

### 3.5. DONNEES UTILISEES

Les données sources analysées dans le cadre de ce travail sont les coupes dites 'de l'Administration des Mines'. Ces coupes Nord-Sud sont des documents synthétiques disponibles pour les bassins houillers belges dès le milieu du 19<sup>ème</sup> siècle. Ces coupes méridiennes sont dressées au 1/5000<sup>ème</sup> et sont disponibles tous les 100 m d'Est en Ouest. Elles ont été scannées par le Service Géologique de Wallonie et ont été mise à disposition à l'UMONS dans le cadre de ce projet<sup>4</sup>.

Quelques exemples de ces coupes minières sont donnés ci-après afin d'illustrer différentes qualités de tracés.

---

<sup>3</sup> Notons que la validité de ce proxy été testée sur quelques concessions.

<sup>4</sup> Cette mise à disposition a été formalisée au moyen de la Convention « SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie – 000012 »

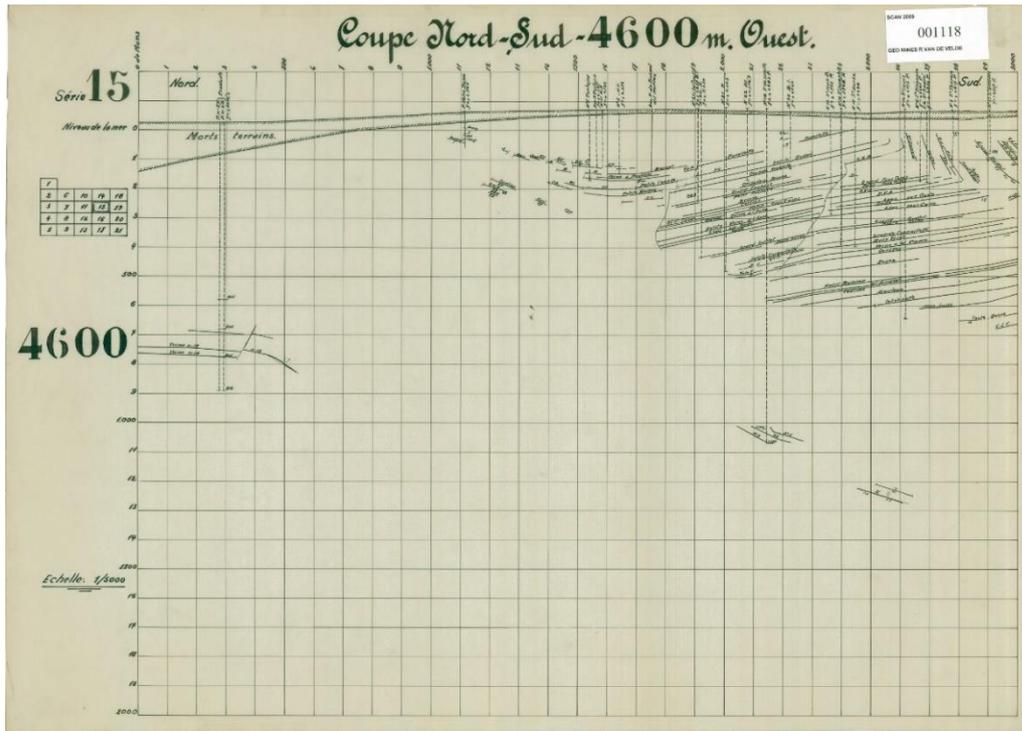


Figure 14 : Coupe minière N-S à 4600 m à l'Ouest du Beffroi de Mons (Bassin du Couchant de Mons) - Copyright SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie – 000012

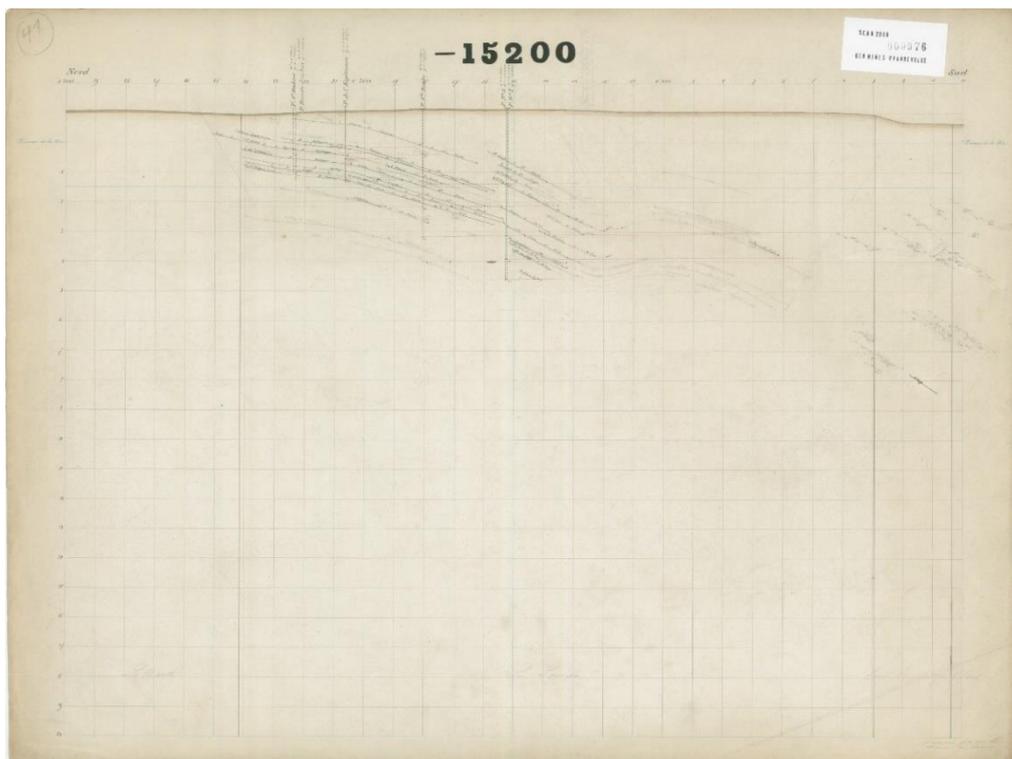


Figure 15 : Coupe minière N-S à 15200 m à l'Est du Beffroi de Mons (Bassin du Centre) - Copyright SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie – 000012

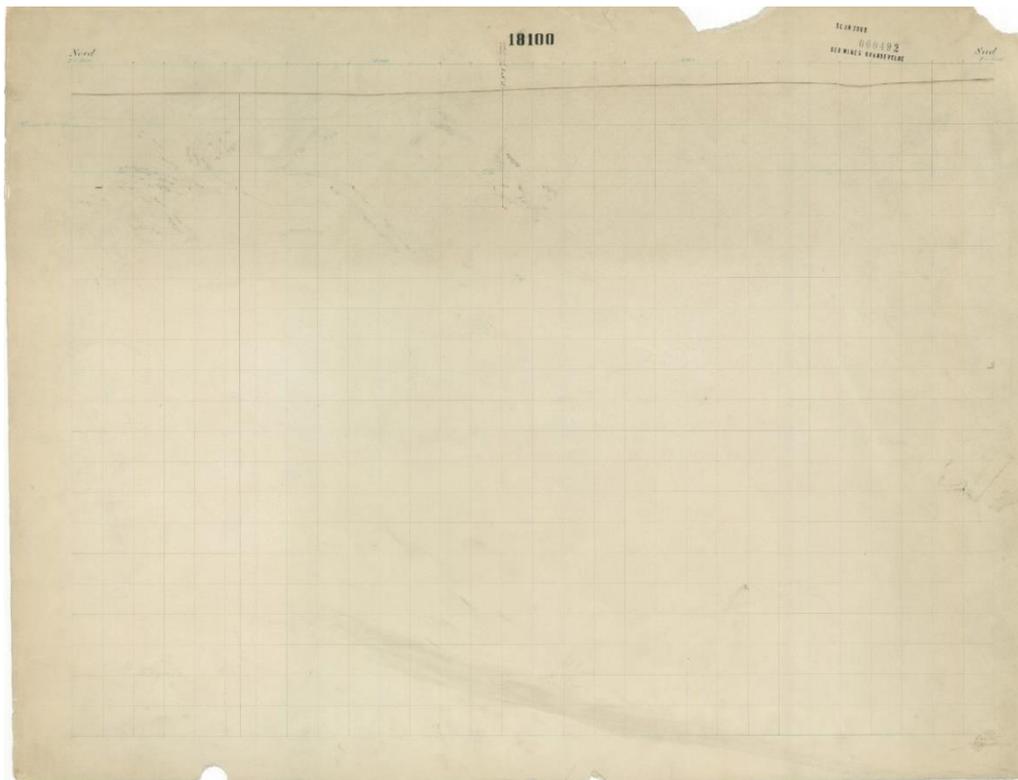


Figure 16 : Coupe minière N-S à 18100 m à l'Est du Beffroi de Mons (Bassin du Centre) - Copyright SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie – 000012

### 3.6. ACQUISITION DES PROXY'S

Dans le cadre du calcul du potentiel, 3 variables ont été échantillonnées sur les coupes minières : le nombre de veines de charbon exploitées ainsi que les profondeurs minimales et maximales d'exploitation.

L'échantillonnage a été réalisé tous les 100 m tant sur l'axe nord-sud que sur l'axe est-ouest. Ce taux d'échantillonnage permet d'évaluer le potentiel localement voire très localement, à l'échelle des quartiers comme de zones plus vastes.

En pratique, toutes les coupes minières ont été examinées et l'échantillonnage a été réalisé au moyen du quadrillage tracé sur chacune des coupes, dont la taille de la maille est de 100 m. L'encodage de ces données a été réalisé dans un tableur.

Mis-à-part pour le Couchant de Mons, ce travail d'échantillonnage s'est avéré beaucoup plus ardu que prévu. Les crayonnés sont souvent peu lisibles, et la présence de ratures ou de crayonnés interprétatifs complique significativement la lecture de ces coupes. De plus, plusieurs versions, qui parfois se complètent, sont disponibles pour certaines coupes. Cela nécessite donc une comparaison fine de chacune des coupes pour intégrer l'ensemble des données disponibles.

Au terme du travail d'acquisition, les données ont subi une phase de validation et les doublons relatifs aux bords de coupes adjacentes ont été éliminés. Ensuite, ces données ont été exportées afin d'en permettre une représentation cartographique.

### 3.7. CALCUL DU POTENTIEL

Pour évaluer le potentiel, le calcul du proxy suivant a été choisi afin de prendre en compte à la fois le potentiel en « chaleur » et en « froid » :

$$(Prof\_max - Prof\_min) * Nbre\_veines$$

Ce calcul a été réalisé pour l'ensemble des points échantillonnés.

### 3.8. RESULTATS

Le Tableau 3 reprend le total des points et du nombre de veines de charbon échantillonnés sur les quatre bassins houillers analysés. Près de 190.000 veines ont été comptabilisées sur plus de 45.000 points de mesures.

Bassin	Points mesurés	Veines comptabilisées
<i>Couchant de Mons</i>	9422	52944
<i>Centre</i>	6557	27788
<i>Charleroi</i>	15467	60322
<i>Liège</i>	13999	48448
<b>TOTAL</b>	45445	189502

Tableau 3 : Total des points mesurés et des veines comptabilisées

En éliminant les différents doublons liés aux superpositions entre coupes adjacentes, ces chiffres descendent à environ 180.000 veines pour environ 42.000 points d'échantillonnage (Tableau 4).

Bassin	Points mesurés	Veines comptabilisées
<i>Couchant de Mons</i>	9116	51389
<i>Centre</i>	6439	27439
<i>Charleroi</i>	13368	52965
<i>Liège</i>	13532	46945
<b>TOTAL</b>	42455	178738

Tableau 4 : Total des points mesurés et des veines comptabilisées (sans doublons)

D'après les nombres totaux de veines comptabilisées, les Bassins du Couchant de Mons, de Charleroi et de Liège sont très proches en termes de vides miniers, tandis que le Bassin du Centre est environ moitié moindre. En ce qui concerne le nombre maximal de veines exploitées en un point d'échantillonnage (Tableau 5), le Bassin du Couchant de Mons atteint le nombre le plus grand (35), suivi des Bassins de Charleroi et de Liège (respectivement 27 et 25), tandis que pour le Bassin du Centre ce nombre est environ moitié moindre (15). Les profondeurs maximales atteintes sont identiques pour le Couchant de Mons et Charleroi (-1370 m), et moindres pour Liège (-1080 m) et le Centre (-980 m).

Bassin	Nombre veines max.	Prof. max. [m]
Couchant de Mons	35	-1370
Centre	15	-980
Charleroi	27	-1370
Liège	25	-1080

Tableau 5 : Nombre de veines et profondeurs maximales d'exploitation (en altitude absolue) relevées en un point de mesure

### 3.8.1. PROFONDEURS MINIMALES D'EXPLOITATION

Les quatre figures suivantes présentent la cartographie des profondeurs minimales d'exploitation (en altitude absolue) sur les Bassins du Couchant de Mons, du Centre, de Charleroi et de Liège, pour l'ensemble des points échantillonnés sur les coupes minières.

Pour le Couchant de Mons (Figure 17), le Borinage et Bernissart présentent des profondeurs minimales d'exploitation généralement très faibles, généralement de l'ordre de 0 à -300 m. Ailleurs, c'est-à-dire dans l'axe de la vallée de la Haine, elles sont plutôt de l'ordre de -300 à -800 m.

Dans la région du Centre, les profondeurs minimales d'exploitation sont très faibles sur quasi tout le bassin, de l'ordre de +200 à -300 m (Figure 18).

Le Bassin de Charleroi présente également des profondeurs minimales très faibles (+200 à -300 m), mis-à-part dans sa partie Sud, en particulier de Monceau-sur-Sambre à Couillet (Figure 19).

Dans le Bassin de Liège, la très grande majorité des profondeurs minimales d'exploitation sont très faibles, de l'ordre de +200 à -300 m (Figure 20).

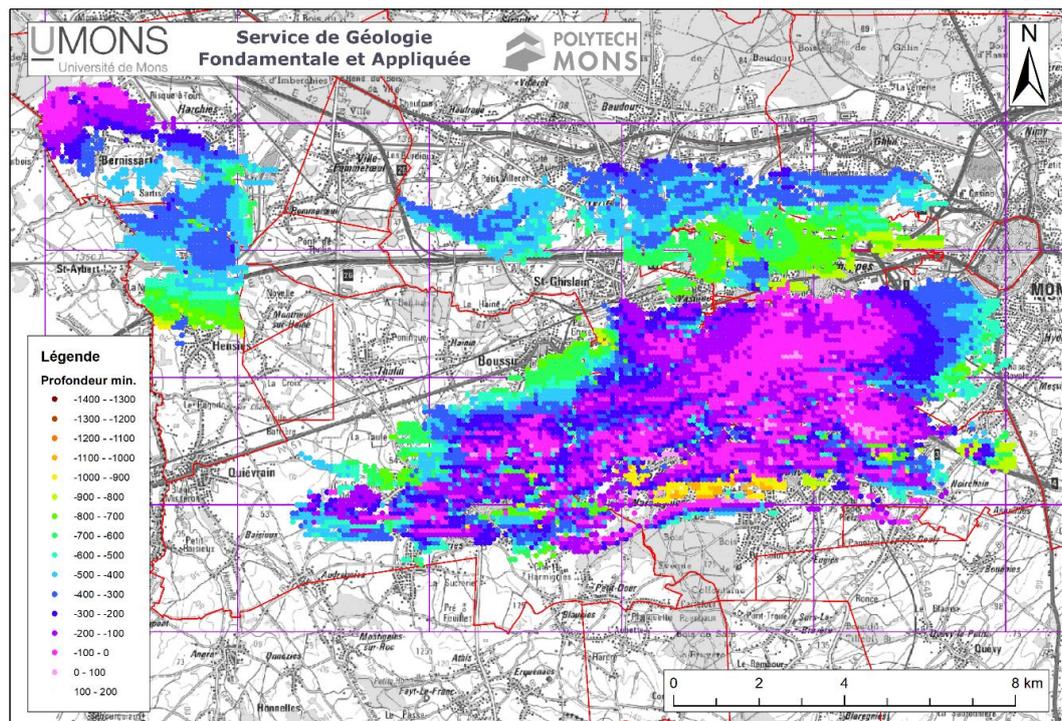


Figure 17 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin du Couchant de Mons

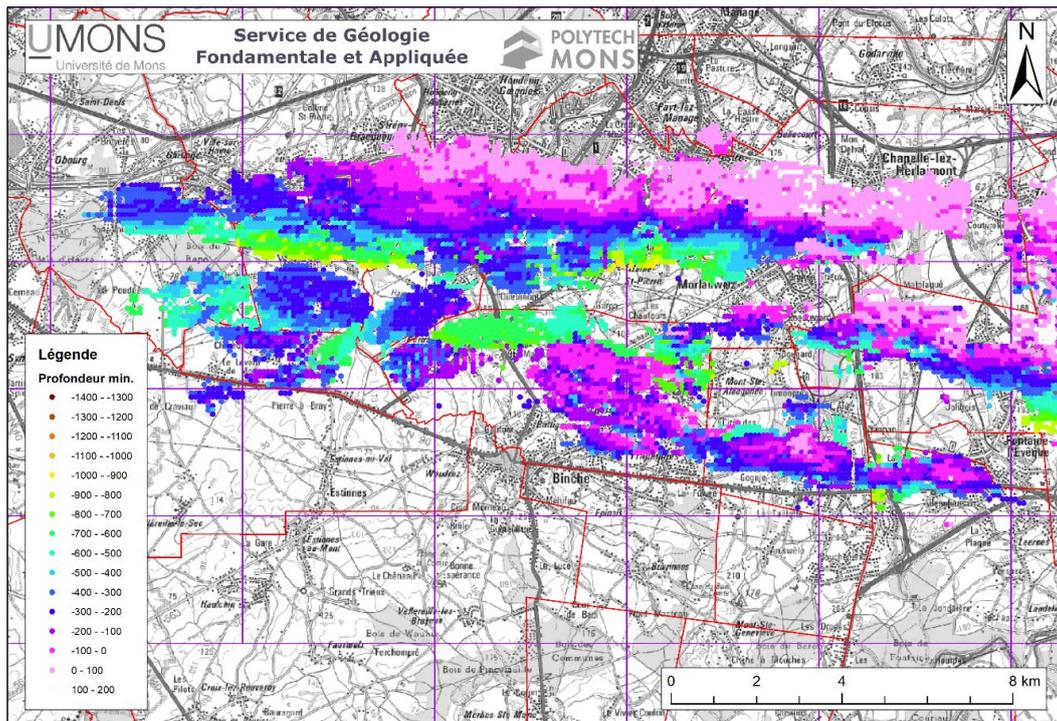


Figure 18 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin du Centre

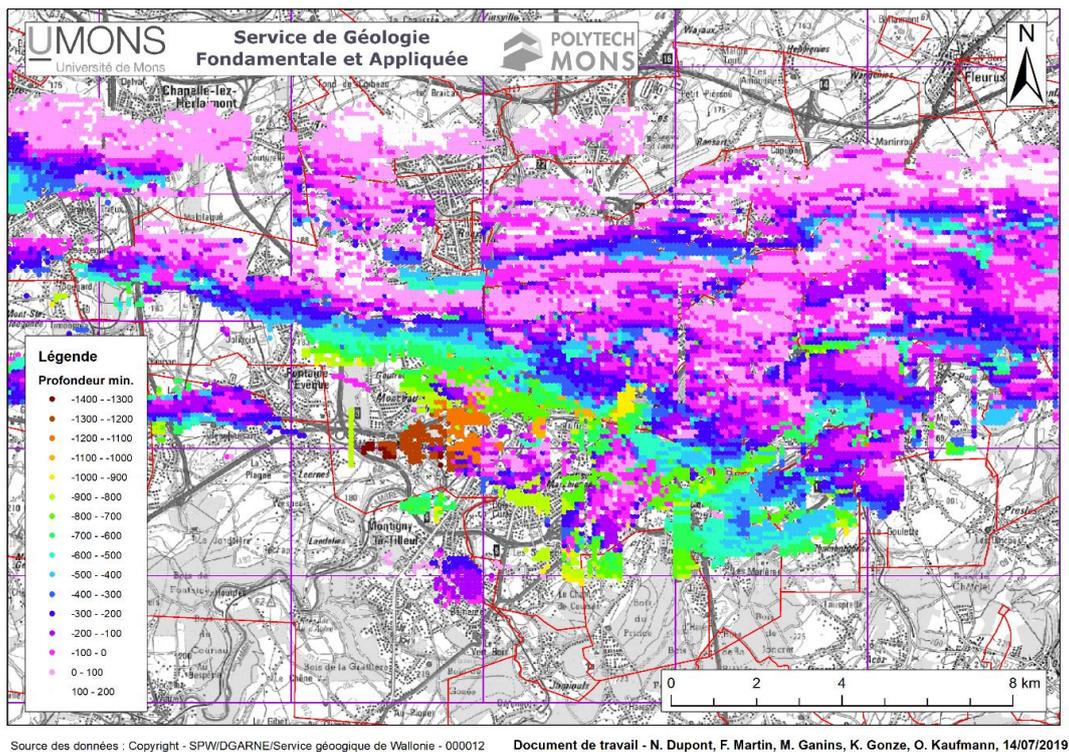
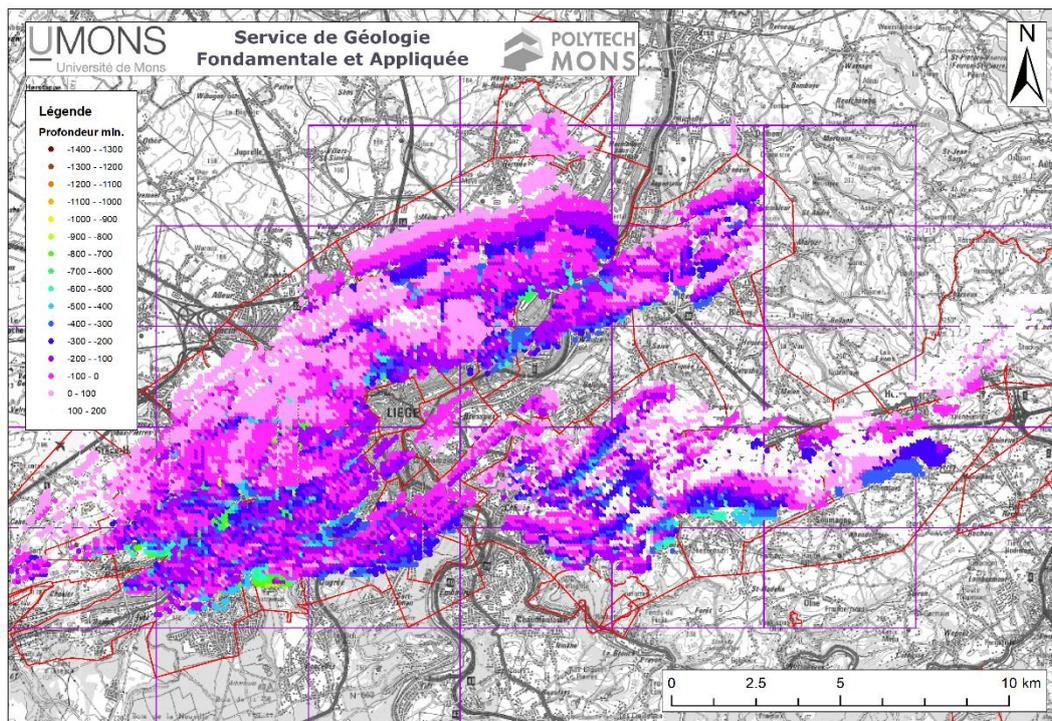


Figure 19 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin de Charleroi



Source des données : Copyright - SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012

Document de travail - N. Dupont, 14/07/2019

Figure 20 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin de Liège

### 3.8.2. PROFONDEURS MAXIMALES D'EXPLOITATION

Les quatre figures suivantes reprennent la cartographie des profondeurs maximales d'exploitation (en altitude absolue) sur les bassins du Couchant de Mons, du Centre, de Charleroi et de Liège pour l'ensemble des points échantillonnés sur les coupes minières.

Pour le Couchant de Mons (Figure 21), une grande partie du Bassin présente des profondeurs maximales atteignant -600/-700 m voire plus. Notons en particulier un axe Quaregnon-Flénu où elles peuvent s'étendre de -1000 à -1400 m et entre Warquignies et La Bouverie, où les exploitations se poursuivent jusqu'à -900 à -1200 m.

Dans la région du Centre (Figure 22), les profondeurs maximales d'exploitation sont globalement plus faibles que dans le Couchant de Mons. Des profondeurs maximales supérieures à -800 m ne sont atteintes uniquement que dans l'axe situé entre Boussoit et Haine-Saint-Pierre ainsi que localement à Anderlues.

Le Bassin de Charleroi présente dans sa partie nord également des profondeurs maximales assez modérées, souvent inférieures à -500 m, tandis que dans sa partie sud cette valeur est très souvent dépassée et peut atteindre environ -1400 m, en particulier autour de l'axe Marchienne-au-Pont – Dampremy (Figure 23).

Dans le Bassin de Liège (Figure 24), les profondeurs maximales d'exploitations sont souvent faibles à modérées (jusque -500 m). Néanmoins, certaines zones sont concernées par des exploitations plus profondes, en particulier à Seraing, Jemeppe, Tilleur et Montegnée (jusque -1000 à -1100 m), ainsi que dans une moindre mesure à Saint-Nicolas, Flémalle, Grace-Hollogne, Glain, Ans, Vottem, Hortal, Wandre, Beyne-Heusey, Fléron, ainsi que sur la bordure ouest et nord de la Ville de Liège (jusque -700 à -900 m).

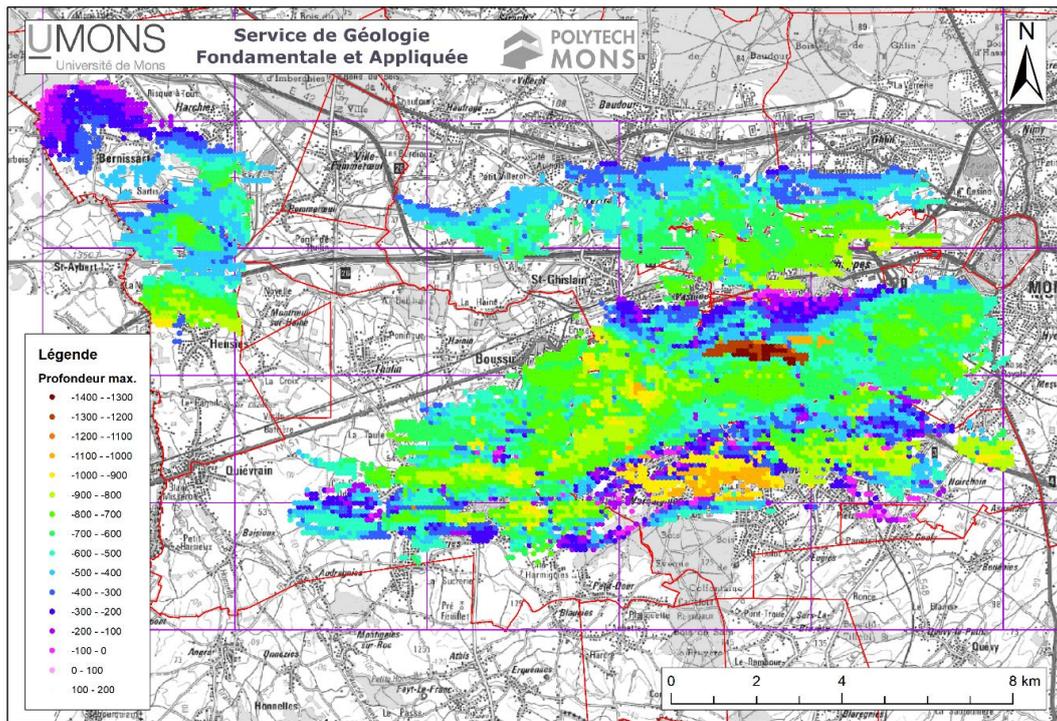


Figure 21 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin du Couchant de Mons

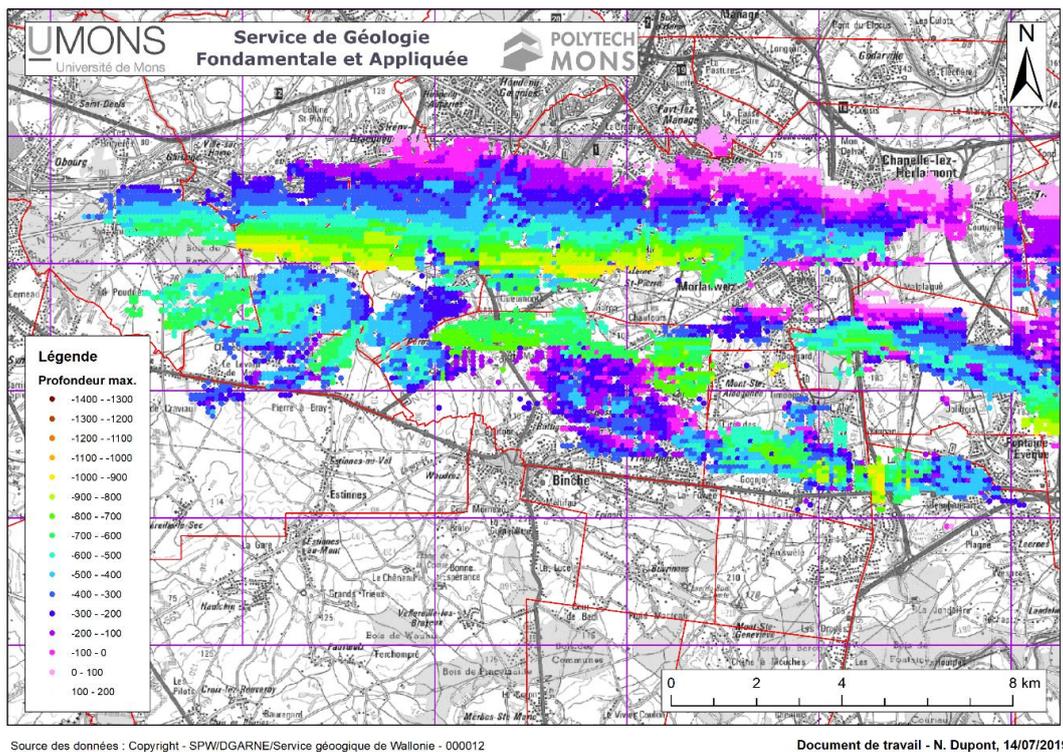
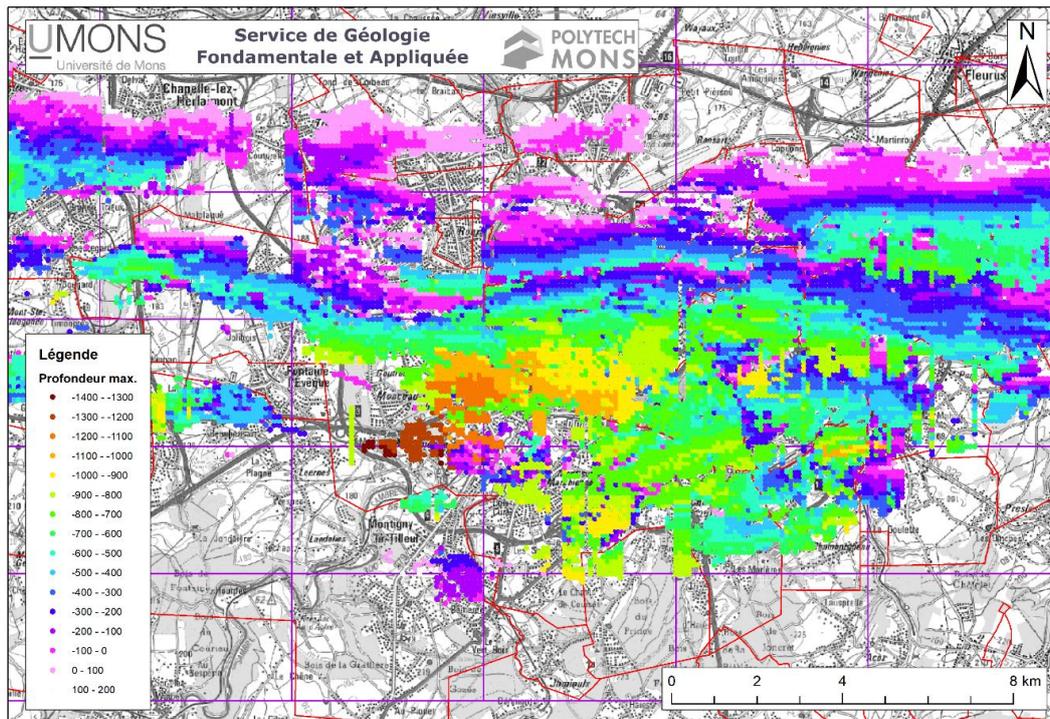
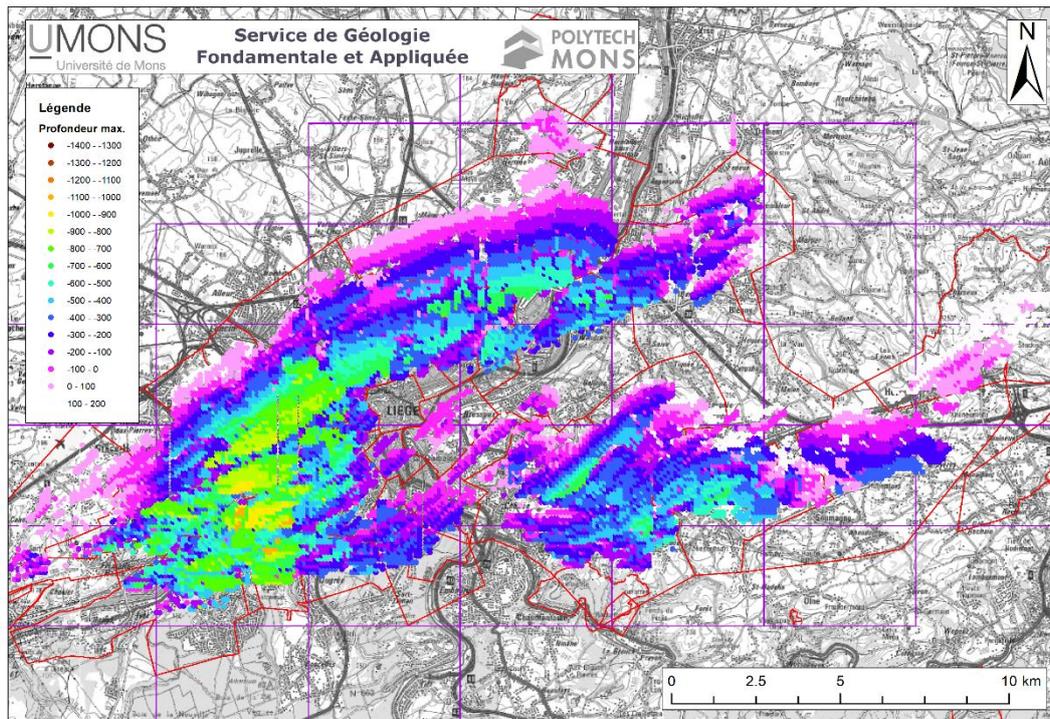


Figure 22 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin du Centre



Source des données : Copyright - SPWDGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012 Document de travail - N. Dupont, F. Martin, M. Ganins, K. Gonze, O. Kaufmann, 14/07/2019

Figure 23 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin de Charleroi.



Source des données : Copyright - SPWDGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012 Document de travail - N. Dupont, 13/09/2019

Figure 24 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin de Liège.

### 3.8.3. NOMBRE DE VEINES EXPLOITEES

Les quatre figures suivantes présentent la cartographie du nombre de veines exploitées sur les Bassins du Couchant de Mons, du Centre, de Charleroi et de Liège pour l'ensemble des points échantillonnés sur les coupes minières.

Pour la majorité de la superficie des quatre bassins, le nombre de veine exploitées est principalement inférieur à 10. Le Bassin du Couchant de Mons possède un axe Hornu – Cuesmes autour duquel le nombre de veines exploitées est supérieur à 13 et peut atteindre localement 24 à 35 entre Wasmes et Flénu (Figure 25).

Dans la région du Centre (Figure 26), le nombre de veines le plus important est situé entre Strépy et Chapelle-lez-Herlaimont et à Anderlues mais ne dépasse que très localement le nombre de 13.

Pour le Bassin de Charleroi, sa partie centrale présente localement des zones où le nombre de veines exploitées est plus élevé, supérieur à 13. Parmi ces zones, la plus importante tant du point de vue du nombre et de la superficie est située à Gilly, où le nombre de veine atteint localement 27 (Figure 27). Dans le Bassin de Liège (Figure 28), quelques zones présentent un nombre de veines supérieur à 13, en particulier à Jemeppe, Tilleur, Glain, Ans, à la limite ouest de la Ville de Liège, ainsi qu'autour de la limite commune entre Herstal, Vottem et Liège.

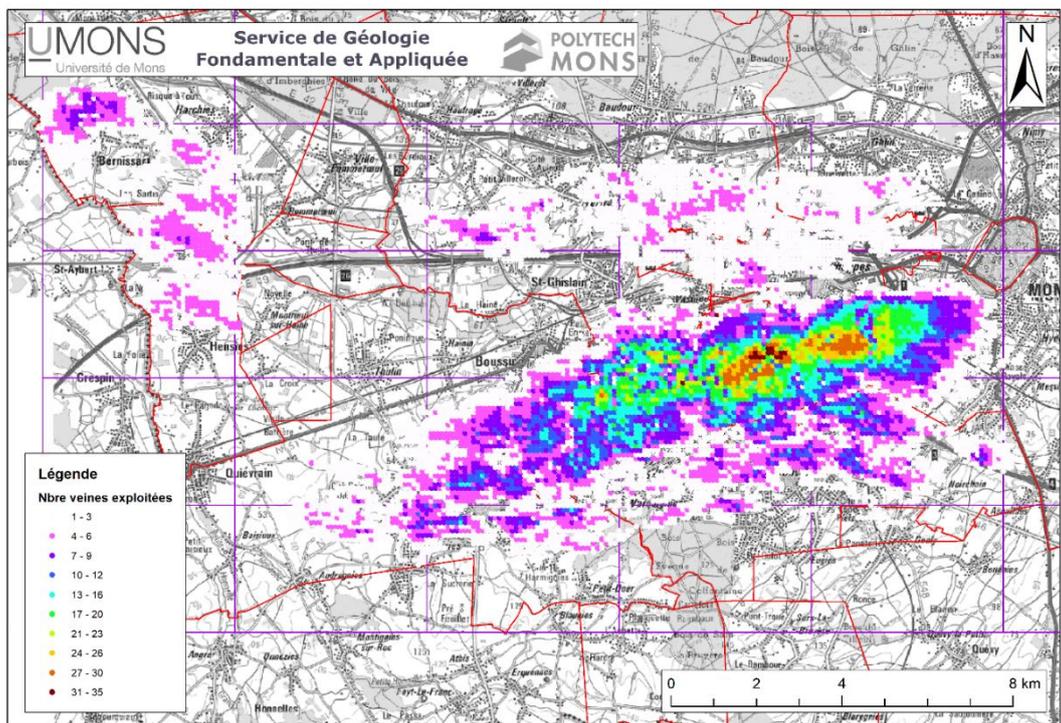
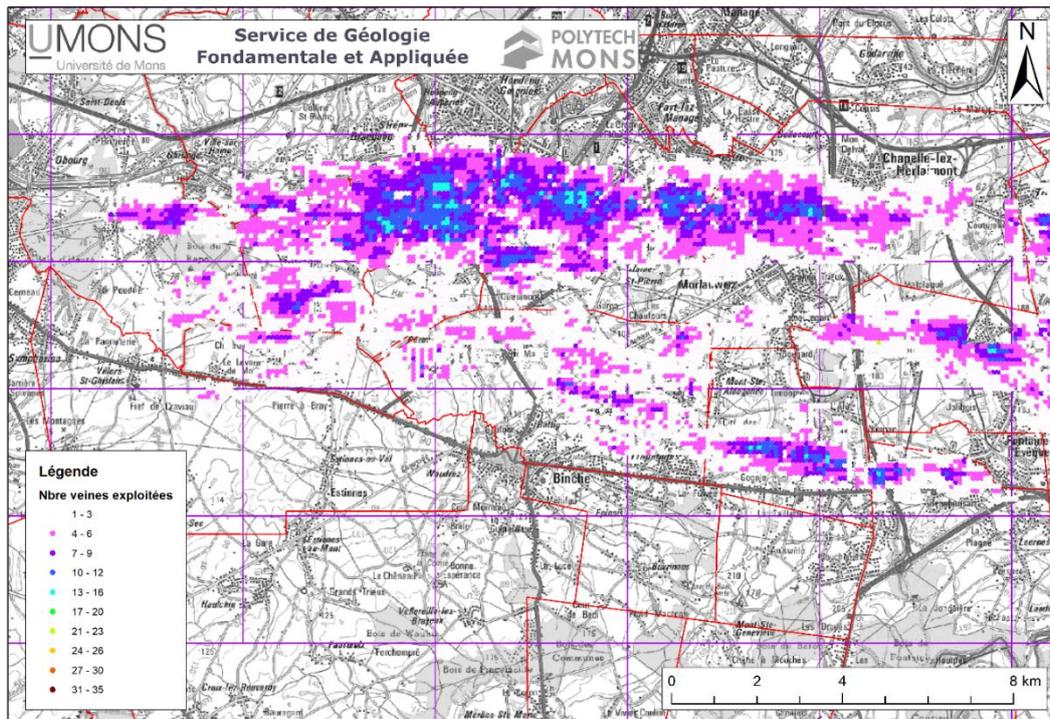


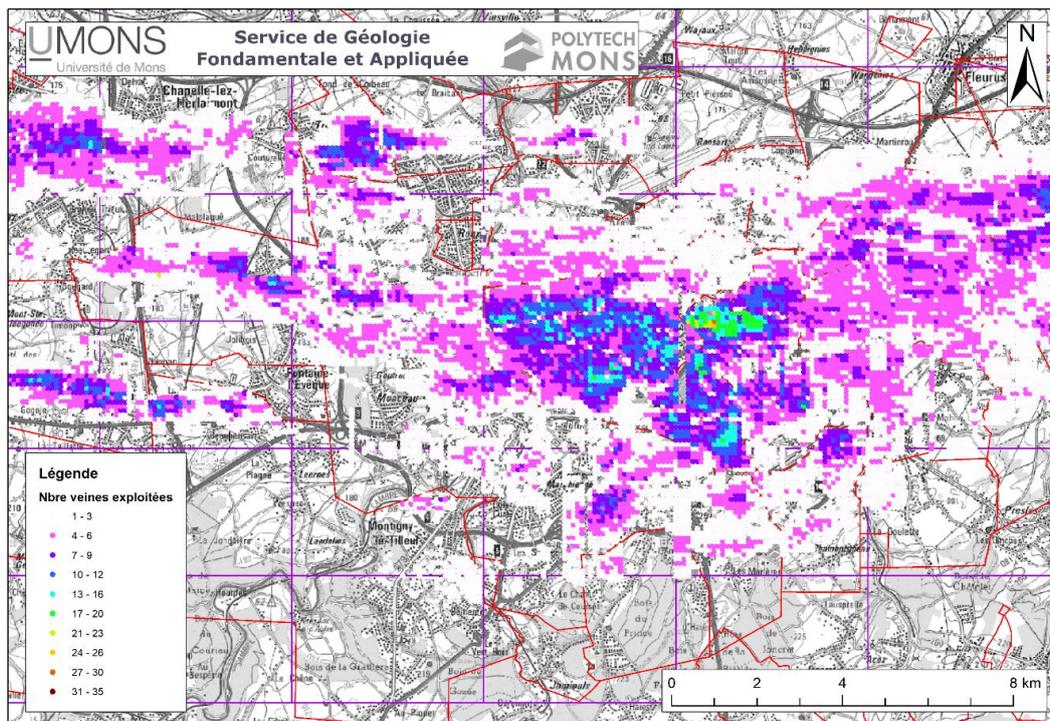
Figure 25 : Nombre de veines exploitées – Bassin du Couchant de Mons.



Source des données : Copyright - SPWDGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012

Document de travail - N. Dupont, 14/07/2019

Figure 26 : Nombre de veines exploitées – Bassin du Centre.



Source des données : Copyright - SPWDGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012

Document de travail - N. Dupont, F. Martin, M. Ganins, K. Gonze, O. Kaufmann, 14/07/2019

Figure 27 : Nombre de veines exploitées – Bassin de Charleroi.

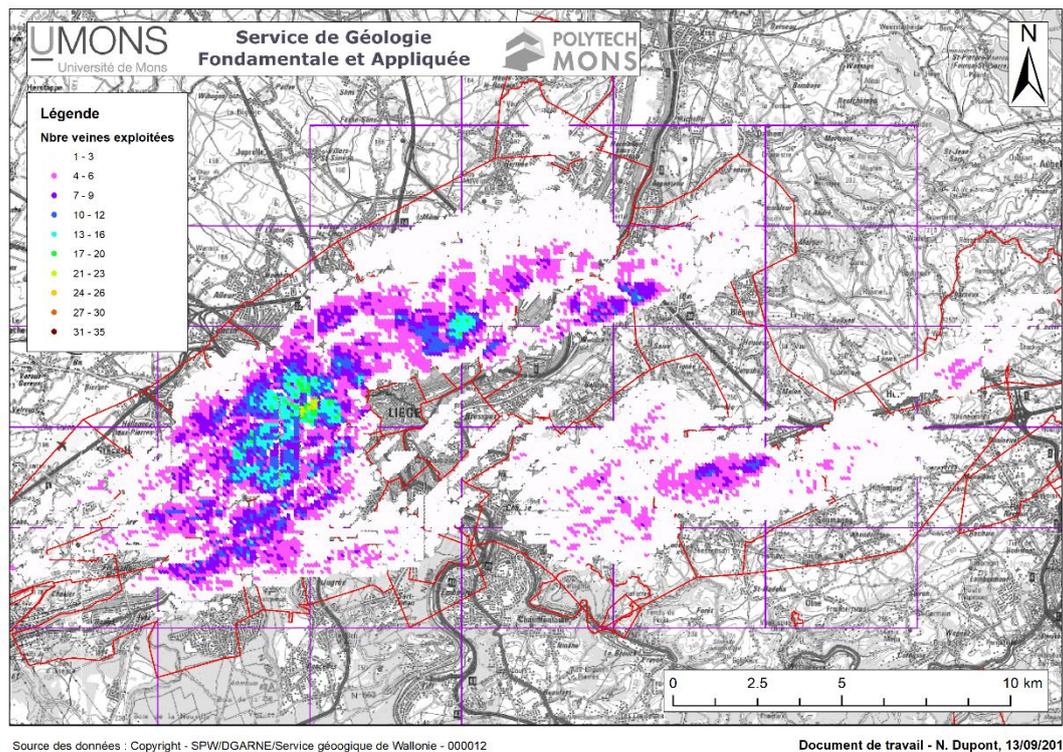


Figure 28 : Nombre de veines exploitées – Bassin de Liège.

#### 3.8.4. POTENTIEL GEOTHERMIQUE DES ANCIENNES MINES

Les quatre figures suivantes reprennent la cartographie du proxy proposé pour le potentiel géothermique des anciennes mines sur les Bassins du Couchant de Mons, du Centre, de Charleroi et de Liège pour l'ensemble des points échantillonnés sur les coupes minières.

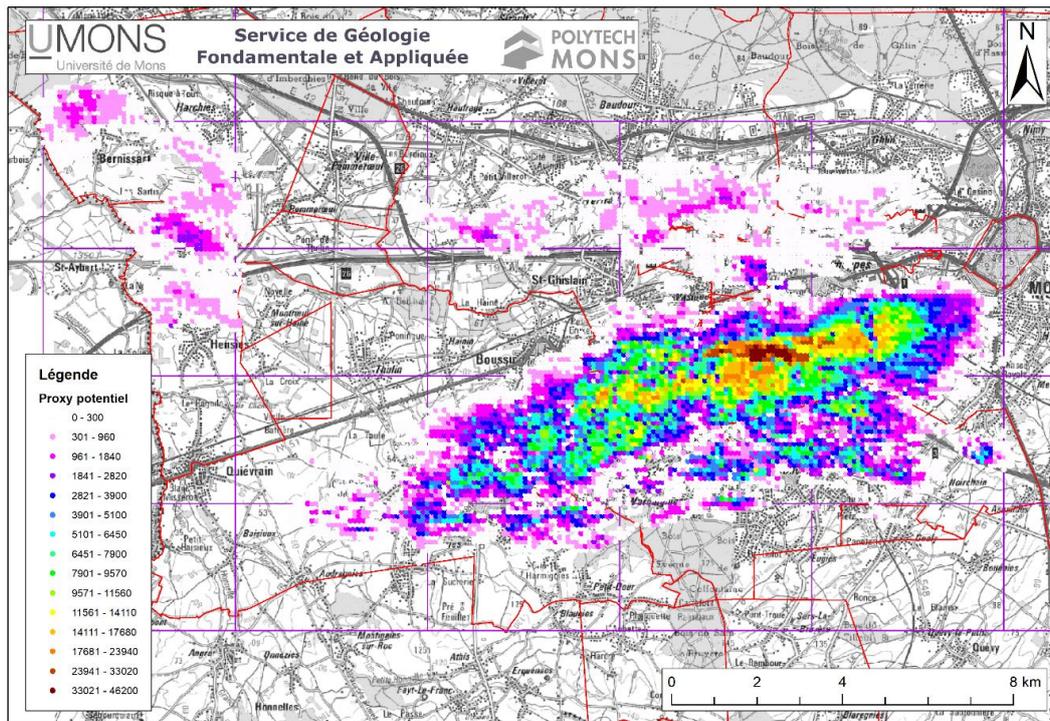
Parmi ces quatre bassins, le Couchant de Mons possède la plus grande superficie où le potentiel est modéré à élevé (teintes vertes à brunes), en particulier autour de l'axe Boussu-Bois – Wasmes – Quaregnon – Flénu – Cuesmes (Figure 29).

Ensuite, ce sont les Bassins de Charleroi et de Liège qui présente le plus de zones à potentiel modéré à élevé, mais dont le potentiel est globalement plus faible que dans le Couchant de Mons.

Pour le Bassin de Charleroi, ces zones sont principalement autour de l'axe Dampremy-Gilly, mais également à Lodelinsart, Monceau-sur-Sambre, et Montignies-sur-Sambre (Figure 30).

Dans le Bassin de Liège, ces zones sont situées à l'ouest de la ville de Liège, autour d'un axe Seraing-Ans, ainsi que de manière beaucoup plus limitée autour de la limite commune entre Herstal, Vottem et Liège (Figure 32).

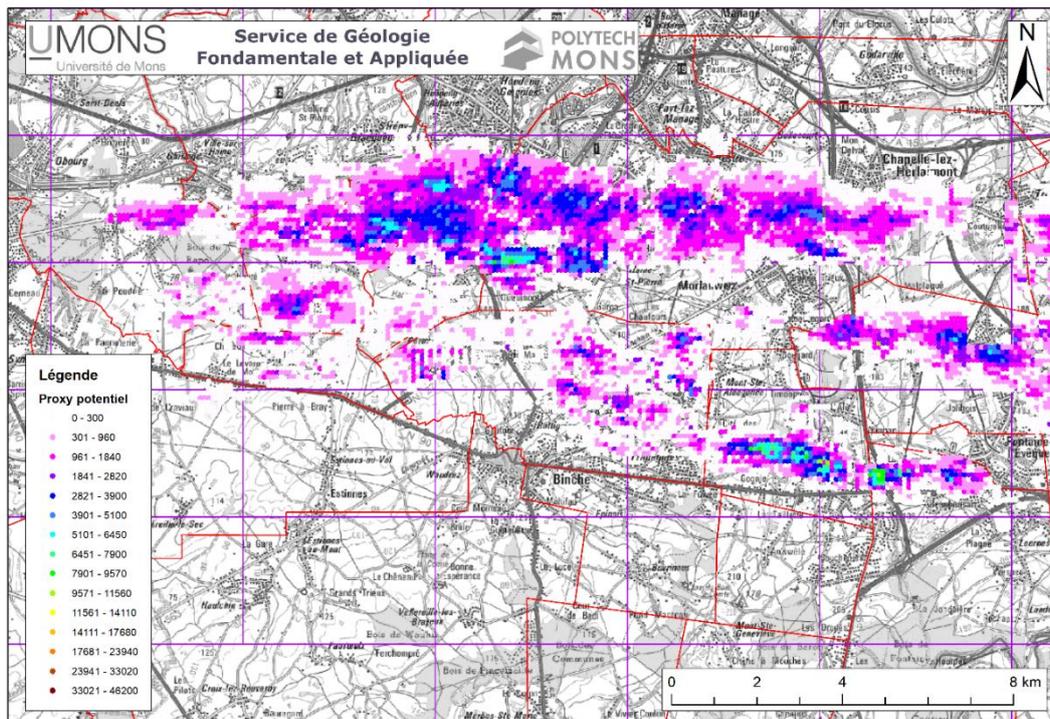
Dans le Bassin du Centre, des zones beaucoup plus restreintes possèdent des potentiels modérés (teintes vertes), les plus importantes étant situées à Anderlues et à Saint-Vaast (Figure 31).



Source des données : Copyright - SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012

Document de travail - N. Dupont, 14/07/2019

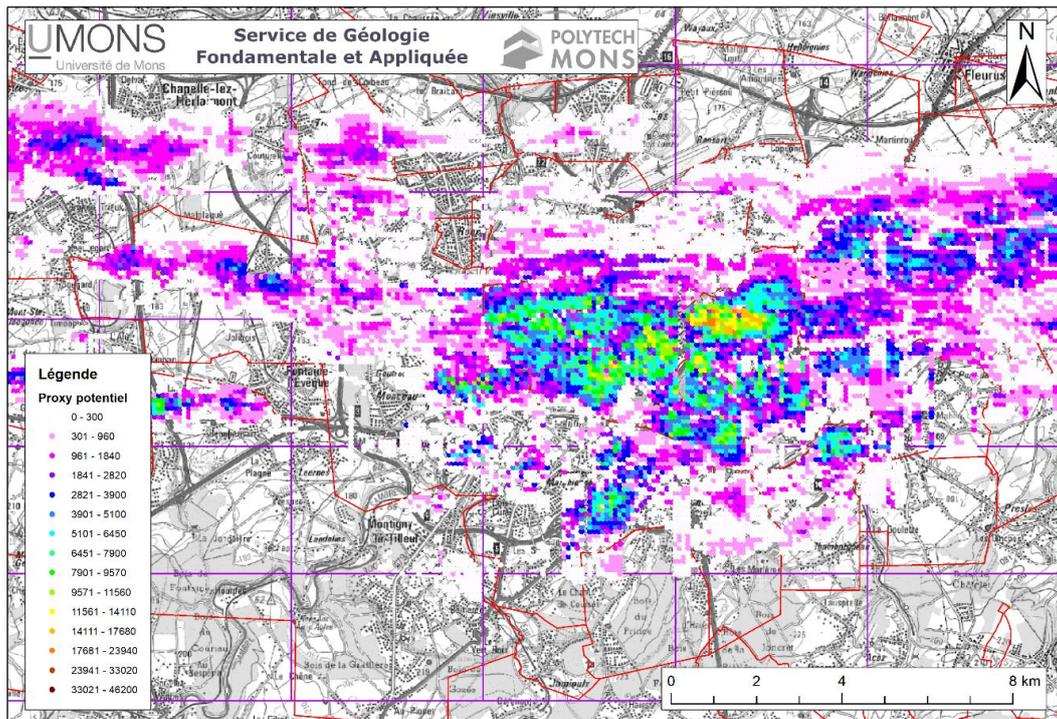
Figure 29 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin du Couchant de Mons.



Source des données : Copyright - SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012

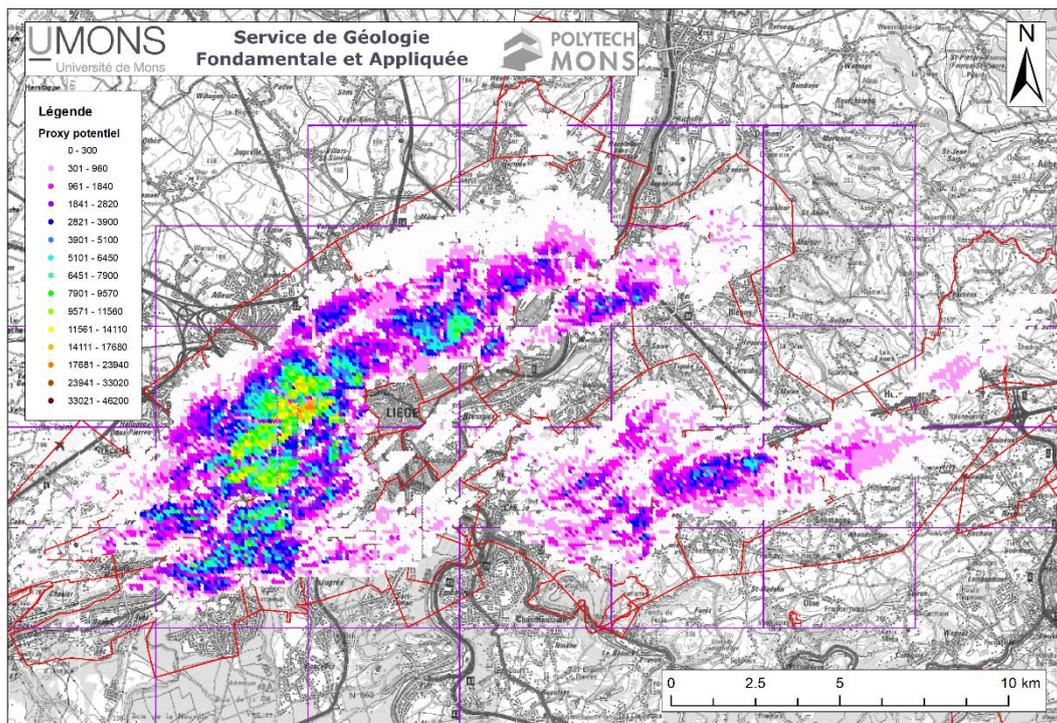
Document de travail - N. Dupont, 14/07/2019

Figure 30 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin du Centre.



Source des données : Copyright - SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012 Document de travail - N. Dupont, F. Martin, M. Ganins, K. Gonze, O. Kaufmann, 14/07/2019

Figure 31 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin de Charleroi.



Source des données : Copyright - SPW/DGARNE/Service géologique de Wallonie - 000012 Document de travail - N. Dupont, 13/09/2019

Figure 32 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin de Liège.



## CHAPITRE 4 EVALUATION DU POTENTIEL GEOTHERMIQUE DE CES ANCIENNES MINES DE CHARBON SUR LE PLAN QUALITATIF ET QUANTITATIF

---

### 4.1. OBJECTIF

La tâche 3 a pour but d'ajouter un niveau de connaissance supplémentaire par rapport aux résultats obtenus à la tâche 2. Cette tâche a vocation à fournir une information qualitative et quantitative du potentiel géothermique des mines abandonnées prédéfinies à la tâche 2. Le potentiel est estimé en se basant sur les volumes extraits et les profondeurs d'exploitation et fourni une indication du potentiel pour un type d'application proche de celui utilisé à Heerlen (type d'utilisation, chauffage, climatisation, stockage...). La tâche 3 n'est cependant en aucun cas une étude de faisabilité détaillée pour les sites sélectionnés. De telles études nécessiteraient des modélisations individuelles des systèmes qui dépassent largement le cadre du présent projet.

### 4.2. DESCRIPTION DE LA TACHE

Une comparaison a été effectuée entre les mines en Wallonie et les mines Oranje-Nassau (ON) qui sont utilisées comme réservoir dans le cadre du projet Mijnwater à Heerlen aux Pays-Bas. Premièrement, pour vérifier si l'approche suivie pour faire une estimation des volumes résiduels et du potentiel géothermique est une approche valable et deuxièmement pour avoir une comparaison en ce qui concerne la capacité thermique des deux zones minières.

Ensuite, afin de mieux apprécier quelles sont les zones potentiellement les plus favorables pour un site vis-à-vis de la géothermie eaux des mines, une nouvelle cartographie du potentiel est proposée sur base des proxy's présentés au chapitre précédent.

### 4.3. VALIDATION DE LA METHODOLOGIE: COMPARAISON ENTRE LES MINES DE WALLONNE ET LES MINES DES CONCESSIONS ON D'HEERLEN

Afin de réaliser la comparaison entre les mines wallonnes et celles d'Heerlen, la méthodologie d'estimation du potentiel géothermique présentée dans les sections précédentes et utilisée pour les mines de la Wallonie a été appliquée aux mines ON d'Heerlen. Des cartes ont été réalisées présentant : la quantité de veines de charbon minées, la profondeur maximale et minimale de ces veines et le proxy du potentiel géothermique. Ces cartes sont basées, non pas sur des coupes minières comme cela était le cas pour les mines en Wallonie mais sur les cartes minières détaillées des mines ON. Ces cartes détaillées comprenant les puits de mines, les galeries, les puits aveugles et les panneaux minés. Tout comme pour les mines de la Wallonie, les cartes sont constituées de mailles de 100 m sur 100 m. Le tableau 1 donne un aperçu de la quantité de points mesurés, des veines de charbon comptées, du nombre maximal de veines de charbon et de la profondeur maximale à laquelle le charbon a été extrait.

BASSIN	Points mesurés	Veines comptabilisées	Nombre veines max.	Prof. Max. (m)
Heerlen	2822	8885	9	-650

Tableau 6 : Total des points mesurés et des veines comptabilisées (sans doublons) et nombre de veines et profondeurs maximales d'exploitation (en altitude absolue) relevées en un point de mesure.

#### 4.3.1. DONNEES DE PRODUCTION VERSUS DONNEES MODELISEES

Avec une épaisseur moyenne de 1 m pour les veines de charbon du bassin d'Heerlen, le volume total de charbon extrait des mines ON est d'environ 88.85 Mm<sup>3</sup>, sur la base des données du modèle (veines comptabilisées). Le volume d'infrastructures (2.37 Mm<sup>3</sup>), considéré comme toujours ouvert, est basé sur les données du modèle «open-pipe» des puits de mines, des galeries et des puits aveugles des mines ON. Les données de production des mines ON révèlent un volume net de 88.70 Mm<sup>3</sup> de charbon extrait. D'après la littérature, le volume infrastructurel des galeries encore ouvertes dans le cas Heerlen est estimé à environ 2,5% du volume net de charbon extrait. Cela signifie environ 2,19 MJm<sup>3</sup> (Van Tongeren et. Al., 2002).

HEERLEN	Net volume mined coal	"Open" infrastructural volume
Model data	88,85 MJm <sup>3</sup>	2,37 MJm <sup>3</sup>
Production data	88,70 MJm <sup>3</sup>	2,19 MJm <sup>3</sup>

Tableau 7 : Comparaison entre les données de production et les données du modèle.

Les données du modèle et les données de production semblent très bien correspondre, ce qui indique que la méthodologie utilisée pour estimer le volume de roche minée est valable. Les chiffres obtenus par le biais du modèle proposé peuvent donc être utilisés pour réaliser d'autres calculs permettant d'estimer le potentiel géothermique entre autres.

#### 4.3.2. PROFONDEUR MINIMALE D'EXPLOITATION

La carte avec la profondeur d'exploitation minimale donne la tendance générale avec une surface plongeant vers le nord-ouest, avec une profondeur d'environ 100 m NAP (niveau de référence national néerlandais 0) dans le sud-est et une profondeur de -375 m NAP dans le nord-ouest. Cette surface reflète le toit du Carbonifère, c'est-à-dire la surface d'érosion post-carbonifère, qui est recouverte de sédiments du Crétacé et du Tertiaire. Le centre de la carte montre la présence d'une zone orientée sud-ouest-nord-est n'ayant pas été exploitée.

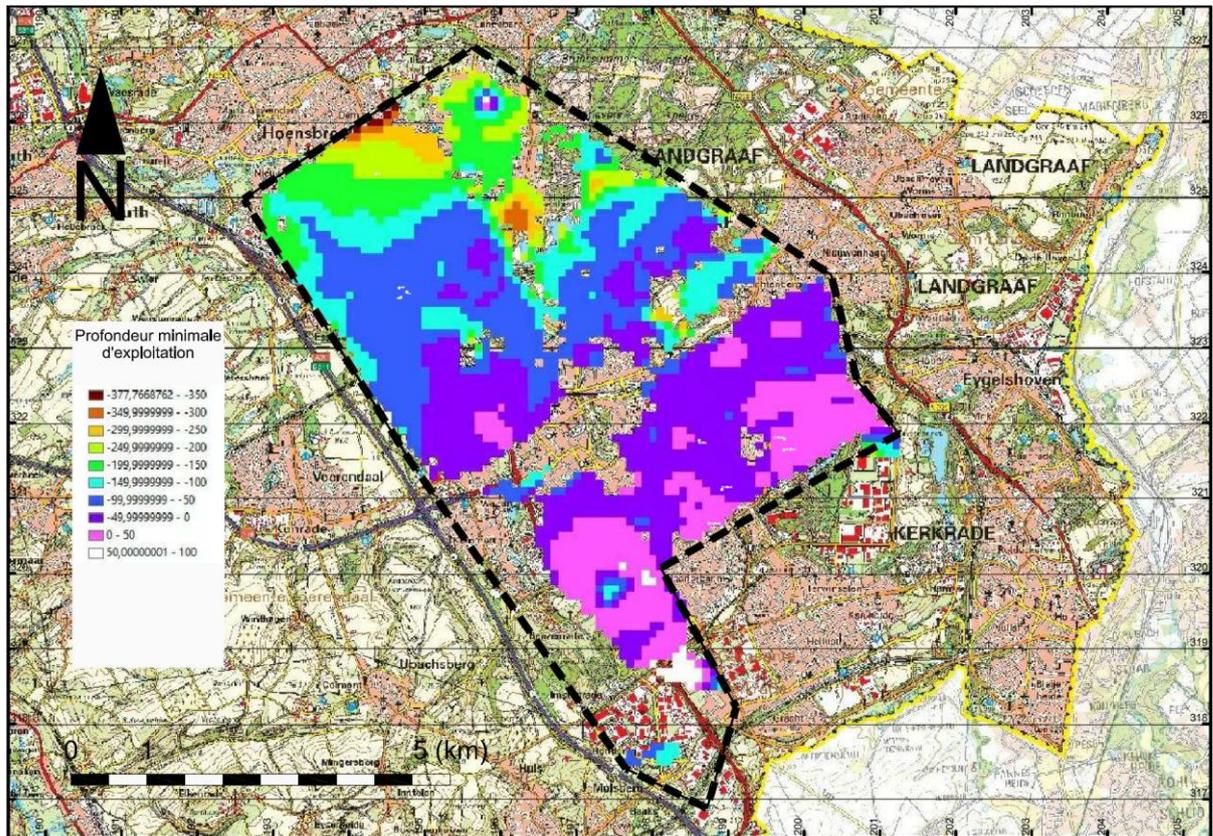


Figure 33 : Profondeur minimale d'exploitation – Bassin de Heerlen.

#### 4.3.3. PROFONDEUR MAXIMALE D'EXPLOITATION

L'aspect général de la carte présentant la profondeur d'exploitation maximale est assez différent de celle relatant la profondeur minimale. Depuis la zone centrale qui a une profondeur d'exploitation maximale d'environ 75 m NAP, il y a une augmentation de la profondeur d'exploitation vers le nord-ouest ainsi que vers le sud-est. Ceci est dû à la géologie de la région.

La zone non exploitée correspond à l'axe de l'Anticlinal de Waubach, une zone de roches principalement houillères du Westphalien inférieur. De là, les veines de charbon plongent au sud-est avec une profondeur d'extraction maximale d'environ -500 m NAP et au nord-ouest de -650 m NAP.

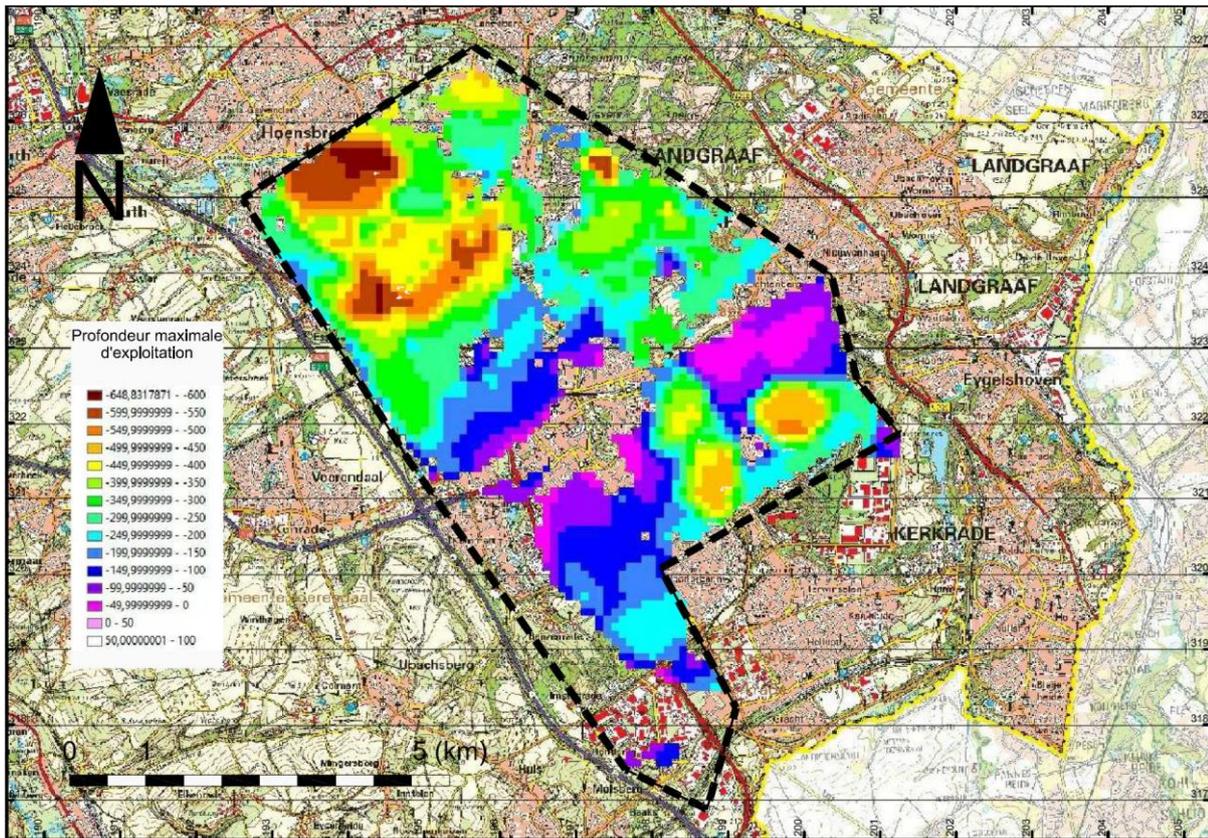


Figure 34 : Profondeur maximale d'exploitation – Bassin de Heerlen.

#### 4.3.4. NOMBRE DE VEINES DE CHARBON

Cette carte reflète également la structure géologique. Dans la zone centrale sud-ouest-nord-est, aucune veine de charbon n'a été exploitée. À partir de là, le nombre de veines de charbon extraites par cellule augmente au sud-est et au nord-ouest jusqu'à atteindre 9 veines exploitées. La quantité totale de veines de charbon présentes dans la zone des mines ON est de 35. Cependant, seulement 9 veines de charbon ont été exploitées au maximum les unes au-dessus des autres en un même endroit.

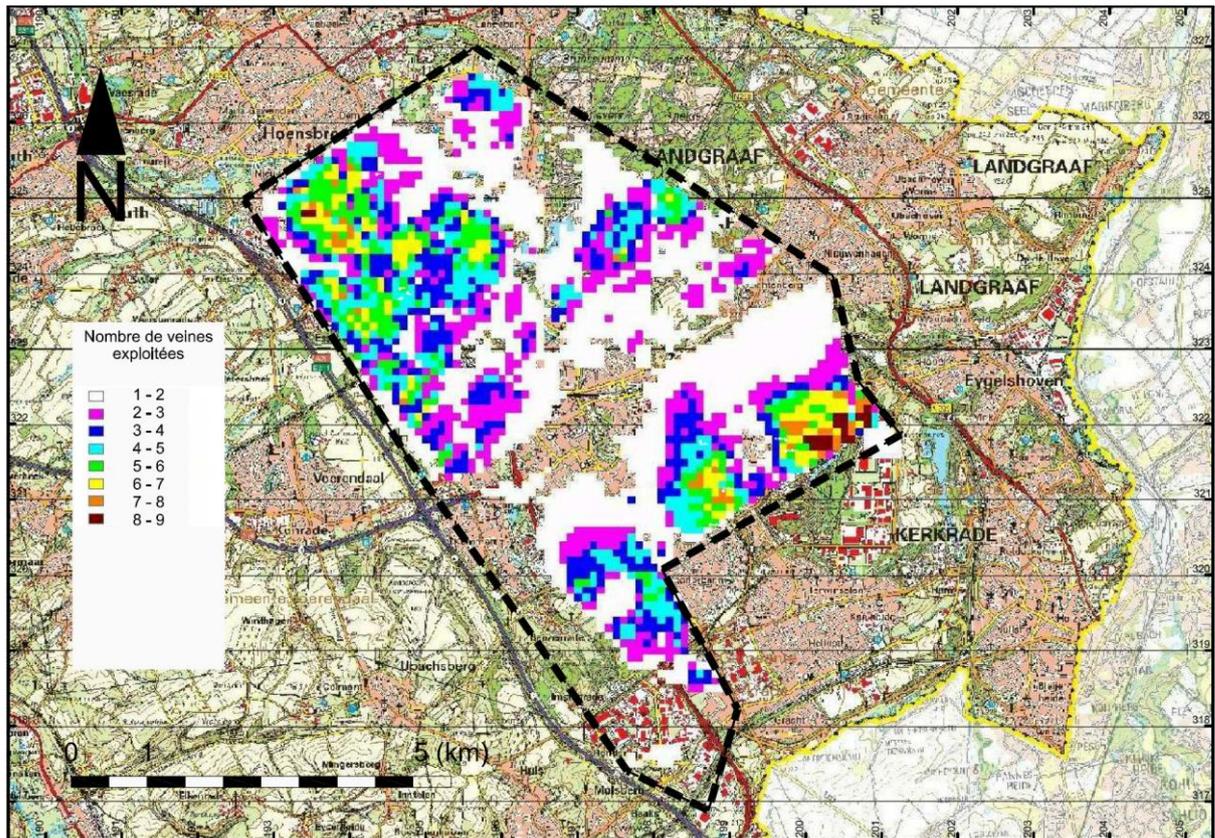


Figure 35 : Nombre de veines exploitées – Bassin de Heerlen.

#### 4.3.5. PROXY DU POTENTIEL GEOTHERMIQUE

La carte présentant le proxy du potentiel géothermique montre la même structure que les cartes précédentes. Au centre, la zone orientée sud-ouest-nord-est n'a pas de potentiel géothermique. Le potentiel géothermique maximal se trouve dans le nord-ouest et le sud-est avec des valeurs allant jusqu'à 4500.

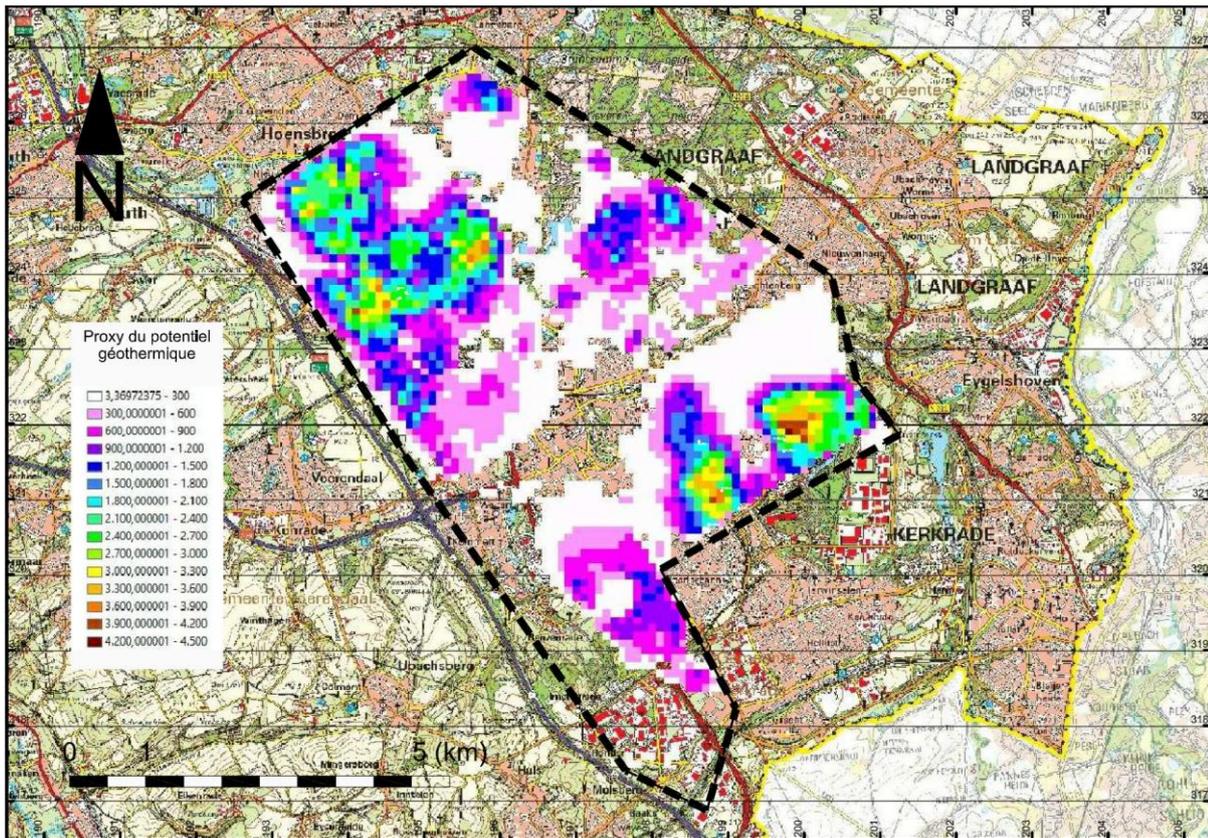


Figure 36 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines – Bassin de Heerlen.

#### 4.3.6. COMPARAISON DES DONNEES TIREES DES CARTES DE LA REGION WALLONNE ET DE CELLES DE LA REGION D'HEERLEN

Une comparaison entre les cartes des mines de Wallonie et de la région de Heerlen montre une plus grande quantité de veines de charbon exploitées les unes au-dessus des autres en Wallonie. En moyenne, la quantité maximale de veines de charbon extraites est d'environ 3 fois la quantité des mines ON à Heerlen. La profondeur maximale à laquelle les veines de charbon ont été extraites est également plus élevée en Wallonie. Dans la région de Mons et de Charleroi, la profondeur maximale peut atteindre le double de celle des mines d'Heerlen. En conséquence, le proxy du potentiel géothermique est plus élevé en Wallonie que dans la région de Heerlen. En moyenne, il est environ 5 fois plus élevé. Le proxy du potentiel géothermique avec la valeur la plus élevée se trouve dans le bassin de Mons et est environ 11 fois plus élevé que celui estimé pour les mines ON.

Tableau 8 : Comparaison entre les mines de la Région Wallon et de Heerlen.

BASSIN	Points mesurés	Veines compabilisées	Nombre veines max.	Prof. Max. (m)	Proxy Pot. Geoth.	Ratio
Heerlen	2822	8885	9	-650	4216	1
Mons	9116	51389	35	-1370	46200	11
Centre	6439	27439	15	-980	10000	2
Charleroi	13368	52965	27	-1370	22140	5
Liège	13532	46945	25	-1080	21000	5

#### 4.3.7. VOLUME OUVERT DES MINES

Le volume des mines abandonnées encore ouvert et donc la quantité totale d'eau dans ces mines peuvent être calculés. Les hypothèses suivantes sont formulées pour le bassin d'Heerlen:

- Epaisseur moyenne d'une veine de charbon: 1,00 m
- Volume net de charbon extrait: épaisseur (1.00) x dimensions de cellule (100 x 100) x quantité de cellules de veine de charbon (8885) ou 1 x 10000 x nombre de veines de charbon comptées
- Volume brut de charbon extrait: 1,27 x volume net de charbon extrait
- Volume ouvert lié à l'extraction de charbon: 8% du volume brut de charbon extrait
- Volume ouvert d'infrastructures: 2,5% du volume net de charbon extrait ou 75% du volume d'infrastructures principales (galeries et puits de mines)

Pour une veine de charbon de 1,00 m d'épaisseur, environ 1,27 m de roche a été extraite. Cependant, comme le toit des veines de charbon exploitées s'est effondré ou que les veines de charbon extraites ont été remblayées, seulement 8% du volume total est encore considéré comme ouvert. Pour comparaison, dans la région de la Ruhr, on estime qu'environ 25% du volume des infrastructures s'est effondré, laissant ainsi environ 75% du volume ouvert. Le fait que la majorité des galeries et des puits de mine soit encore ouverte et connectée à Heerlen est corroboré par le fait que pendant l'exploitation (production et injection dans différentes parties du réservoir) le niveau d'eau reste le même à tous les points d'observation et la pression maximale des différences au niveau du réservoir dépasse rarement 1 bar.

Pour la Wallonie des hypothèses légèrement différentes doivent être faites:

- Epaisseur moyenne d'une veine de charbon dans la région wallonne: 0,65m
- Volume net de charbon extrait: 0,65 x 10000 x quantité de veines de charbon (veines comptabilisées)
- Volume brut de charbon extrait: 1,27 x Volume net de charbon extrait
- Volume ouvert lié à l'extraction de charbon: 8% du volume brut de charbon extrait
- Volume ouvert d'infrastructures: 8% du volume d'infrastructures principales ou 0.266% du volume net de charbon extrait ou 0.21% du volume brut de charbon extrait

L'épaisseur moyenne de veines de charbon en Wallonie est inférieure à 1 m. Elle correspond à environ 0,65 m. Le même ratio de 1,27 s'applique en ce qui concerne la quantité de roche extraite avec le charbon et une valeur de 8% du volume total extrait peut être utilisée pour qualifier l'espace résiduel laissé après l'effondrement ou le remblayage. Si les principaux travaux d'infrastructure se sont effondrés, comme on le pense en Wallonie, seuls 8% sont supposés être encore ouverts (contre 75% à Heerlen), ceci en suivant le même raisonnement que pour le charbon extrait.

Tableau 9 : Comparaison entre les différents volumes de la Wallonie et de Heerlen (NVMC : volume net des veines exploitées, BVMC : volume brut des veines exploitées, OVMC : volume ouvert des veines exploitées, OIV : volume d'infrastructure ouvert, TOV : volume ouvert total).

BASSIN	VEINES	NVMC (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	BVMC (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	OVMC (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	OIV (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	TOV (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
Heerlen	8885	88,85	112,84	9,03	2,22	11,25
Mons	51389	334,03	424,22	33,94	0,89	34,83
Centre	27439	178,35	226,51	18,12	0,48	18,60
Charleroi	52965	344,27	437,23	34,98	0,92	35,90
Liège	46945	305,14	387,53	31,00	0,81	31,82
<b>TOTAL WALLONIA</b>	<b>178738</b>	<b>1161,80</b>	<b>1475,48</b>	<b>118,04</b>	<b>3,10</b>	<b>121,14</b>

Le tableau 4 montre que même avec une épaisseur moyenne de veine de charbon de seulement 0,65 m en Wallonie comparée à l'épaisseur moyenne de 1m pour la région d'Heerlen, le volume ouvert dû à l'extraction de charbon est en moyenne 3 à 4 fois plus important dans les mines en Wallonie que dans les mines de Heerlen ON. Cela est dû à la plus grande quantité de veines de charbon extraites et à la plus grande profondeur à laquelle les veines de charbon ont été exploitées en Wallonie. En revanche, le volume des infrastructures ouvertes est plus important à Heerlen. En effet, les travaux d'infrastructure en Wallonie sont supposés s'être effondrés, ne laissant que 8% du volume total ouvert, tandis que dans les mines ON de Heerlen, les travaux d'infrastructure sont toujours en place. En moyenne, le volume ouvert total et donc la quantité d'eau dans les mines abandonnées est environ 3 fois plus important en Wallonie qu'à Heerlen. Le volume ouvert total de toutes les mines de la Wallonie est 11 fois supérieur à celui des mines ON à Heerlen.

#### 4.3.8. CAPACITE GEOTHERMIQUE DES RESERVOIRS

Sur la base du volume total considéré comme « ouvert » dans les mines abandonnées, une estimation de la capacité thermique de chaque bassin peut être réalisée. En se basant sur une différence de température de 1 ° C, la quantité d'eau contenue dans les mines d'Heerlen représente une capacité calorifique d'environ 13 GWh. Afin d'obtenir un rendement maximal des pompes à chaleur à Heerlen, une différence de température de 12 ° C est imposée entre l'eau produite et celle qui est réinjectée. La capacité calorifique résultante est de 157 GWh. Le tableau 5 présente la comparaison entre la capacité calorifique estimée pour la Wallonie et celle de la région d'Heerlen. Les différents bassins de la Wallonie ont une capacité calorifique d'environ 3 fois la capacité calorifique des mines ON à Heerlen. Finalement, la capacité thermique en considérant l'ensemble des mines de la Wallonie est 11 fois supérieure à la capacité thermique des mines ON à Heerlen.

Calcul de la capacité calorifique des mines abandonnées:

- capacité thermique de l'eau := 4186 J/kg ° C
- 1 kg d'eau = 0.001 m<sup>3</sup> de l'eau
- capacité thermique de l'eau volumétrique := 4 186 000 J/m<sup>3</sup> ° C
- 1 kWh = 3 600 000 J
- capacité calorifique pour 1m<sup>3</sup> de l'eau et une différence de température de 1°C = 1.16 kWh
- capacité calorifique pour 1m<sup>3</sup> de l'eau et une différence de température de 12°C = 14 kWh
- **capacité calorifique d'un bassin en considérant une différence de température de 12 ° C = volume ouvert total du bassin x 14 kWh**

Tableau 10 : Comparaison entre la capacité thermique des différents bassins de la Wallonie et celle des mines ON en Heerlen.

BASSIN	TOV (106 m <sup>3</sup> )	1 °C (GWh)	12 °C (GWh)	Ratio
Heerlen	11,25	13	157	1
Mons	34,83	40	486	3
Centre	18,60	22	259	2
Charleroi	35,90	42	501	3
Liège	31,82	37	444	3
<b>TOTAL WALLONIA</b>	<b>121,14</b>	<b>141</b>	<b>1690</b>	<b>11</b>

#### 4.3.9. REMARQUES

Les zones avec le plus haut proxy pour le potentiel géothermique sur les cartes sont supposées être les endroits idéaux pour le développement de projets géothermiques. Cependant, comme cela a pu être constaté dans le cas du projet d'utilisation de l'eau des mines à Heerlen, ceci ne reflète pas toujours la réalité de terrain.

A Heerlen, contrairement à ce qui est supposé pour les mines de la Wallonie, les infrastructures souterraines sont toujours en relativement bon état, créant un réseau à haute perméabilité de galeries (canalisations) ouvertes. Cela signifie qu'un grand soin doit être apporté au choix des emplacements des puits de production et d'injection. Les puits de mine et les puits aveugles relient les différents niveaux auxquels le charbon a été extrait, créant ainsi des raccourcis pour l'eau froide ou chaude à proximité des sites d'extraction ou d'injection possible. La mise en place de puits de production ou d'injection à ces endroits doit être évitée même si le proxy du potentiel géothermique peut indiquer une valeur élevée comme c'est le cas pour le puits de mine ON-II près de la frontière sud-est de la concession de Mijnwater. Afin de garantir la pérennité du système, les puits d'injection et de production doivent être situés aussi loin que possible l'un de l'autre. La trajectoire que l'eau doit parcourir d'un puits à l'autre doit être suffisamment longue pour que l'eau puisse retrouver sa température initiale.

La structure géologique locale est également importante dans le choix d'un emplacement de puits. Le projet Mijnwater à Heerlen est situé en bordure du Roer Valley Graben. Le Roer Valley Graben est formé dans un régime d'extension géologique. Les failles appartenant au graben et traversant la surface sont nécessairement des failles ouvertes et peuvent devenir des conduits d'eau froide pénétrant profondément dans le réservoir. L'infiltration d'eau froide aura un effet négatif sur la température de l'eau.

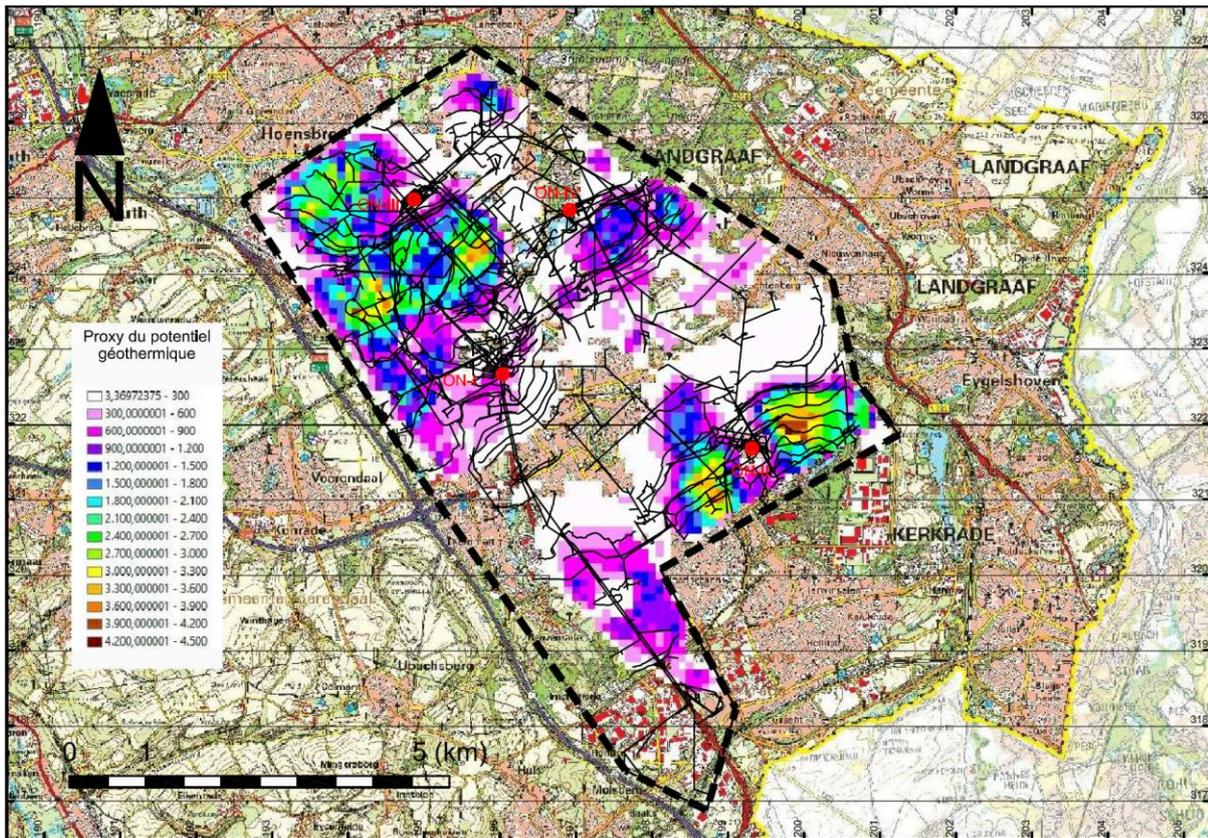


Figure 37 : Proxy du potentiel géothermique des anciennes mines superposé aux galeries et puits de mines – Bassin de Heerlen.

#### 4.3.10. CONCLUSIONS

La méthodologie utilisée pour estimer les volumes ouverts résiduels dans les mines abandonnées proposée dans cette étude est une méthodologie valable. Les données obtenues d'après le modèle et les données de production sont très similaires. Ces volumes estimés peuvent donc être utilisés pour calculer le potentiel géothermique des mines.

Les volumes ouverts encore présents dans les différents bassins de la Région wallonne sont en moyenne 3 fois plus importants que dans les mines ON de Heerlen. Le volume ouvert total (121 MJm<sup>3</sup>) en Région wallonne représente 11 fois le volume ouvert résiduel présent à Heerlen.

La profondeur maximale à laquelle les veines de charbon ont été extraites en Région wallonne est également plus élevée. Pour la région de Mons et de Charleroi, les veines de charbon les plus profondes extraites sont deux fois plus profondes qu'à Heerlen (-1370 m TAW).

Le nombre maximal de veines exploitées sur une section verticale en un endroit donné dans la Région wallonne est approximativement 3 fois plus élevé qu'à Heerlen.

La valeur maximale du proxy pour le potentiel géothermique en Région wallonne est en moyenne 5 fois plus élevé que celui calculé pour la région d'Heerlen.

La capacité thermique des différents bassins miniers de la Région wallonne est environ 3 fois supérieure à la capacité thermique des mines ON d'Heerlen. En conséquence, la capacité thermique totale des mines abandonnées en Région wallonne est 11 fois plus importante qu'à Heerlen. Elle est estimée à 1690 GWh.

Lors de la sélection des sites pour l'emplacement des puits de production et d'injection, il convient de prêter attention, 1) à la structure locale des mines et 2) à la structure géologique locale.

#### 4.4. DETERMINATION DU POTENTIEL "SITE"

Le potentiel géothermique des eaux des mines présenté au paragraphe 3.8.4 est un potentiel local, qui ne reflète que la situation au droit de chaque point échantillon. Il convient donc d'intégrer cette information à une échelle plus large. Pour cela, nous pouvons considérer que pour un site hypothétique les puits de production/réinjection sont situés dans un rayon donné (cf. Figure 38) . Le potentiel maximal à calculer pour ce site peut être estimé en identifiant les températures minimales et maximales présentes dans ce rayon et en intégrant le volume minier localisé au sein de ce rayon. Dans notre cas, cela revient à identifier les profondeurs minimales et maximales situées dans ce rayon et d'intégrer le nombre de veines de charbon qui y ont été exploitées, sur base des données du paragraphe 3.8. Sur base de projets équivalents (i.e. Mijnwater à Heerlen), le rayon a été fixé à 2,5 km.

Les potentiels "site" ont été calculés pour chacun des bassins houillers wallons considérés dans la présente étude et sont présentés dans les paragraphes suivants. Ces cartes permettent de mieux apprécier quelles sont les zones potentiellement les plus favorables pour un site vis-à-vis de la géothermie eaux des mines.

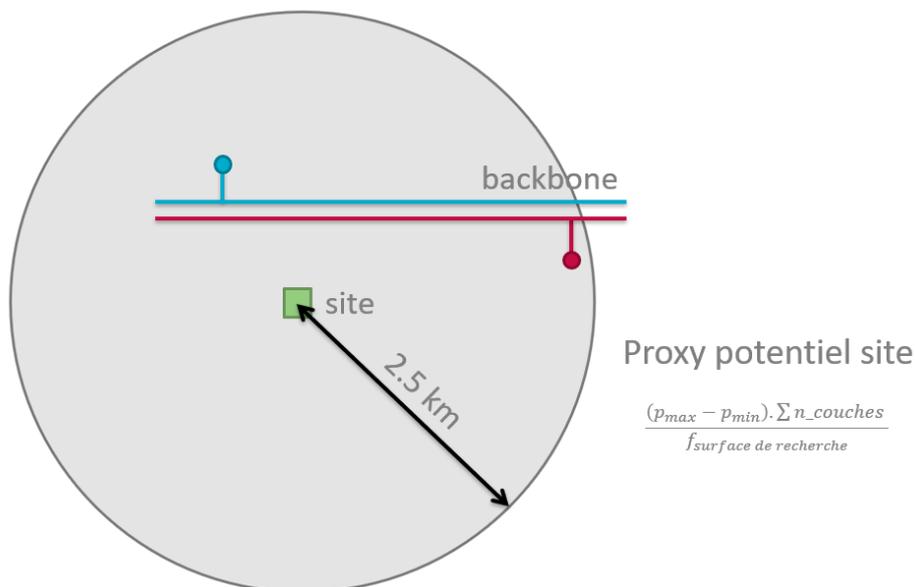


Figure 38 : Détermination du potentiel "site" - schéma conceptuel.

##### 4.4.1. BASSIN DU COUCHANT DE MONS

De manière générale, les potentiels "site" atteignent des valeurs significativement plus importantes dans le Bassin du Couchant de Mons par rapport aux autres bassins miniers.

Au sein de ce bassin, c'est l'axe Wasmes-Flénu qui présente les valeurs de potentiel "site" les plus élevées (Figure 39). De plus, tous les villages voisins de cet axe possèdent des potentiels plus grands par rapport à ceux des autres bassins : Frameries, Hornu, Quaregnon, Wasmuel, Jemappes et Cuesmes.

Parmi les principaux anciens sites charbonniers situés dans ces zones très favorables, citons Crachet-Picquery (site du « PASS ») et le Grand-Trait à Frameries, le 14/17 du Levant de Flénu à Cuesmes, l'Épette (Rieu-du-Cœur) à Quaregnon, les Vanneaux à Wasmes, ainsi que le site UNESCO du Grand-Hornu. A contrario, les charbonnages de Hensies, Bernissart, Hautrage, Tertre, Baudour, Ghlin sont situés dans des zones à très faible potentiel "site".

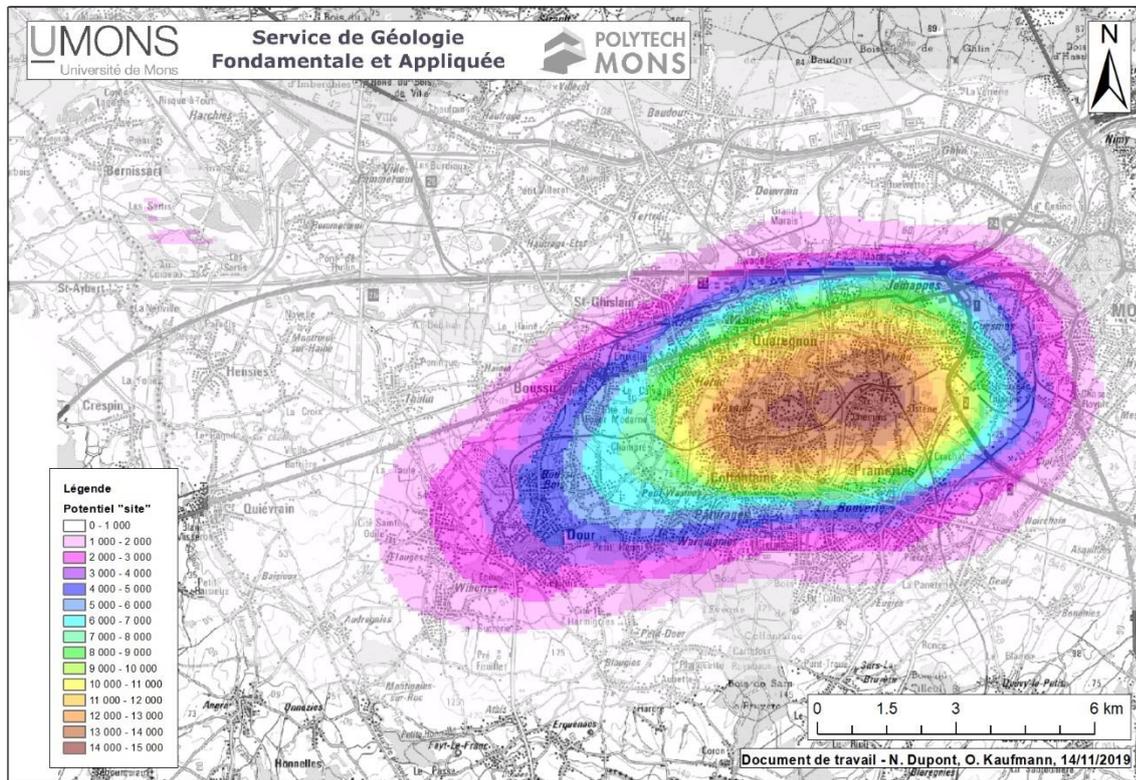


Figure 39 : Potentiel "site" de la géothermie des eaux des mines – Bassin du Couchant de Mons.

#### 4.4.2. BASSIN DU CENTRE

Dans le Bassin du Centre, les potentiels "site" restent relativement faibles. C'est entre Trivières, Saint-Vaast et le site UNESCO du Bois-du-Luc que l'on trouve les potentiels maxima de ce bassin.

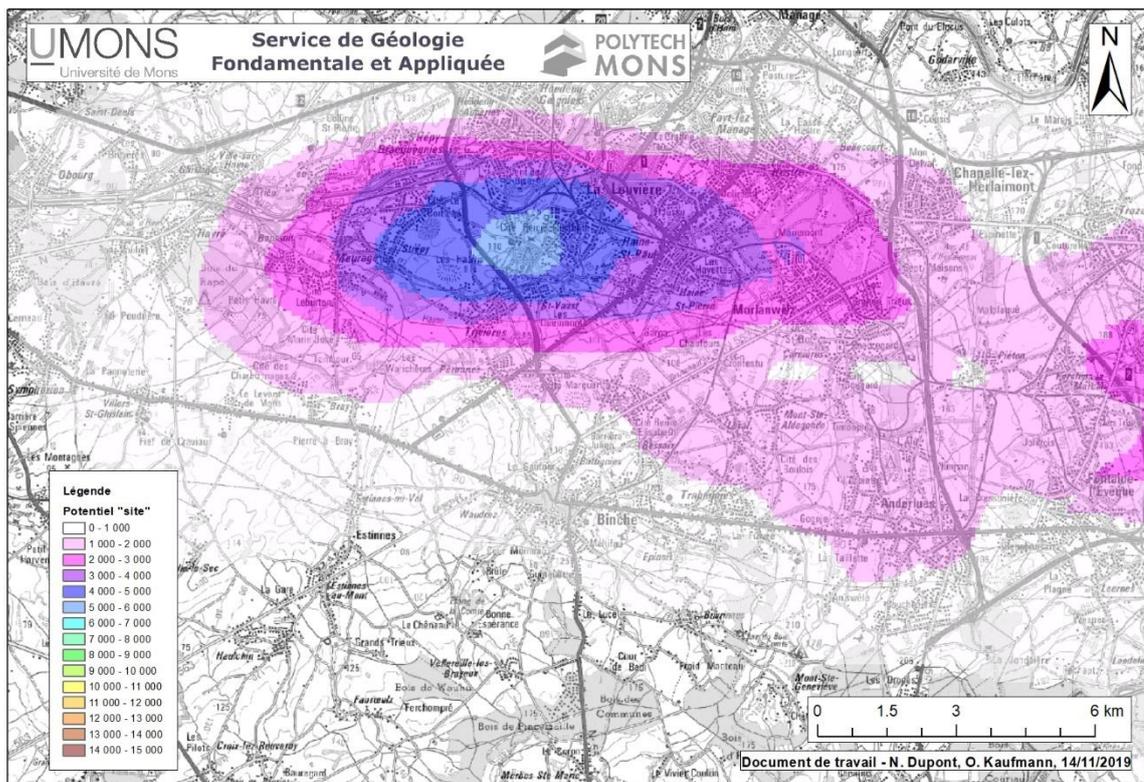


Figure 40 : Potentiel "site" de la géothermie des eaux des mines – Bassin du Centre.

#### 4.4.3. BASSIN DE CHARLEROI

Dans le Bassin de Charleroi, les potentiels "site" atteignent des valeurs plus importantes que dans le Bassin du Centre, mais moindres que dans le Bassin du Couchant de Mons. Les zones les plus favorables sont situées autour de l'axe Lodelinsart/Dampremy – Gilly/Montignies-sur-Sambre, avec un maximum autour de la partie nord de la Ville de Charleroi.

Parmi les anciens sites charbonniers situés dans ces zones favorables, citons Sacré François et le Mambourg. A contrario, les charbonnages de Monceau-Fontaine, du Gouffre et le site UNESCO du

Bois-du-Cazier sont situés dans des zones à potentiel “site” faible à très faible.

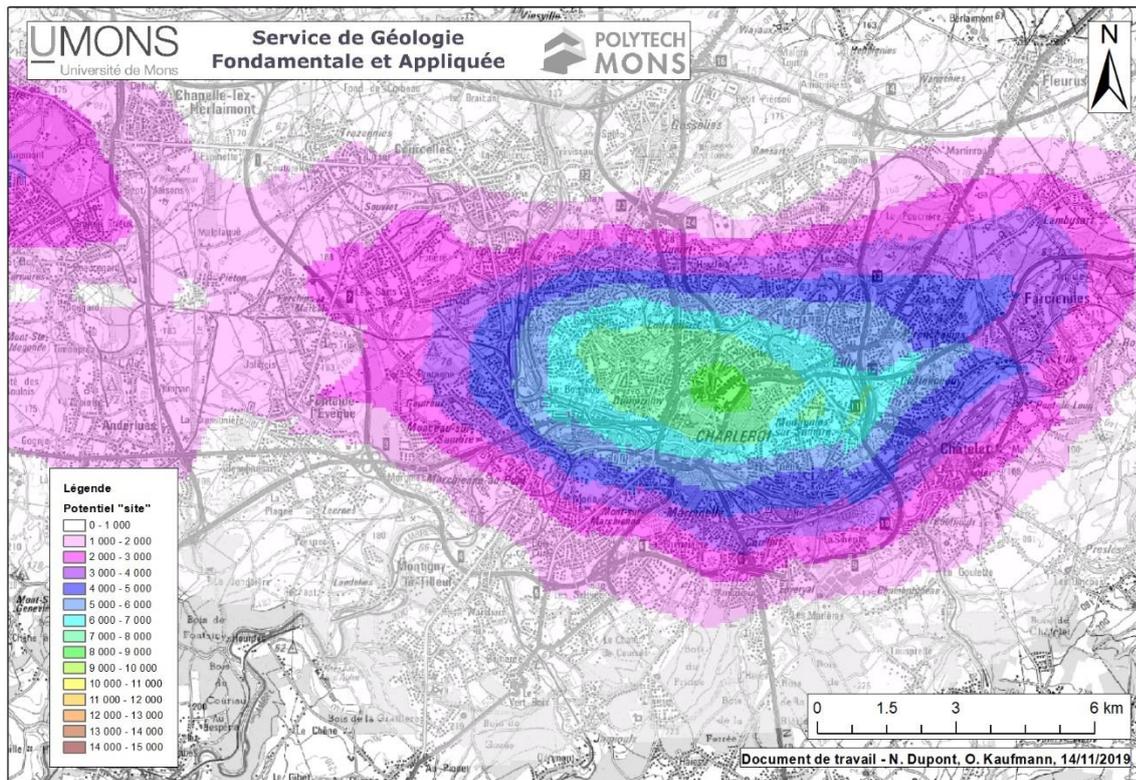


Figure 41 : Potentiel “site” de la géothermie des eaux des mines – Bassin de Charleroi.

#### 4.4.4. BASSIN DE LIEGE

Dans le Bassin de Liège, les potentiels “site” atteignent des valeurs plus importantes que dans le Bassin de Charleroi, mais moindres que dans le Bassin du Couchant de Mons. La zone la plus favorable est globalement située autour de l’axe Jemeppe/Seraing – Glain, avec un maximum entre Saint-Nicolas, Berleur et Tilleur. Les anciens charbonnages de Gosson – Lagasse (puits 1 et 2) sont situés dans cette zone. A contrario, les charbonnages de Blégny (site UNESCO), Grande Bacnure, Abhooz, du Hasard (Cheratte), Herve, Wérister sont situés dans des zones à très faible potentiel “site”.

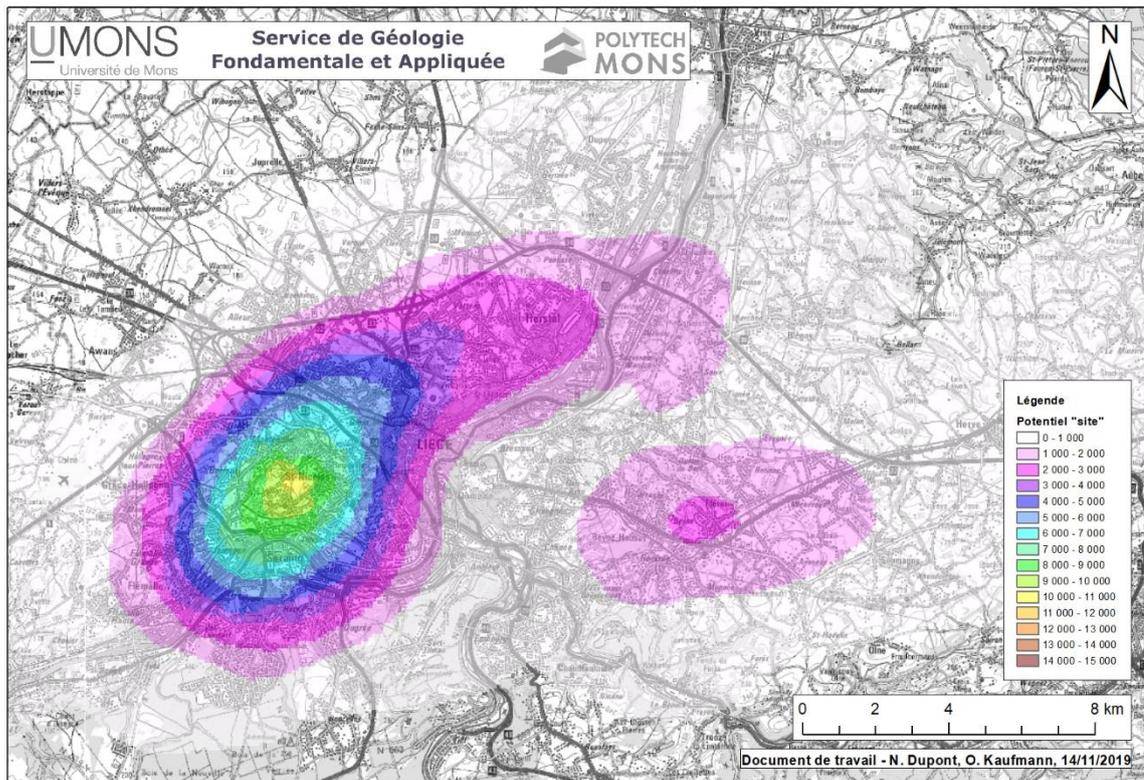


Figure 42 : Potentiel "site" de la géothermie des eaux des mines – Bassin de Liège.



## CHAPITRE 5 DETERMINATION DE LA COMPATIBILITE ENTRE LE POTENTIEL ESTIME ET LA DEMANDE EN SURFACE

---

### 5.1. OBJECTIF

Dans la proposition de projet initiale la tâche 4 avait pour objectif principal de déterminer la faisabilité d'un réseau de chaleur à proximité des sites les plus favorables au développement de la géothermie basse énergie en Wallonie sur base de collecte de données disponibles.

Compte tenu du caractère très précoce de la détermination de sites pilotes et des incertitudes quant à la demande en surface de possibles sites, la tâche a été redéfinie afin d'inclure une consultation avec les acteurs locaux afin de voir s'il était possible de combiner le potentiel défini pour le sous-sol avec les développements (et donc la future demande en surface) à venir et ce pour les différents bassins houillers wallons analysés (Mons, Centre, Charleroi et Liège).

### 5.2. CONSULTATION DES ACTEURS/DECIDEURS LOCAUX

Dans un premier temps divers contacts (par emails et par téléphone) ont été pris par UMONS et VITO avec les intercommunales et villes pouvant bénéficier de projets de type géothermie minière. Les intercommunales et villes ciblées étaient les suivantes : IDEA pour le bassin de Mons, IGRETEC et la ville de Charleroi pour le bassin de Charleroi et enfin, la SPI+, Basse Meuse Développement, la SPAQUE et Urbéo pour le bassin de Liège. Une fois l'intérêt suscité des consultations avec ces acteurs locaux ont été réalisées. Elles se sont déroulées sous la forme de réunions informelles ayant pour but de présenter l'étude et ses résultats préliminaires et de favoriser l'échange d'information des potentiels bénéficiaires vers l'équipe du projet. Il était notamment important à ce stade du projet de mieux appréhender la demande en énergie future des différentes zones présentant un potentiel favorable à la mise en place d'un site pilote afin de déterminer la compatibilité entre les zones à plus fort potentiel et des sites de développements futurs.

L'agenda suivi lors des consultations a été le suivant :

- Tour de table, présentation des intervenants
- Présentation de la méthodologie et des résultats de l'étude
  - présentation de l'étude
  - présentation des cartes de potentiel
- Discussion

La présentation des cartes de potentiel a permis aux différents acteurs locaux de prendre connaissance des zones d'intérêt prioritaires. VITO et UMONS ont souligné l'importance de la cohérence (spatiale) entre la demande en surface et le potentiel du sous-sol.

De manière générale, lors de la discussion, il a été souligné aux acteurs locaux des différentes régions, que pour l'établissement d'un projet pilote, les conditions suivantes ont été identifiées :

- Un potentiel géothermique doit être présent.
- Idéalement il doit y avoir une demande de chaud et de froid.

- Il doit y avoir une variété en termes d'utilisation de ce chaud et de ce froid, tant au niveau de la température demandée qu'au niveau de la dynamique de la consommation.
- La présence d'utilisateurs présentant de la chaleur ou du froid en excès est un plus
- Enfin, il faut une certaine densité spatiale au sein du site de manière à augmenter la densité linéaire (densité thermique) du réseau.

D'autre part, parmi les utilisateurs à cibler en priorité pour l'installation de réseau de chaleur, il faut savoir convaincre quelques acteurs/utilisateurs clé, tels que logements sociaux, centre commerciaux, industries... De plus, des piscines/hôpitaux permettent de garantir une demande constante.

Plus le nombre d'intervenants (par exemple propriétaires de bâtiments, développeurs de projets commerciaux) sera important dans une zone plus la prise décision sera compliquée. Il est donc recommandé dans le cadre d'un projet pilote de cibler en priorité les zones dans lesquels un nombre limité de décideurs est présent. Par exemple une zone développée par un porteur de projet unique. Enfin, il a été souligné qu'il sera intéressant de voir la possibilité de combiner l'installation du réseau de chaleur avec des projets de rénovation de voirie déjà planifiés pour limiter les coûts.

D'un point de vue technique, bien que la température dans les mines envoyées soit dans certains cas plus élevée qu'à Heerlen, il faudra en Wallonie aussi avoir recours à l'utilisation de pompes à chaleur.

Une estimation du timing à envisager pour le développement d'un projet de géothermie minière a été donnée aux développeurs locaux. Il semble qu'une durée de 5 ans, depuis les études de faisabilité jusqu'à la mise en œuvre du projet pilote soit une estimation raisonnable.

Dans les sections suivantes l'intérêt des intercommunales et les échanges successifs avec celles-ci sont résumés.

### 5.2.1. MONS

Lors de la consultation IDEA a confirmé son intérêt pour le travail présenté et la mise en place d'un projet pilote de type géothermie minière mais a précisé qu'avant d'aller plus loin, il est nécessaire de cerner la demande actuelle et future en surface (travail encore à réaliser). De plus, aucune zone n'a été citée précisément pour des projets futurs potentiellement compatibles avec les zones à fort potentiel identifiées.

### 5.2.2. CHARLEROI

La présentation des premiers résultats de l'étude ainsi que des cartes de potentiel a suscité un réel intérêt de la part de la ville de Charleroi et d'IGRETEC. Suite à la réunion initiale des échanges entre UMons, VITO et ces acteurs locaux ont permis de collecter des informations complémentaires utiles pour affiner la sélection de sites favorables à la mise en place d'un projet pilote (Figure 43 et Figure 44).

Informations fournies par la ville de Charleroi et IGRETEC à la suite de la réunion initiale

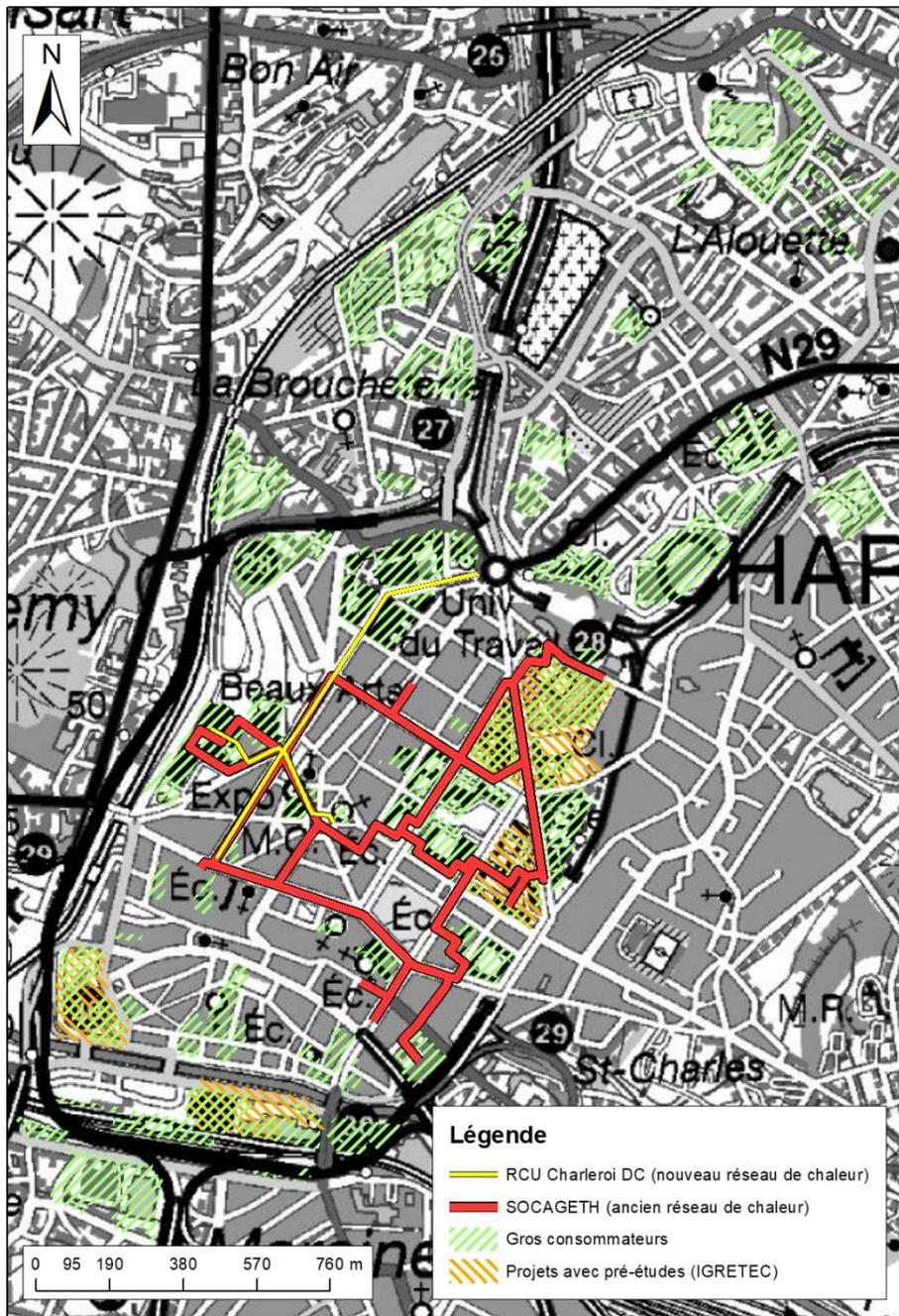


Figure 43 : Localisation des réseaux de chaleur et de sites potentiellement intégrables dans un réseau de chaleur alimenté par la géothermie des eaux des mines (source des données: IGRETEC & Ville de Charleroi).

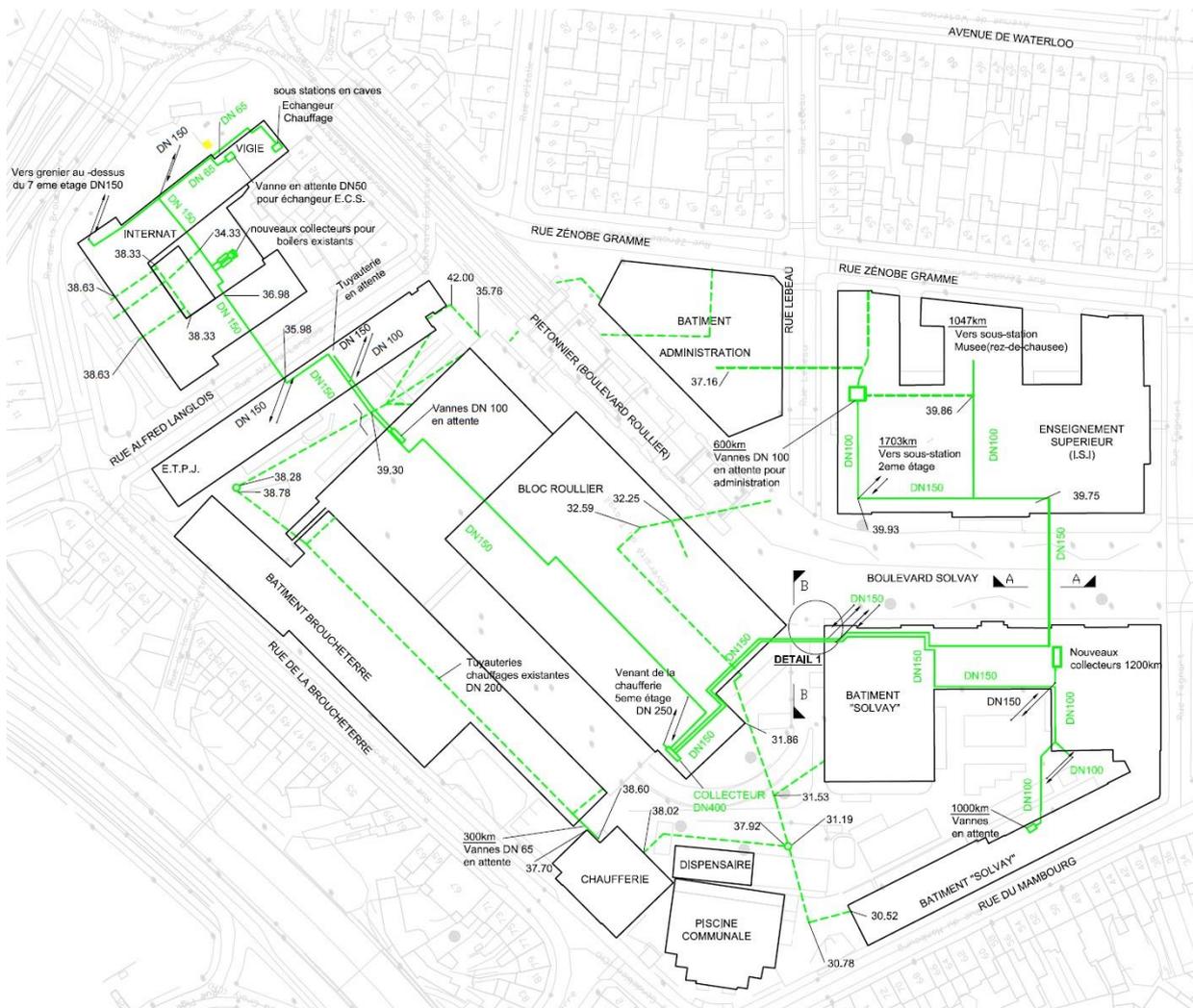


Figure 44 : Zone campus disposant déjà d'un réseau de chaleur propre qui n'est plus actif mais est en état de fonctionnement moyennant des investissements légers (source: Ville de Charleroi).

→ Informations complémentaires fouines par la ville de Charleroi

**Timing des développements futurs :**

**Ville-Haute :**

L'ensemble du plateau de l'UT, la zone expo-PBA-Centre de Congrès, la partie de RCU allant du Boulevard Bertrand jusqu'au rond-point du Marsupilami (+ morceau vers la place Charles II) font partie de la programmation FEDER et doivent donc normalement être clôturés (ou quasi) pour fin 2022.

Le projet 5<sup>ème</sup> élément est attendu pour courant 2024.

Pour ce qui concerne l'îlot du stade, le nouveau stade à Marchienne est annoncé pour 2024 (horizon entre 5 à 10 ans). Le reste est constitué des bâtiments existants.

**Ville-basse :**

La cité administrative est annoncée pour fin 2022.

Pour le Left-side et les projets avoisinants (Eiffage, etc) à ce stade le timing n'a pas été communiqué.

### **Mise en place des infrastructures**

Les questions suivantes ont été posées afin de mieux comprendre les possibles synergies entre les projets à venir et la mise en place d'un site pilote :

*« La pose de réseau de chaleur nécessite souvent des interventions conséquentes en voirie, des infrastructures déjà en place sont-elles utilisables pour ces nouveaux projets? Avez-vous déjà envisagé le couplage de la pose d'un nouveau réseau de chaleur à un programme de réfection de voiries? Disposez-vous ou envisagez-vous d'utiliser des caniveaux pour le passage des conduites du réseau de chaleur avec possibilité de placer des tuyaux supplémentaires? »*

La partie de RCU Ville Haute va être installée dans le cadre des travaux de réfection de voirie donc elle sera utilisable assez rapidement. A ce stade la ville de Charleroi n'a pas de programmation précise d'implémentation mais les développeurs de projet sont attentifs aux divers travaux de rénovation lourde de voirie (Bd Audent par exemple) pour y intégrer des gaines d'attente.

Pour les voiries ne devant pas être refaite dans un avenir proche, l'ancien RCU pourrait être utilisé par endroit comme gaine de passage pour les nouveaux tuyaux dans la mesure où le diamètre de l'époque est bien plus grand que l'actuel. Le tracé précis de ce dernier pourra être utilisé lors d'une étude de faisabilité si son utilisation est effectivement envisageable.

### **5.2.3. LIEGE**

Pour donner suite à la réunion initiale la Spi + a proposé d'indiquer projets de développement immobilier en cours sur la carte de potentiel géothermique développée par l'UMONS.

→ Informations fournies par la SPI+

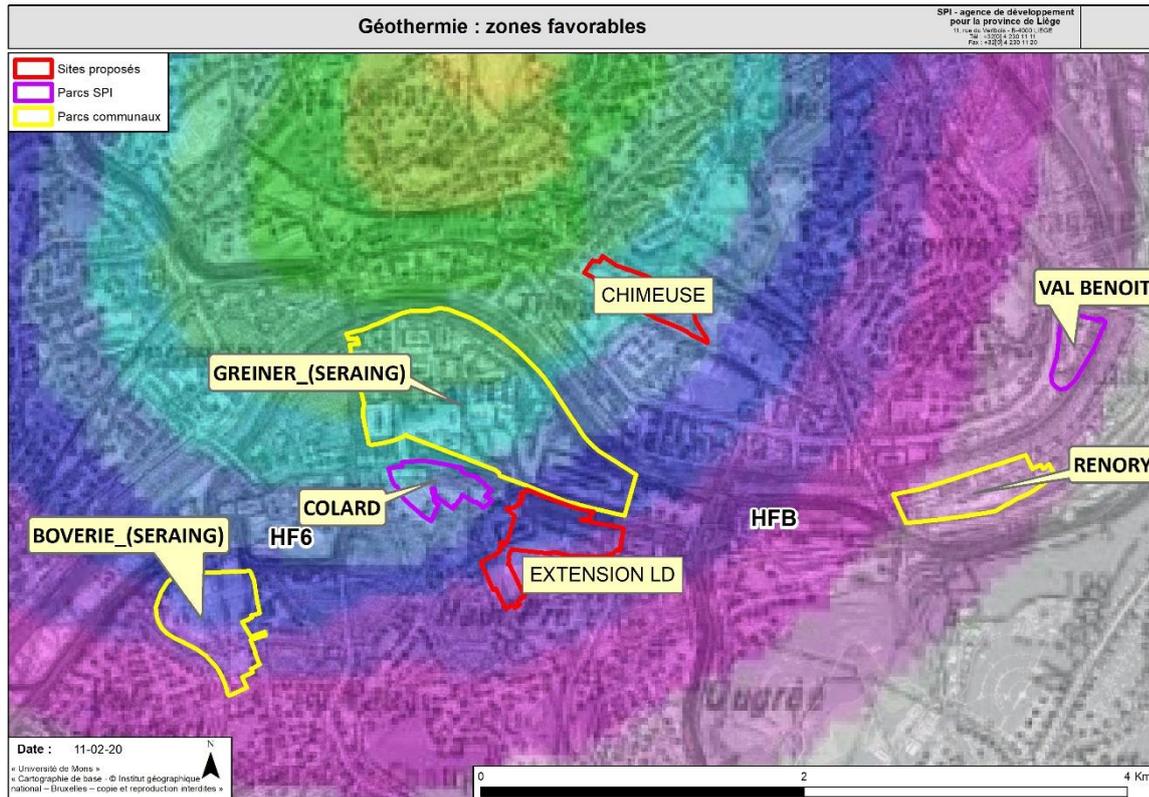


Figure 45: Sites proposés par la SPI juxtaposés à la carte de potentiel pour la région de Liège.

Une analyse a été réalisée afin de déterminer les sites développés par la SPI ou ses partenaires présentant un potentiel de géothermie intéressant (couplage avec la carte de potentiel, Figure 45). Le comité de direction a validé en première proposition le site Extension LD SERAING. La SPI a également identifié le site de Chimeuse, propriété de la SPAQUE comme potentiellement intéressant. Ces deux sites sont localisés dans une zone de reconversion de friches très dynamique. Ils sont également bien intégrés dans le tissu urbain existant et à proximité de parcs d'activité déjà actifs.

**5.3. CONCLUSIONS CONCERNANT LA COMPATIBILITE ENTRE LE POTENTIEL GEOTHERMIQUE ESTIME ET LA DEMANDE EN SURFACE**

Les consultations qui se sont tenues dans le cadre du projet ont permis dans un premier temps d'informer les acteurs locaux des bénéfices pouvant être générés par l'utilisation des anciennes mines pour la géothermie. Pour la plupart d'entre eux ce type de géothermie était inconnu. Le potentiel local a été présenté et discuté. L'approche a reçu un écho extrêmement positif de la part de tous les acteurs rencontrés. A ce stade, il est encore trop tôt pour parler de réel engagement quant à la mise en place d'un site pilote précis dans l'un ou l'autre des bassins mais l'intérêt est présent.

Le Tableau 11 présente les différentes zones considérées comme intéressantes (sur base de la combinaison potentiel/site proposés-besoins de surface).

La prochaine étape consiste à passer à des études de faisabilité localement en ciblant les zones présentant le potentiel le plus élevé couplé à des zones de développement futurs présentant des caractéristiques optimales.

Tableau 11: Résumé des zones considérées comme intéressantes en se basant sur les consultations avec les acteurs régionaux.

Bassin	Site	Potentiel	Timing des projets des intercommunales	Avantages	Inconvénients	Contacts
Couchant de Mons	Borinage, zone entre Frameries et Pâturages	++++	inconnu	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La géothermie est déjà reconnue et utilisée dans la région.</li> <li>- Intérêt pour le développement de projets de type géothermie eaux des mines pour élargir le portfolio d'activités dans ce secteur.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les informations concernant la demande en surface sont insuffisantes.</li> <li>- La compatibilité spatiale et temporelle entre le développement de projets utilisant l'eau des mines et les développements en surface reste à démontrer dans cette zone</li> </ul>	IDEA
	Frameries	++++	inconnu	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zone de haut potentiel avec mix de bénéficiaires/utilisateurs : bâtiments publics (administration, écoles, CPAS, hall omnisport, ...), privés (zoning industriel + zone d'activité économique), de logements sociaux, d'une clinique, d'un ensemble muséal (le PASS), zones commerciales, ...</li> <li>- Présence d'une galerie minière à très faible profondeur traversant le centre de l'agglomération, accessible et</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas d'informations concrètes concernant les ambitions de développements en surface</li> <li>- En zone fortement urbanisée, les coûts seront plus importants</li> <li>- Prévoir les travaux de voirie à l'avance pour minimiser les nuisances associées</li> <li>- Plus difficile de forer en zone urbaine</li> <li>- Accès au site de forage plus compliqué qu'en zone de type green field</li> </ul>	Frameries

				en bon état, qui pourrait avantageusement servir au déploiement d'un backbone		
Charleroi	Ville Haute	+++	entre 2 ans et 5 à 10 ans	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intérêt très marqué de la ville de Charleroi et d'IGRETEC</li> <li>- La partie de RCU Ville Haute va être installée dans le cadre des travaux de réfection de voirie donc elle sera utilisable assez rapidement. Possibilité d'intégrer des gaines d'attente.</li> <li>- Pour les voiries ne devant pas être refaites dans un avenir proche, l'ancien RCU pourrait être utilisé par endroit comme gaine de passage pour les nouveaux tuyaux dans la mesure où le diamètre de l'époque est bien plus grand que l'actuel.</li> <li>- La zone de haut potentiel géothermique se situe en plein centre-ville : mix de bénéficiaires/utilisateurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En zone fortement urbanisée, les coûts seront plus importants</li> <li>- Prévoir les travaux de voirie à l'avance pour minimiser les nuisances associées</li> <li>- Plus difficile de forer en zone urbaine</li> <li>- Accès au site de forage plus compliqué qu'en zone de type green field</li> <li>- La demande réelle en chaud/froid reste à établir dans les différentes zones</li> </ul>	IGRETEC/ Charleroi
	Ville Basse	+++	2 ans	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Intérêt très marqué de la ville de Charleroi et d'IGRETEC</li> <li>- La zone de haut potentiel géothermique se situe en plein centre-ville : mix de bénéficiaires/utilisateurs</li> </ul>		

Liège	Extension LD Seraing	+	5 ans ou plus	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La SPI est propriétaire et est intéressé par le concept</li> <li>- Le timing de mise en œuvre correspond à celui d'un projet pilote minewater</li> <li>- Pas mal de consommateurs importants+ projets sur HF6 et HFB à terme – (voir la cartographie en Figure 45 des projets sur Seraing).</li> <li>- Localisation dans la continuité du boulevard urbain de Seraing</li> <li>- Pas de concurrence avec le projet de réseau de chaleur actuel "la boucle de Herstal".</li> <li>- Zone de reconversion de friches très dynamique.</li> <li>- Bonne intégration dans le tissu urbain existant et à proximité de parcs d'activité déjà actifs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risque lié au potentiel : Le site est situé dans la 7eme couronne (sur 9) de la carte de potentiel géothermique. Le potentiel peut donc être qualifié de moyen- faible.</li> </ul>	SPI+
	Chimeuse	++	?	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La SPAQUE a été informée des possibilités relatives au projet de type utilisation de l'eau des mines pour la géothermie</li> <li>- Zone de reconversion de friches très dynamique.</li> <li>- Bonne intégration dans le tissu urbain existant et à proximité de parcs d'activité déjà actifs.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- A ce jour pas d'informations concernant le site et le timing</li> </ul>	SPAQUE



## CHAPITRE 6 DETERMINATION DES IMPACTS SIGNIFICATIFS SUR L'ENVIRONNEMENT, LES INTERACTIONS AVEC LES SECURISATIONS MINIERE EXISTANTES ET LES EVENTUELS RISQUES DE NATURE JURIDIQUE

---

### 6.1. OBJECTIF

La tâche 5 du projet de détermination du potentiel géothermique des anciennes mines en Wallonie vise à évaluer les risques juridiques liés à la mise en œuvre de tels projets et leur insertion dans le cadre législatif actuel, les incidences environnementales potentielles et les interactions avec les sécurisations qui existent aujourd'hui. À ce jour, la Déclaration de Politique Régionale 2019-2024 place la production d'énergies renouvelables comme l'un des quatre objectifs wallons en matière d'énergie. Elle prévoit notamment l'abandon de l'énergie nucléaire en 2025 et 100 % d'énergie renouvelable en 2050.

La Déclaration de Politique Régionale mentionne que la Wallonie « encouragera les coopératives actives dans les économies d'énergie, la production renouvelable partagée et les moyens de stockage collectifs ou de gestion de l'énergie à l'échelle d'une communauté territoriale ou d'un quartier ». En outre, il est stipulé que « Le Gouvernement soutiendra également le développement de réseaux de chauffage public urbain et la géothermie, via un renforcement du cadre, toujours dans la logique d'efficacité et de maîtrise du coût global ». L'intégration, de façon claire, de la géothermie dans la réglementation peut donc être attendue avec un support à sa mise en œuvre.

En septembre 2015, le Service public de Wallonie, Direction générale de l'Agriculture, des Ressources naturelles et de l'Environnement (ARNE), a lancé une mission de codification à droit constant de la réglementation actuellement en vigueur en la matière d'exploitation des ressources du sous-sol. Le projet a pour objet d'instaurer un cadre clair et précis des activités et installations visant à exploiter les ressources du sous-sol, entendues dans une acceptation large, et pas uniquement au sens des « richesses naturelles » dont la politique est attribuée aux régions. Il s'agit de régler l'exploration et l'exploitation, la post-gestion incluse, des ressources du sous-sol énumérées, en ce compris les activités en milieu souterrain.

A cet effet le SPW-Energie s'est positionnée en faveur d'une intégration du cadre juridique spécifique à la géothermie profonde au sein de cette nouvelle législation, afin d'éviter toute redondance et assurer la complémentarité et la sécurité juridique à l'échelle régionale. Il était en outre logique d'envisager les dispositions relatives à la géothermie profonde dans le droit de l'environnement, dans la mesure où l'exploration et/ou l'exploitation ne peut être menée sans le permis d'environnement requis.

Le projet de décret code sous-sol n'a pas été adopté en mars 2019 et est actuellement en cours d'analyse au sein du nouveau Gouvernement wallon.

### 6.2. RISQUES DE NATURE JURIDIQUE

Ce chapitre vise à analyser le cadre réglementaire existant en Wallonie pour en extraire les éléments pertinents liés à l'activité de géothermie utilisant d'anciennes mines. On se concentrera sur la législation encadrant la mise en œuvre de la géothermie, notamment en termes d'autorisation et de procédures. A cet effet, une partie du présent rapport se base sur l'Étude des obstacles à la

géothermie profonde (basse et haute énergie) élaboré par la société Ecorem en août 2011 à la demande du SPW-Energie .

En Wallonie , les codes wallons composent les grands axes de la législation. On y retrouve notamment :

- le Code du droit de l'environnement (Livre Ier et Livre II contenant le Code de l'Eau),
- le Code de Développement Territorial - CoDT (entré en vigueur le 1<sup>e</sup> juin 2017).

Le cadre législatif sera analysé sous l'angle des différentes thématiques susceptibles d'être impactées par ce type de projet :

- législation environnementale ;
- législation urbanistique ;
- législation minière ;
- législation relative à l'eau et aux cours d'eau ;
- législation relative à la nature ;
- législation relative aux sols et sous-sols, et gestion des terres excavées.

Par ailleurs, les composantes de l'activité de géothermie minière considérées sont les suivantes (Ecorem, 2011) :

- Forage ;
- Prise d'eau ;
- Réinjection d'eau ;
- Décharge d'eau ;
- Production de chaleur ;
- Distribution de chaleur ;
- Production d'électricité (non considérée ici) ;
- Distribution d'électricité (non considérée ici).

### 6.2.1.      LEGISLATION ENVIRONNEMENTALE

#### → **Permis d'environnement**

Le permis d'environnement constitue, en Wallonie, la pierre angulaire de la législation environnementale. Il existe en tant que tel depuis 2002 mais était avant cela nommé permis d'exploitation. Ce permis constitue une autorisation pour un demandeur privé ou public d'exploiter des activités susceptibles d'être nocives pour l'environnement. A cette fin, une nomenclature a été établie et répartie selon différentes rubriques et classes.

Les rubriques de permis d'environnement potentiellement applicable aux différentes opérations nécessaires à la géothermie sont reprises ci-après, réparties par composante de l'activité. Pour chacune, outre le numéro et le libellé de la rubrique, est indiqué la classe (des impacts potentiels les plus forts aux plus réduits : 1, 2 ou 3) ainsi que l'existence de conditions d'exploitation spécifique (conditions sectorielles). Un permis d'environnement est valable jusqu'à 20 ans. La complexité de la procédure d'obtention du permis d'environnement est corrélée à sa classe. Ainsi, un permis d'environnement de classe 1 demandera des informations et des études bien plus approfondies que les autres.

Il est à noter que l'obtention d'un permis d'environnement de classe 1 nécessite la réalisation d'une étude d'incidences sur l'environnement (EIE), c'est-à-dire une étude détaillée des impacts prévisibles du projet sur l'environnement. Une telle étude suit un cadre et une procédure précis

### Forage

L'action de forer afin d'atteindre les profondeurs désirées pour la géothermie est concernée par plusieurs rubriques de permis d'environnement.

Tableau 12 : Rubriques de permis d'environnement relatives au forage

NUM. DE RUBRIQUE	CLASSE	DESCRIPTION DE L'ACTIVITE	CONDITIONS D'EXPLOITATION
45.12.01	2	Forage et équipement de puits destinés au stockage de déchets nucléaires ou destinés à recevoir des sondes géothermiques	SEVESO
45.12.02	2	Forage et équipement de puits destinés à une future prise d'eau souterraine	SEVESO AGW CS - Forages pour future prise d'eau (13 septembre 2012)
74.30.03	3	Forage et équipement de puits de reconnaissance géologique, de puits de prospection, de piézomètres, ou de puits de contrôle de la qualité de l'eau.	SEVESO

La rubrique 45.12.01 vise directement les forages destinés à la pose de sondes géothermiques. Elle sera donc systématiquement nécessaire. Il apparaît que, dans le cas d'une installation avec prise d'eau souterraine, comme c'est le cas du type de géothermie visée ici, la rubrique 45.12.02 devra être ajoutée.

Par ailleurs, la rubrique 74.30.03 concernant des forages de reconnaissance ou de prospection pourra éventuellement être utilisée en amont de la mise en œuvre de géothermie. Des forages de reconnaissance nécessiteront une déclaration et non un permis d'environnement, soit une procédure simplifiée.

Pour un tel permis d'environnement, l'annexe XVIII relative au forage et à l'équipement de puits doit être complétée.

### Prise d'eau

Pour les systèmes de géothermie minière incluant un pompage de l'eau souterraine, cette activité devra être incluse au permis d'environnement.

Tableau 13 : Rubriques de permis d'environnement relatives à la prise d'eau souterraine

NUM. DE RUBRIQUE	CLASSE	DESCRIPTION DE L'ACTIVITE	CONDITIONS D'EXPLOITATION
41.00.03.01	3	Installation pour la prise d'eau souterraine non potabilisable et non destinée à la consommation humaine d'une capacité de prise d'eau inférieure ou égale à 10 m <sup>3</sup> /jour et à 3 000 m <sup>3</sup> /an	SEVESO AGW CI - Prises d'eaux souterraines (12 février 2009)

41.00.03.02	2	Installation pour la prise d'eau souterraine non potabilisable et non destinée à la consommation humaine d'une capacité de prise d'eau supérieure à 10 m <sup>3</sup> /jour ou à 3 000 m <sup>3</sup> /an et inférieure ou égale à 10 000 000 m <sup>3</sup> /an	SEVESO AGW CS - Prises d'eaux souterraines (12 février 2009)
41.00.03.03	1	Installation pour la prise d'eau souterraine non potabilisable et non destinée à la consommation humaine d'une capacité de prise d'eau de plus de 10 000 000 m <sup>3</sup> /an	SEVESO AGW CS - Prises d'eaux souterraines (12 février 2009)
45.12.02	2	Forage et équipement de puits destinés à une future prise d'eau souterraine	SEVESO AGW CS - Forages pour future prise d'eau (13 septembre 2012)

Des rubriques spécifiques existent pour les prises d'eau potabilisable ou destinée à la consommation. Cependant, des eaux de mines ne semblent pas envisageables pour une consommation humaine. Seules sont donc considérées les rubriques concernant les eaux impropres à la consommation.

La rubrique 41.00.03.03 s'applique dans le cas où les débits sont supérieurs à 10 000 000 m<sup>3</sup>/an, ce qui correspondrait à des débits de l'ordre de 1142 m<sup>3</sup>/h en continu. A ce jour, un tel débit n'est atteint dans aucun des projets de géothermie utilisant l'eau des mines. Actuellement, le site de géothermie présentant le plus gros débit de pompage est en Espagne, avec 400 m<sup>3</sup>/h. Cela représente 3 500 000 m<sup>3</sup>/an. Par conséquent, il est probable que les projets de géothermie dans d'anciens sites miniers n'impliquent pas la rubrique 41.00.03.03.

Dans le cas d'une demande de permis d'environnement pour une prise d'eau, il y a lieu de remplir en complément l'annexe III relative aux prises d'eau. L'une des données à fournir est l'usage qui sera fait de l'eau pompée. Dans ce cadre, le code 62 correspond à un « *pompage géothermique pour chauffage collectif – bâtiment public* ». La géothermie est donc prévue comme l'une des activités potentielles.

#### **Réinjection dans l'eau souterraine**

Pour les systèmes de géothermie minière incluant une réinjection de l'eau dans l'eau souterraine, cette activité devra être incluse au permis d'environnement.

Tableau 14 : Rubriques de permis d'environnement relatives à la prise d'eau souterraine

NUM. DE RUBRIQUE	CLASSE	DESCRIPTION DE L'ACTIVITE	CONDITIONS D'EXPLOITATION
41.00.04	1	Installation pour la recharge ou les essais de recharge artificielle des eaux souterraines	SEVESO

En cas de réinjection d'eau, le permis d'environnement nécessaire sera de classe 1 et une étude d'incidences sera nécessaire, rendant ainsi la procédure d'obtention plus lourde. Aucun seuil de débit ou de volume n'est précisé. Il reste toutefois sujet à interprétation de savoir si une mine peut être considérée comme nappe souterraine en tant que milieu récepteur.

En complément, il y a lieu de remplir l'annexe VIII spécifiquement dédiée à la réinjection d'eau dans une nappe souterraine demandant des informations supplémentaires.

**Rejet en eau de surface**

La législation wallonne actuelle interdit le rejet en eau de surface. Ceci ne devrait néanmoins pas poser de problème sachant que les projets envisagés incluent la réinjection de l'eau dans la mine après l'échange thermique.

**Production de chaleur et de froid**

L'objet principal de la géothermie minière visé ici est la production de chaleur ou de froid ou le stockage d'énergie thermique.

Tableau 15 : Rubriques de permis d'environnement relatives à la production de chaleur et de froid

Num. de rubrique	Classe	Description de l'activité	Conditions d'exploitation
40.30.01.01	2	Centrale thermique et autres installations de combustion dont la puissance installée est égale ou supérieure à 0,1 MW et inférieure à 200 MW	SEVESO IPPC/IED Gaz à effet de serre Notification périodique de données environnementales
40.30.01.02	1	Centrale thermique et autres installations de combustion dont la puissance installée est égale ou supérieure à 200 MW	SEVESO IPPC/IED Gaz à effet de serre Notification périodique de données environnementales
40.30.02.01	3	Installation de production de froid ou de chaleur mettant en œuvre un cycle frigorifique (à compression de vapeur, à absorption ou à adsorption) ou par tout procédé résultant d'une évolution de la technique en la matière : dont la puissance frigorifique nominale utile est supérieure ou égale à 12 kW et inférieure à 300 kW ou contenant plus de 3 kg d'agent réfrigérant fluoré	Production de froid
40.30.02.02	2	Installation de production de froid ou de chaleur mettant en œuvre un cycle frigorifique (à compression de vapeur, à absorption ou à adsorption) ou par tout procédé résultant d'une évolution de la technique en la matière : dont la puissance frigorifique nominale utile est supérieure ou égale à 300 kW	Production de froid
40.30.03.01	3	Installation de production de vapeur sous pression dont la puissance	SEVESO

		installée est supérieure ou égale à 100 kW et inférieure à 1 000 kW	
40.30.03.02	2	Installation de production de vapeur sous pression dont la puissance installée est supérieure ou égale à 1 000 kW	SEVESO IPPC/IED Gaz à effet de serre Notification périodique de données environnementales

Trois typologies se retrouvent dans les rubriques ci-dessus : la centrale thermique qui produit de la chaleur, l'installation qui développe un cycle frigorifique (échange d'énergie entre un milieu et un fluide) pour la production de chaud ou de froid et l'installation qui produit de la vapeur sous pression. Seule une centrale thermique de plus de 200 MW nécessiterait un permis d'environnement de classe 1, et donc une étude d'incidences.

Aujourd'hui, le site fournissant le plus d'énergie est en Espagne (Mieres) et génère plus de 5 MW. Il fait toutefois figure d'exception puisque le deuxième au classement fournit 790 kW. Par conséquent, un projet wallon n'entrerait vraisemblablement pas en classe 1 du fait de sa génération d'énergie, que ce soit en chaud ou en froid.

La législation est en cours de modification. Une rubrique dédiée aux « installations géothermiques avec utilisation directe de la chaleur » a été définie afin de mieux distinguer cette technologie de celles plus conventionnelles et d'adapter les conditions sectorielles en fonction.

#### ***Distribution de chaleur et de froid***

*Tableau 16 : Rubriques de permis d'environnement relatives à la distribution de chaleur et de froid*

Num. de rubrique	Classe	Description de l'activité	Conditions d'exploitation
40.30.05.01	2	Installation industrielle destinée à l'alimentation d'un réseau de transport de gaz, de vapeur et d'eau chaude, lorsque la puissance installée est supérieure ou égale à 0,1MW et inférieure à 200 MW	SEVESO IPPC/IED Gaz à effet de serre Notification périodique de données environnementales
40.30.05.02	1	Installation industrielle destinée à l'alimentation d'un réseau de transport de gaz, de vapeur et d'eau chaude, lorsque la puissance installée est supérieure ou égale à 200 MW	SEVESO IPPC/IED Gaz à effet de serre Notification périodique de données environnementales

De la même façon que pour les centrales thermiques, seule une installation de plus de 200 MW nécessiterait un permis d'environnement de classe 1, et donc une étude d'incidences. À noter qu'aucune rubrique ne concerne la distribution d'eau froide. Si l'alimentation d'un réseau de transport de gaz, de vapeur ou d'eau chaude est soumise à permis d'environnement, l'alimentation du même réseau mais transportant de l'eau froide ne l'est pas. De plus, ce n'est pas l'exploitation du réseau en elle-même qui nécessite une autorisation, mais son alimentation, donc les installations fournissant le fluide transporté.

→ **Agrément**

Le Code de l'Eau impose, via l'article D.167bis (entré en vigueur le 09/03/2019), la détention d'un agrément spécifique pour les « *personnes effectuant un forage ou un équipement de puits destiné à une future prise d'eau souterraine, à l'installation de sondes géothermiques* ». L'agrément doit être détenu par la société ou la personne qui réalise les forages. La profondeur du forage n'est pas spécifiée.

**6.2.2.      LEGISLATION URBANISTIQUE**

→ **Permis d'urbanisme**

Le Code du Développement Territorial (CoDT) est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2017 et établit les règles urbanistiques et d'aménagement du territoire en Wallonie. Il définit notamment les actes et travaux soumis à permis d'urbanisme. L'article D.IV.4 indique ainsi qu'il est nécessaire d'obtenir un permis d'urbanisme pour :

« *1° construire, ou utiliser un terrain pour le placement d'une ou plusieurs installations fixes ; par « construire ou placer des installations fixes », on entend le fait d'ériger un bâtiment ou un ouvrage, ou de placer une installation, même en matériaux non durables, qui est incorporé au sol, ancré à celui-ci ou dont l'appui assure la stabilité, destiné à rester en place alors même qu'il peut être démonté ou déplacé* ».

La mise en place d'installations de géothermie nécessitera la construction de bâtiment en surface et appellera donc à demander un permis d'urbanisme.

Une demande conjointe de permis d'environnement et de permis d'urbanisme, reconnu sous le terme de demande de permis unique sera nécessaire.

Un tel permis sera nécessaire à la construction des installations de surface nécessaires, à savoir un local technique contenant les pompes, échangeurs et autres appareils. La surface est relativement réduite (de l'ordre de quelques dizaines de m<sup>2</sup>).

**6.2.3.      LEGISLATION MINIERE**

Concernant spécifiquement les mines, le Service Public de Wallonie liste les textes suivants.

Tableau 17 : Législation relative aux mines, carrières et terrils (Source : SPW)

Décision du	Titre	Date de parution
05.05.1919	Arrêté royal sur le <a href="#">règlement général de police sur les mines, minières et carrières souterraines</a> modifié par : - la loi du 19 août 1948 - l'arrêté royal du 20 septembre 1950 - le décret du 27 octobre 1988 sur les carrières (M.B. 08.06.1989) - le décret du 4 juillet 2002 sur les carrières et modifiant certaines dispositions du décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement (M.B. 09.08.2002)	09.05.1919

CHAPITRE 6 - Détermination des impacts significatifs sur l'environnement, les interactions avec les sécurisations minière existantes et les éventuels risques de nature juridique

15.09.1919	<a href="#">Lois coordonnées sur les mines, minières et carrières</a> par l'arrêté royal du 15 septembre 1919 modifiées notamment par : - le décret des mines du 7 juillet 1988 (M.B. 27.01.1989) - le décret sur les carrières du 27 octobre 1988 (M.B. 08.06.1989) - la loi du 4 août 1996 relative au bien-être des travailleurs lors de l'exécution de leur travail (M.B. 18.09.1996) - le décret du 4 juillet 2002 sur les carrières et modifiant certaines dispositions du décret du 11 mars 1999 relatif au permis d'environnement (M.B. 09.08.2002)	03.03.1920
21.05.1952	Arrêté royal fixant les <a href="#">règles à observer pour la tenue des plans de mines</a>	20.06.1952
25.02.1955	Circulaire du Directeur général des mines : <a href="#">Instructions relatives à la tenue des plans de mines</a>	
28.03.1956	Circulaire du Directeur général des mines : <a href="#">Instructions relatives à la vérification des plans de mines</a>	
03.12.1957	Circulaire du Directeur général des mines : <a href="#">Tenue des plans de mines - Levés de vérification jugés non nécessaires par l'Administration</a>	
10.06.1974	Extraits de l'arrêté royal sur les <a href="#">issues et puits de mines</a> modifié par l'arrêté royal : - du 28 mars 1988 (M.B. 07.04.1988)	12.07.1974 err. 14.05.1975
07.07.1988	<a href="#">Décret des mines</a> modifié par : - l'arrêt de la Cour d'Arbitrage n°5/90 du 17 janvier 1990 - le décret du 31 mai 2007 relatif à la participation du public en matière d'environnement (M.B. 10.07.2007) - le décret du 5 juin 2008 relatif à la recherche, la constatation, la poursuite et la répression des infractions et les mesures de réparation en matière d'environnement (M.B. 20.06.2008) - le décret du 18 décembre 2008 relatif à la gestion des déchets de l'industrie extractive (M.B. 21.01.2009) - le décret du 1 <sup>er</sup> mars 2018 relatif à la gestion et à l'assainissement des sols (M.B. 22.03.2018)	27.01.1989 Err. 19.02.1991
26.07.1990	Arrêté de l'Exécutif régional wallon portant exécution du décret du 7 juillet 1988 sur les mines concernant les <a href="#">règles relatives à la perception des redevances sur les mines</a> , en ce compris la détermination du produit net de la mine	23.11.1990
26.07.1990	Arrêté de l'Exécutif régional wallon fixant le <a href="#">cahier des charges type déterminant les obligations générales des concessionnaires de mines</a> modifié par l'arrêté du Gouvernement wallon : - du 27 mai 2009 (M.B. 20.08.2009)	05.12.1990
26.07.1990	Arrêté de l'Exécutif régional wallon portant exécution du décret du 7 juillet 1988 sur les mines, en ce qui concerne la <a href="#">procédure à suivre pour l'octroi, la cession, la fusion, la location ou l'amodiation de concessions</a> modifié par l'arrêté du Gouvernement wallon : - du 20 décembre 2007 portant exécution du décret du 31 mai 2007 relatif à la participation du public en matière d'environnement (M.B. 27.02.2008)	05.02.1991
26.07.1990	Arrêté de l'Exécutif régional wallon portant exécution du décret du 7 juillet 1988 sur les mines, en ce qui concerne la <a href="#">procédure et les</a>	07.03.1991

	<a href="#">conditions d'octroi, de prorogation, de cession et de fusion des permis de recherche</a> modifié par l'arrêté du Gouvernement wallon : - du 20 décembre 2007 portant exécution du décret du 31 mai 2007 relatif à la participation du public en matière d'environnement (M.B. 27.02.2008)	
30.04.1992	Arrêté de l'Exécutif régional wallon fixant la <a href="#">procédure et les conditions pour le retrait d'un titre minier</a>	17.07.1992
17.05.1994	<a href="#">Avis du Gouvernement wallon aux détenteurs de concessions minières</a> situées en Wallonie	17.05.1994 Err. 30.06.1994
17.12.2015	Arrêté du Gouvernement wallon statuant sur le <a href="#">retrait de la concession de mines de houille d'Argenteau-Trembleur</a> (n° 209) pris en application de l'arrêté de l'Exécutif régional wallon du 30 avril 1992 fixant la procédure et les conditions pour le retrait d'un titre minier	22.01.2016
08.03.2018	Arrêtés du Gouvernement wallon <a href="#">retirant des concessions de mines de houille (n° 005, 006, 008, 010, 020, 021, 031, 053, 059 et 207)</a>	22.03.2018
22.11.2018	Arrêtés du Gouvernement wallon <a href="#">retirant des concessions de mines de houille (n° 026, 076, 080, 084, 118, 119, 196, 199, 243, 252, ...)</a>	11.02.2019

Tableau 18 : Législation relative aux dépendances des mines (Source : SPW)

Décision du	Titre	Date de parution
06.08.1928	Arrêté royal réglementant l' <a href="#">accès au public des dépendances des mines, minières et carrières souterraines</a>	29.08.1928

Le projet de recherche SmartWater rapporte que l'administration a pour usage d'établir une zone non aedificandi (ne pouvant recevoir un édifice) autour des puits de mines, d'un rayon par défaut de 25 mètres (Ecorem, 2018). A noter toutefois que la valeur de 25 mètres n'est pas inscrite dans la législation, il s'agit d'une mesure de bonne pratique de l'administration. Sur base d'une étude circonstanciée démontrant la stabilité de la zone, l'administration peut diminuer le diamètre de ce rayon. Cette zone vise à prévenir tout problème de stabilité puisqu'il n'est pas possible de garantir la stabilité à long terme des puits remblayés. La mise en œuvre d'un système de géothermie minière pourrait donc entrer en conflit avec cette interdiction si des constructions sont à prévoir à proximité des puits (voir section 6.3 relative aux sécurisations minières). D'autre part, pour le type de projet proposé il ne sera pas nécessaire d'aller se placer près d'un puits de mines modérant l'importance de cet élément.

#### 6.2.4. LEGISLATION RELATIVE A L'EAU ET AUX COURS D'EAU

Un système géothermique peut être en interaction avec un réservoir d'eau souterraine (mine inondée) et/ou avec une eau de surface (cours d'eau). Sont à différencier deux « types d'eau » : les eaux potabilisables (pouvant servir à la consommation humaine) et les eaux non potabilisables. Dans le cas d'anciennes mines, les eaux visées par la géothermie seront non potabilisables. Une fois « utilisées » par le système, ces eaux seraient alors considérées comme des « eaux usées industrielles ».

Conformément à la législation environnement, toute prise d'eau souterraine est soumise à autorisation (déclaration ou permis selon le débit de prélèvement, voir section 6.2.1).

De même, un permis d'environnement sera nécessaire en cas de :

- Réinjection d'eau dans le sous-sol (voir section 6.2.1 Réinjection dans l'eau souterraine) ;
- Rejet en eau de surface (voir section 6.2.1 Rejet en eau de surface).

Concernant la prise d'eau souterraine, l'article D.256. § 1<sup>er</sup> du Code de l'Environnement renseigne que les prises d'eau d'exhaure (eau remplissant une mine) sont soumises à une **contribution de prélèvement annuelle, dont le montant est fixé à 0,0378 €/m<sup>3</sup> d'eau** (à partir de 2016). Une exception figure au § 3, exemptant de contribution de prélèvement « *les pompages d'eau géothermale destinés au chauffage collectif d'habitation ou de bâtiments publics* ». Cette exemption limite cependant l'exemption à l'usage comme pour le chauffage et uniquement pour des habitations ou des bâtiments publics. Selon la nature des projets visés, le paiement de cette contribution de prélèvement pourra être nécessaire. À titre d'exemple, une telle taxe pour le système géothermique d'Heerlen (environ 2 100 000 m<sup>3</sup>/an) s'élèverait à près de 80 000 €/an, hors éventuelle exemption au titre du § 3 de l'article D.256.

Il est également prévu une **taxe sur le déversement des eaux usées industrielles** (article D.259 du Code de l'Environnement), c'est-à-dire sur le volume éventuellement réinjecté dans les eaux de surface ou les eaux souterraines. Cette taxe est calculée proportionnellement à la charge polluante des eaux rejetées (voir article D.262 du Code de l'Environnement pour la formule de calcul). En fonction des critères sur lesquels se base la législation, si l'eau souterraine passée dans un échangeur de chaleur est considérée comme une eau usée industrielle un projet de géothermie d'eau des mines pourrait avoir à s'acquitter de cette taxe.

#### 6.2.5. LEGISLATION RELATIVE A LA NATURE

La réglementation environnementale prévoit plusieurs zonages imposant (Natura 2000, zones naturelles, Sites de Grand Intérêt Biologique, etc.) des conditions particulières de gestion et, par conséquent, des contraintes au développement de projet dans ces zones.

##### → Zone naturelle

Définie par le CoDT comme étant « *destinée au maintien, à la protection et à la régénération de milieux naturels de grande valeur biologique ou abritant des espèces dont la conservation s'impose, qu'il s'agisse d'espèces des milieux terrestres ou aquatiques* », dans une zone naturelle, seuls sont autorisés les actes et travaux nécessaires à la protection active ou passive des milieux et espèces.

##### → Réserve naturelle

Sous l'appellation « réserve naturelle », on retrouve plusieurs zones, définies par la Loi de Conservation de la Nature du 12 juillet 1973 :

- Réserve naturelle intégrale ;
- Réserve naturelle dirigée ;
- Réserve naturelle domaniale ;
- Réserve naturelle agréée.

L'article 11 de la Loi de Conservation de la Nature pose les interdictions suivantes :

« Art. 11. Dans les réserves naturelles, il est interdit:

- de tuer, de chasser ou de piéger de n'importe quelle manière les animaux, de déranger ou de détruire leurs jeunes, leurs œufs, leurs nids ou leurs terriers;
- d'enlever, couper, déraciner ou mutiler des arbres et des arbustes, de détruire ou d'endommager le tapis végétal;
- de procéder à des fouilles, sondages, terrassements, exploitations de matériaux, d'effectuer tous travaux susceptibles de modifier le sol, l'aspect du terrain, les sources et le système hydrographique, d'établir des conduites aériennes ou souterraines, de construire des bâtiments ou des abris et de placer des panneaux et des affiches publicitaires;
- d'allumer des feux et de déposer des immondices.

(Ces interdictions ne s'appliquent pas aux opérations de surveillance, de gestion ou d'éradication des espèces non indigènes envahissantes.- Décret du 02 mai 2019, art. 31).

(Le Gouvernement peut lever certaines interdictions prévues au présent article conformément à l'article 41 de la loi – Décret du 6 décembre 2001, art. 5).

Le Roi prend les mesures nécessaires à la réalisation des objectifs définis à l'article 6.»

**La Loi de Conservation de la Nature interdit donc explicitement la mise en œuvre de la géothermie minière dans une réserve naturelle.** Des dérogations peuvent être accordées, notamment « pour les besoins de la recherche scientifique ». Si un projet pilote pourrait donc être réalisé en réserve naturelle, moyen accord d'une dérogation, la mise en œuvre plus large de la géothermie minière en Wallonie ne pourra être fait dans de telles zones.

#### → Réserve forestière

Les réserves forestières sont définies par l'article 20 de la Loi de Conservation de la Nature. Une réserve forestière est une « *forêt ou partie de celle-ci protégée conformément à la présente loi dans le but de sauvegarder des faciès caractéristiques ou remarquables des peuplements d'essences indigènes et d'y assurer l'intégrité du sol et du milieu* ».

Le développement de la géothermie minière en réserve forestière est donc possible, sous réserve de ne pas affecter les caractéristiques remarquables de la forêt.

#### → Natura 2000

Les sites Natura 2000 sont définis à l'article 25 de la Loi de Conservation de la Nature : « §1er. *En vue d'assurer le maintien ou, le cas échéant, le rétablissement dans un état de conservation favorable des types d'habitats naturels [...] des populations des espèces figurant à l'annexe IX ( (...) – Décret du 22 décembre 2010, art. 4, 1°), et sur la base des critères établis à l'annexe X et des informations scientifiques pertinentes, le Gouvernement propose à la Commission des Communautés européennes une liste de sites susceptibles d'être identifiés comme sites d'importance communautaire [...]* ». Un site Natura 2000 peut être considéré comme Zone de Protection Spéciale (ZPS) relative à la Directive européenne 2009/147/CE « Oiseaux » ou comme Zone Spéciale de Conservation (ZSC) relative à la Directive européenne 92/43/CEE « Habitat ».

Selon l'article 29 de la Loi de Conservation de la Nature, tout projet développé dans une zone Natura 2000, susceptible d'affecter le site et qui n'est pas lié à sa gestion doit faire l'objet d'une évaluation des incidences. Celle-ci fera partie de l'étude d'incidence à laquelle devra se soumettre tout projet de géothermie minière compte tenu de son appartenance à la classe 1.

6.2.6.      LEGISLATION RELATIVE AUX SOLS ET SOUS-SOLS, ET GESTION DES TERRES EXCAVEES

→ Risques

L'article D.IV.57. du CoDT stipule qu'un permis d'urbanisme peut être « *soit refusé, soit subordonné à des conditions particulières de protection des personnes, des biens ou de l'environnement lorsque les actes ou travaux se rapportent à : [...] 3° des biens immobiliers exposés à un risque naturel ou à une contrainte géotechnique majeurs tels que l'inondation comprise dans les zones soumises à l'aléa inondation au sens de l'article D.53 du Code de l'Eau, l'éboulement d'une paroi rocheuse, le glissement de terrain, le karst, les affaissements miniers, affaissements dus à des travaux ou ouvrages de mines, minières de fer ou cavités souterraines ou le risque sismique ;* ». **Il est donc très probable que l'administration imposera, dans le cadre de la procédure de permis d'urbanisme, la réalisation d'études techniques visant à vérifier l'importance des risques**, notamment géotechniques, générés par l'activité géothermique.

→ Qualité du sol

De plus, le décret relatif à la gestion et l'assainissement des sols du 1er mars 2018 encadre les différentes procédures d'analyse des pollutions et des déchets présents dans le sol. La première étude est l'étude d'orientation, dont les faits générateurs sont définis à l'article 23.

« **Art. 23.** § 1<sup>er</sup>. Une étude d'orientation est réalisée par le demandeur d'un permis d'urbanisme, d'un permis unique ou d'un permis intégré sur un terrain renseigné dans la banque de données de l'état des sols comme pollué ou potentiellement pollué, pour autant que les actes et travaux objets de la demande de permis impliquent soit :

1° la mise en œuvre d'actes et travaux visés à l'article D.IV.4, alinéa 1er, 1°, 4°, 9° et 13°, du CoDT, pour autant qu'ils impliquent une modification de l'emprise au sol impactant la gestion des sols;

2° un changement du type d'usage vers un usage plus contraignant, généré par un changement d'affectation ou d'usage de fait;

[...]

§ 2. Le paragraphe 1er ne s'applique pas aux demandes de permis :

1° ayant pour objet principal la réalisation d'un réseau de distribution, de production ou d'assainissement d'eau, d'électricité ou de gaz, de télécommunication, de téléinformatique, de télédistribution ou de transport de gaz, d'électricité ou de fluide; [...]

Ainsi, à la lecture de cet article et des exceptions mentionnées, il semble qu'un projet de géothermie minière ne sera pas soumis à la réalisation d'une étude d'orientation, puisqu'ayant pour objet principal la création d'un réseau de transport de fluide. Cependant, les opérations de forages vers les puits de mines et les aquifères ne sont pas anodines. Ces opérations présentent des risques de propagation des polluants du sol. Dès lors, malgré cette exemption concernant la mise en place d'un réseau, **il est très probable que le développement d'un projet de géothermie soit soumis à l'obligation de réalisation des différentes études de qualité du sol**, en cas de pollution avérée ou suspectée.

De plus, l'article 28 renseigne les faits générateurs des autres études :

« **Art. 28.** Les faits générateurs des autres obligations sont les suivants :

1° une étude de caractérisation est réalisée, sur décision de l'administration, en application de l'article 44, alinéa 2, 4°, et de l'article 50, alinéa 2, 5°;

2° un projet d'assainissement est réalisé, sur décision de l'administration, en application de l'article 50, alinéa 2, 4°;

3° les actes et travaux d'assainissement sont mis en œuvre, sur décision de l'administration, en application des articles 66 et 69;

4° les mesures de suivi sont mises en œuvre, sur décision de l'administration, en application de l'article 44, alinéa 2, 4° et 5°, et alinéa 3, de l'article 50, alinéa 4, et de l'article 71, § 3, alinéa 1er, 3°;

5° des mesures de sécurité sont mises en œuvre, sur décision de l'administration, en application des articles 44, alinéa 3, 50, alinéa 2, 1°, article 71, § 3, alinéa 1er, 3° et 80, § 3, alinéa 4, 1°. »

En résumé, **l'administration peut exiger, dans certains cas, la réalisation de ces études lors des demandes de permis d'urbanisme et d'environnement.**

#### 6.2.7. CONCLUSION

Suite à l'analyse de la législation applicable en Wallonie aux projets de géothermie minière, il apparaît que la mise en œuvre d'un projet nécessitera une procédure de **permis unique** :

- **Permis d'urbanisme** pour la construction d'installations techniques en surface ;
- **Permis d'environnement** pour l'autorisation d'exploiter les activités liées à la géothermie.

Permis d'environnement de classe 2	Permis d'environnement de classe 1
Dans la majorité des cas	Si : > Prise d'eau souterraine > 10 000 000 m <sup>3</sup> /an (soit environ 1 140 m <sup>3</sup> /h) ; > Réinjection d'eau dans une nappe souterraine ; > Production d'énergie > 2 MW
Notice d'incidences sur l'environnement	Étude d'incidences sur l'environnement (EIE)

Une procédure de classe 2 sera plus simple et plus rapide à mettre en place qu'une procédure de classe 1 grâce à l'absence d'obligation de réaliser une EIE.

**En l'occurrence, dans un objectif de mise en œuvre d'un système à boucle ouverte avec réinjection, le projet tombera sous le coup d'une autorisation de classe 1, du fait de la réinjection d'eau.** Une étude d'incidences sur l'environnement sera donc obligatoire. Ce sera le principal critère rencontré. Les autres critères d'une étude d'incidences sont, au vu des autres projets existants actuellement, de seuil supérieur à ce qui sera atteint en Wallonie (en termes de puissance produite et de débit de pompage).

D'autres éléments sont à prendre en compte dans un projet de développement de la géothermie minière au regard de la réglementation actuelle :

- Législation minière : zone *non aedificandi* de 25 mètres autour des puits de mine désaffectés. pouvant éventuellement être réduite après étude stabilité. De plus, pour les anciens puits de mines sans matérialisation physique de l'orifice, ce rayon est porté à 50 m. (voir section 6.3 relative aux sécurisations minières) ;
- Législation relative à l'eau et aux cours d'eau : paiement de taxes pour le prélèvement d'eau non potabilisable et pour sa réinjection dans les eaux souterraines ;
- Législation relative à la nature : selon la localisation du site de projet, la mise en œuvre de la géothermie pourra nécessiter une étude d'incidences Natura 2000 (à l'intérieur ou à proximité d'une zone Natura 2000);

- Législation relative aux sols et sous-sols, et gestion des terres excavées : un projet de géothermie minière pourra être exempté d'étude d'orientation mais pourrait se voir imposer d'autres études visant la qualité du sol par l'administration.

### 6.3. SECURISATIONS MINIERES ET INTERFERENCES POSSIBLES AVEC LA GEOTHERMIE

Les mines, une fois leur exploitation cessée, doivent faire l'objet de travaux de sécurisation imposés par l'acte de concession et par la législation. Ces sécurisations visent à éviter tout incident ou accident dans ou à proximité des mines, notamment en interdisant l'accès. Les travaux de sécurisation peuvent ainsi être un bornage, une dalle de béton, des regards de contrôlé, des trappes de visite, des grilles, des murs, des dispositifs d'évacuation des eaux, etc. (Service Public de Wallonie, SPW ARNE, 2010). Un puits de mine doit également rester visible et accessible en tout temps, pour l'Administration.

En outre, le SPW nous apprend qu'il est (ou du moins, était en 2010, année de publication du fascicule *Mines, minières et carrières souterraines en Wallonie – Risques associés et contraintes*) d'usage d'imposer une zone *non-aedificandi* de 25 mètres autour de l'axe d'un puits de mine, pour des raisons d'incertitude quant à la stabilité de la zone. Il est ainsi indiqué qu'au sein de cette zone, il est interdit, entre autres :

- « *d'installer des conduites d'eau, de gaz, hydrocarbures ou liquides quelconques, des lignes électriques ou de télécommunication majeures, posées au sol, enfouies ou supportées par des éléments pouvant être déstabilisés par un éventuel affaissement de la tête du puits à moins d'avoir pris toutes les précautions nécessaires pour assurer leur stabilité vis-à-vis du cône d'effondrement maximum;*
- *d'installer des sources potentielles d'infiltration, régulière ou accidentelle, d'eau (installation de distribution, d'évacuation, de stockage, de traitement ou d'ornement) sans que toutes les précautions ne soient prises pour assurer leur stabilité (y compris pour ce qui est des risques de fuites mineures) et pour drainer les eaux des fuites éventuelles (y compris en cas de rupture de canalisation) hors du cône d'effondrement maximum ».*

, Tout projet de géothermie minière devra passer par la mise en œuvre d'une étude visant à vérifier la stabilité du site autour du puits de mine et passer par un avis de l'Ingénieur des Mines. **Cependant les anciens puits de mine ont été remblayés et les projets d'eaux des mines ne visent pas leur réutilisation.** Ce paramètre sera pris en compte pour éviter la localisation des nouveaux puits (destinés à la production et à la réinjection) dans ce rayon de 25 m autour des anciennes structures.

### 6.4. IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX PREVISIBLES

Ce chapitre vise à évaluer les effets (négatifs, positifs ou neutres ; directs ou indirects) sur l'environnement de la mise en œuvre des projets de géothermie minière, sur la base d'un projet-pilote. Sont examinés, par thématique environnementale, les effets et actions qui doivent être étudiés plus en détails et les mesures modératrices qu'il convient d'adopter par rapport à ces effets. Les thématiques environnementales qui sont considérées dans la présente évaluation reprennent le contenu minimum d'une étude d'incidences déterminé par l'annexe VII du Code de l'Environnement. Toutefois, le présent cahier ne consiste pas à proprement parler en une Évaluation des Incidences Environnementales. Seuls les thématiques et critères les plus pertinents ont été retenus pour l'évaluation.

#### 6.4.1. METHODOLOGIE

En premier lieu, il est important de rappeler que l'évaluation ne consiste pas strictement en une Étude d'Incidences sur l'environnement puisqu'elle se place à un niveau stratégique, bien en amont de la définition précise du projet. Pour ce faire, il a été choisi que l'évaluation porterait sur le cas d'un projet-pilote dont les composantes sont établies selon les retours d'expérience existants (notamment le cas de Heerlen aux Pays-Bas) et selon les opportunités relevées en Wallonie. Comme cela a été vu précédemment, le développement d'un tel projet en Wallonie sera très vraisemblablement conditionné à l'obtention d'un permis d'environnement de classe 1. Dans ce cadre, la réalisation d'une Étude d'Incidences sur l'Environnement sera obligatoire et permettra donc d'évaluer en détails les impacts attendus d'un projet précis, sur un territoire donné.

La tâche 1 a mené à la conclusion que le projet pilote en Wallonie serait un système à boucle ouverte (avec réinjection) visant le chauffage et le refroidissement, ainsi que le stockage de l'énergie thermique. Un système à boucle fermée aurait en effet une capacité insuffisante. Les sites visés seront d'anciennes mines de charbon. Le projet devrait s'inscrire dans un projet de développement impliquant un minimum de porteurs ou propriétaires (maximum 2) afin de simplifier la mise en œuvre. Des contacts ont été pris en ce sens. Par ailleurs, les relevés du potentiel ont permis de mettre en évidence les zones où il est le plus élevé.

Etant donné la nature stratégique de l'étude, il a été procédé à une évaluation à échelle globale sur base de **critères qualitatifs** et, lorsque cela a été possible et pertinent, de **critères quantitatifs**, via une échelle à 5 gradients. Ce type d'échelle permet un niveau de significativité acceptable et cohérent par rapport au niveau de détails des différents cas-types considérés dans l'évaluation.

Cette classification de 5 niveaux sera commune à tous les critères, permettant d'évaluer l'ampleur de l'impact de la mise en place d'un projet de géothermie minière, selon le cadre d'évaluation suivant :

Tableau 19 : Échelles d'évaluation

Expression de l'impact	Signification
--	Un impact potentiel négatif très significatif est attendu.
-	Un impact potentiel négatif significatif est attendu.
0	L'impact attendu est peu ou pas significatif.
+	Un impact potentiel positif significatif est attendu.
++	Un impact potentiel positif très significatif est attendu.

Par ailleurs, l'indication de « NA » signifie que le critère est non-applicable.

A ces critères est associé un facteur de nature à préciser l'expression **directe** ou **indirecte** de l'impact.

Les incidences liées au chantier ne seront pas évaluées, puisqu'elles seront principalement affectées par la localisation précise du projet (proximité d'activités sensibles au bruit, mobilité, etc.). Les infrastructures nécessaires sont d'ailleurs très limitées.



Tableau 20 : Thématiques environnementales et critères environnementaux utilisés dans les fiches d'évaluation

Thématiques	Critères environnementaux
<b>Sols et sous-sols</b>	Perméabilité Stabilité (karst, fracturation) Érosion Qualité du sol et du sous-sol Occupation du sol
<b>Eaux souterraines</b>	État quantitatif État qualitatif (physique, chimique, biologique) Écoulement des eaux souterraines
<b>Eaux de surface</b>	<i>La thématique « Eaux de surface » n'est pas considérée car le projet-pilote retenu ne sera pas lié au réseau hydrographique de surface. Aucun impact n'est donc attendu sur les eaux de surface.</i>
<b>Faune et flore</b>	Faune et flore terrestres/cavernicoles Faune et flore aquatiques
<b>Aménagement du territoire et urbanisme</b>	Conformité réglementaire
<b>Paysage</b>	Intégration paysagère
<b>Mobilité</b>	Mobilité
<b>Air, climat</b>	Qualité de l'air souterrain (salle des machines) Qualité de l'air extérieur Climat
<b>Energie</b>	Consommations d'énergie
<b>Déchets</b>	Stockage et utilisation de produits dangereux
<b>Qualité de vie</b>	Expropriation nécessaire Activités connexes
<b>Économie</b>	Qualité de l'investissement réalisé pour le porteur de projet Qualité de l'investissement réalisé pour la Région wallonne
<b>Santé et sécurité</b>	Sécurité au droit du site Risques issus de gaz miniers résiduels Sécurité aux abords du site Santé humaine des travailleurs Santé humaine des riverains

#### 6.4.2. COMPOSANTES DU PROJET-PILOTE

Le projet-pilote défini comporte :

- Un système à boucle ouverte avec réinjection de l'eau dans les galeries ou un autre aquifère :
- Un puits d'injection et un puits de production (à noter qu'il sera possible d'ajouter de nouveaux puits par la suite selon les besoins et opportunités, sans que cela remette en cause l'évaluation) ;
- Un local technique contenant les différents éléments de fonctionnement, à savoir les pompes et échangeurs thermiques ;

- Le réseau de chaleur/froid alimentant les bâtiments.

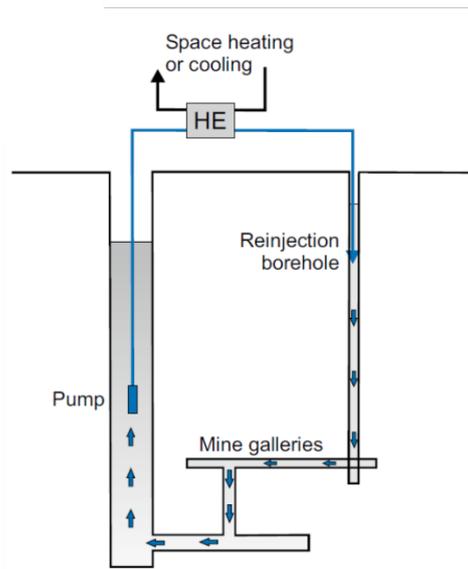


Figure 46 : Système à boucle ouverte avec réinjection (extrait de Banks et al., 2019).

#### 6.4.3. EVALUATION

projet-pilote			
Système à boucle ouverte avec réinjection			
Thématiques et critères	Score	Expression de l'impact	Commentaires
<i>Sols et sous-sols</i>			
Perméabilité	0	D	- Un tel projet implique une imperméabilisation réduite du sol, essentiellement due aux installations de surface.
Stabilité	-	I	- Le pompage et la réinjection d'eau dans le sol induisent des variations de pression locales pouvant entraîner des mouvements du sol et du sous-sol. - Cependant, la géothermie liée à l'utilisation de l'eau des mines cible des réservoirs très perméables et les changements de pression attendus dans ceux-ci sont minimes. Le fait de produire et de réinjecter dans le même réservoir permet encore de réduire ces changements de pression. En outre, le gisement houiller est composé de couches relativement peu compétentes et qui ont été déconsolidées lors de l'exploitation du charbon. Il aura donc tendance à atténuer

			<p>significativement la propagation de contraintes responsables d'éventuels séismes. A Heerlen, les puits d'injection sont exploités sans appliquer de surpression en tête de puits. L'injection n'augmente donc pas le risque de sismicité induite. La modélisation dynamique du réservoir, l'analyse des tests de pompage et d'injection ainsi que le suivi des données historiques d'exploitation permettront de définir cette surpression dans le cas d'un projet en Wallonie. De plus, le suivi de la méthode préconisée par Ecozem (voir critère « Stabilité ») devrait permettre de maîtriser le risque.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Enfin, le type de système envisagé n'inclura pas de stimulation hydraulique compte tenu de la perméabilité importante attendue des réservoirs.</li> <li>- En conséquence, l'exposition de la population à l'aléa sismique sera en principe négligeable.</li> </ul>
Erosion	-	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aucune problématique due à une augmentation progressive de la quantité de sédiments contenus dans l'eau n'est prévue. Il n'y a pas de risque significatif de colmatage des pompes.</li> <li>- À l'emplacement du ou des rejets des eaux pompées, il y aura un risque d'érosion localisée du sous-sol, selon la nature du matériau (plus ou moins friable). Cette érosion peut participer à l'accroissement des problématiques de stabilité du sol. L'application d'un suivi des contraintes (comme proposé par Ecozem) permettra de maîtriser le risque.</li> </ul>
Qualité du sol et du sous-sol	0	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En cas de projet sur un site pollué ou potentiellement pollué, le décret relatif à la gestion et à l'assainissement des sols encadre les procédures à suivre afin d'éviter tout risque de propagation de pollutions.</li> </ul>
Occupation du sol	0	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>- L'occupation du sol est mineure : un local technique accueillant les pompes et échangeurs en surface, les éventuelles voies d'accès et les canalisations enterrées.</li> </ul>
<b>Eaux souterraines</b>			
État quantitatif			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Puisque le système pompe et réinjecte l'eau souterraine, l'état quantitatif global de celle-ci est préservé.</li> </ul>

CHAPITRE 6 - Détermination des impacts significatifs sur l'environnement, les interactions avec les sécurisations minière existantes et les éventuels risques de nature juridique

	-	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En cas de réinjection de l'eau pompée dans un autre aquifère, des variations sont à prévoir pour chaque aquifère, pouvant donner lieu à d'autres conséquences (modification de l'écoulement des eaux, stabilité du sol, etc.) et un impact potentiellement négatif à très négatif selon les situations. Cependant, pour le système envisagé il est prévu de produire et de réinjection à partir et dans le même aquifère.</li> </ul>
	--		
	0	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En cas de réinjection dans le même aquifère, l'équilibre local devrait être maintenu. Aucun impact significatif n'est attendu.</li> </ul>
État qualitatif (physique, chimique, biologique)	0	D	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La réinjection de l'eau pompée permet d'éviter de mettre en place des systèmes de traitement de l'eau. L'état qualitatif des eaux souterraines ne devrait pas être affecté, à la condition que le pompage et la réinjection soit faits à distance suffisante pour ne pas entraîner de problématique de température (court-circuitage).</li> <li>- Pour éviter cette problématique, il est nécessaire que la réinjection se fasse à une profondeur adéquate selon la température de l'eau injectée.</li> </ul>
	-	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les eaux de mine oxydées présentent des risques de précipitation pouvant conduire à un colmatage des canalisations. Ce risque est accru par le contact de l'eau de mine avec l'air et par une température élevée. Le rapport de l'UE Low-Carbon After-Life a montré la réduction de ce colmatage par l'introduction de dithionite de sodium dans l'eau avant transfert de chaleur, sans impact sur la qualité de celle-ci. Il sera donc nécessaire de vérifier le taux de fer dans l'eau de mine afin d'évaluer la nécessité de mettre en place un système de prévention du colmatage. À noter tout de même que l'absence d'impact de l'eau ensuite rejetée dans le milieu naturel a été analysée pour un rejet en eau de surface, et non pas en eau souterraine comme ce sera le cas ici.</li> <li>- La littérature actuelle ne rapporte pas de nocivité du dithionite de sodium sur l'environnement. Cependant, l'impact de son éventuel rejet en eau souterraine est à évaluer.</li> </ul>

Écoulement des eaux souterraines	0	D	- En cas de réinjection de l'eau pompé dans la même nappe souterraine, l'impact sur l'écoulement de celle-ci ne devrait pas être significatif.
	-	D	- En cas de réinjection de l'eau pompée dans une autre nappe que celle d'où elle a été pompée, les nappes pourront voir leur écoulement modifié selon les conditions locales.
<i>Eaux de surface</i>			
	0	-	- Le système envisagé n'inclut aucun rejet dans une eau de surface. Aucun impact n'est donc attendu.
<i>Faune et flore</i>			
Faune et flore terrestres/cavernicoles	0	I	- Aucun impact particulier n'est attendu. La réalisation d'un inventaire faunistique et floristique du site visé pour accueillir un tel dispositif sera utile afin d'assurer l'absence d'impact. En cas de développement du projet dans ou à proximité d'une zone Natura 2000, une étude spécifique des incidences sur la zone sera obligatoire. Elle devrait permettre d'éviter tout impact significatif sur la faune et la flore en présence.
Faune et flore aquatiques	0	I	
<i>Aménagement du territoire et urbanisme</i>			
Conformité réglementaire	0	I	- Il ne devrait pas y avoir de problème de conformité réglementaire.
<i>Paysage</i>			
Intégration paysagère	0	I	- Les installations nécessaires à ce système sont très limitées en surface : un local contenant les pompes et échangeurs thermiques. L'impact paysager sera donc très réduit, voire quasiment nul si ces installations sont en sous-sol, comme c'est le cas à Heerlen.
<i>Mobilité</i>			
Mobilité	0	I	- L'activité ne nécessite qu'une faible présence humaine. L'impact en matière de mobilité devrait donc être négligeable.
<i>Air et climat</i>			
Qualité de l'air souterrain (salle des machines)	0	I	- Les installations techniques nécessaires sont réduites et n'émettent pas de substances polluantes significatives.
Qualité de l'air extérieur	++	I	- En Wallonie en 2014, 34,1 % de l'énergie consommée pour la fonction résidentielle provient du mazout (AQUAWAL & CEHD, 2015). Via la géothermie, les émissions de gaz à effet de serre liées à la production de chaleur des bâtiments connectés seront

CHAPITRE 6 - Détermination des impacts significatifs sur l'environnement, les interactions avec les sécurisations minière existantes et les éventuels risques de nature juridique

			supprimées. Un impact très positif est donc attendu.
Climat	+	I	- Il est attendu que la géothermie minière participera à une réduction de l'impact humain sur le climat via la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Un impact positif est donc attendu.
<b>Énergie</b>			
Consommations d'énergie	++	D	- Le chauffage des bâtiments étant une consommation majeure d'énergie, l'exploitation d'une source renouvelable permettra une réduction significative des consommations liées au chauffage et au refroidissement.
<b>Déchets</b>			
Stockage et utilisation de produits dangereux	++	I	- Aucun produit dangereux n'est nécessaire à la réalisation de l'activité. Contrairement à d'autres sources d'énergies, la géothermie ne génère aucun déchet.
<b>Qualité de vie</b>			
Expropriation nécessaire	0	I	- La question des propriétés/concessions sera cruciale à la mise en œuvre d'un projet, l'accès aux sites miniers étant indispensable. Ceci peut constituer un obstacle important.
	-	I	- L'expropriation pourrait être nécessaire, impliquant un impact négatif.
Activités connexes	+	I	- La mise en œuvre de systèmes de géothermie minière à grande échelle pourrait renforcer l'activité des entreprises du secteur, et notamment pour le creusement de puits (forages) et la mise en œuvre de réseaux de chaleur.
<b>Economie</b>			
Qualité de l'investissement réalisé pour le porteur de projet	NA	/	- À ce stade, le modèle économique d'un projet de géothermie n'est pas totalement défini. La tâche 6 de la présente étude décrit des aspects relatifs au financement d'un projet pilote qui permettra de déterminer de façon plus précise un programme visant la rentabilité financière d'un tel projet.
Qualité de l'investissement réalisé pour la Région wallonne	NA	/	
<b>Santé et sécurité</b>			
Sécurité au droit du site	0	I	- Aucun risque significatif au droit du site lui-même n'est attendu.
Risques issus de gaz miniers résiduels	-	I	- Les mines ennoyées et l'eau de mine sont susceptibles de contenir des gaz miniers à risque (principalement méthane, CO <sub>2</sub> , monoxyde de carbone et H <sub>2</sub> S). En temps normal, l'eau forme une barrière fiable évitant leur dispersion. Or, s'ils sont

			<p>pompés, ces gaz présentent des risques une fois remontés en surface et vaporisés dans l'atmosphère ou à l'intérieur des bâtiments. De même, les variations de pression dans les galeries dues aux cycles de pompages et réinjections augmentent le risque de remonter de gaz vers la surface. Des risques potentiels pèsent à la fois sur les biens et les personnes (risques d'explosion et d'intoxication). L'exploitation devra donc s'accompagner d'une évaluation au cas par cas du risque lié aux gaz de mine. Ineris a publié en 2016 un guide à cet effet, prévoyant une procédure d'évaluation à suivre.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A noter que les galeries visées pour la production de gaz miniers sont distinctes de celles visées par la géothermie minière qui elles sont ennoyées.</li> </ul>
Sécurité aux abords du site	0	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les dispositions réglementaires du code minier imposent des mesures de sécurisation des puits de mine visant principalement à en interdire l'accès.</li> <li>- Il sera nécessaire de veiller à ce que le site soit clos d'accès.</li> </ul>
Santé humaine des travailleurs	0	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En l'absence de présence longue et régulière de travailleurs sur les sites d'exploitations, aucun impact sur la santé n'est attendu.</li> </ul>
Santé humaine des riverains	0	I	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Il n'y a pas de risque particulier sur la santé humaine des riverains.</li> </ul>
<b>Conclusions</b>			
<i>Bénéfices / Opportunités</i>		<i>Coûts / Risques</i>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aucune émission de gaz à effet de serre dans le cadre de l'exploitation de la géothermie.</li> <li>- Aucun impact sur le climat.</li> <li>- Forte réduction de la consommation d'énergie, notamment pour le chauffage.</li> <li>- Aucune production de déchet. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bénéfices indirects pour les entreprises de Voiries et Réseaux Divers (VRD).</li> </ul> </li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possible modification quantitative des aquifères selon les situations, pouvant entraîner des changements dans l'écoulement des eaux souterraines et des risques de stabilité.</li> <li>- Risque de nécessité d'exproprier.</li> </ul>	
<b>Recommandations</b>			
<p>Différentes recommandations sont proposées ci-dessous en fonction des thématiques environnementales pertinentes :</p> <p><b>Sols et sous-sols :</b></p>			

- Dans le cas de projet de géothermie minière, la stimulation hydraulique (fracturation) du réservoir est exclue et les différences de pression attendues dans le réservoir minier durant l'exploitation sont minimales compte tenu de la nature du réservoir. Cependant par mesure de précaution, l'installation d'un sismomètre sur site est recommandée (au moins pour le site pilote) avant et pendant la phase opérationnelle afin d'assurer le suivi sismique de la zone.
- Le suivi des contraintes et des mouvements du sol en phase d'exploitation sera nécessaire.
- En cas de risque identifié par rapport à la pollution du sol, le suivi conforme à la réglementation en la vigueur permettra d'éviter tout risque de propagation.

**Eaux souterraines :**

- Privilégier un pompage et une réinjection dans le même aquifère afin de minimiser l'impact sur les eaux souterraines.
- Effectuer un suivi du niveau des aquifères.
- En cas de taux de fer élevé dans l'eau souterraine (à analyser), prévoir l'introduction de dithionite de sodium dans l'eau pompée afin d'éviter le colmatage des canalisations. Le rapport *Low-Carbon After-Life* reprend l'utilisation efficace de 60 mg/litre.

**Eaux de surface :**

- /

**Faune et flore :**

- Réaliser un inventaire faunistique et floristique (dans le cadre de l'étude d'incidences) afin d'évaluer les espèces potentiellement impactées par le projet.

**Aménagement du territoire et urbanisme :**

- /

**Paysage :**

- Privilégier un local souterrain afin de minimiser l'impact paysager.

**Mobilité :**

- /

**Air et climat :**

- /

**Énergie :**

- /

**Déchets :**

- /

**Qualité de vie :**

- Privilégier des projets ne nécessitant pas d'expropriation.

**Economie :**

- Voir tâche 6 relative à la modélisation d'un business plan d'un projet pilote en Wallonie.

**Santé et sécurité :**

- Évaluer le risque lié aux gaz miniers en amont de la mise en œuvre. Voir la méthodologie d'évaluation proposée par Ineris (*Évaluation de l'aléa « gaz de mine » - Guide méthodologique*, Ineris, 2016).

## 6.5. CONCLUSION

L'évaluation générale des incidences prévisibles d'un projet de géothermie minière en Wallonie, selon le cas-type défini a permis de déterminer les incidences potentielles sur l'environnement.

Le premier risque relevé concerne la stabilité du sol et du sous-sol. Les mines sont en effet des milieux parfois instables et fréquemment peu documentés. Concernant le risque de sismicité, il est important de rappeler que la géothermie minière vise des réservoirs ayant des propriétés hydrauliques et des profondeurs fort différentes de ceux visés par la géothermie profonde et n'implique en aucun cas la stimulation du réservoir. De plus, la géothermie minière avec pompage et réinjection de l'eau des mines implique des écoulements et des mouvements d'eaux souterraines principalement au niveau des zones les plus fortement perméables du réservoir (galeries et zones effondrées) induisant des variations de pression minimales dans le sous-sol (à priori de l'ordre de quelques bars). L'évaluation, par le biais de modèles dynamiques de réservoir, de ces différences de pression et des chemins d'écoulement devra faire partie de l'étude de faisabilité pour chaque projet. Elle permettra notamment de minimiser le risque de surpression dans le réservoir en plaçant les puits de façon optimale.

La deuxième incidence relevée pour un projet de géothermie minière concerne l'émission de gaz toxiques. Le risque d'émissions devra être évalué de façon précise lors de la phase de faisabilité de projet de géothermie minière. Si nécessaire des mesures de mitigation devront être mises en place pour limiter les dommages associés à ce risque. Toutefois il est important de noter qu'il existe une séparation spatiale entre les parties du réservoir contenant les gaz miniers résiduels et les galeries ennoyées visées pour la géothermie et qu'en temps normal, l'eau forme une barrière fiable évitant la dispersion des gaz. Ce risque est donc très limité.

Enfin, des impacts positifs à très positifs sont attendus en cas de mise en œuvre de tels projets. Ils répondent à un besoin en chaud et en froid existant, pour lesquels les consommations d'énergie sont très élevés. De ce fait, la géothermie minière réduira de façon significative la demande énergétique des bâtiments connectés par l'exploitation d'une ressource renouvelable.

Les recommandations formulées précédemment visent principalement à encadrer la mise en œuvre du projet afin qu'elle soit accompagnée des mesures nécessaires. Cela concerne principalement le suivi de certains paramètres potentiellement sources de risques.

Quoi qu'il en soit, pour chaque projet, une étude d'incidences devra venir établir précisément les impacts environnement attendus, eu égard au fonctionnement du système et aux composantes naturelles et anthropiques voisines.

## CHAPITRE 7 MODELISATION D'UN BUSINESS PLAN D'UN PROJET PILOTE EN WALLONIE

---

### 7.1. OBJECTIF

L'objectif principal de la tâche 6 est de modéliser un business plan générique pour un site pilote en Wallonie.

### 7.2. INTRODUCTION

Divers business plans sont envisageables pour un projet d'eau des mines, le business plan sera, entre autres, influencé par le type d'applications visées (chauffage et refroidissement, type de stockage), le nombre de bâtiments connectés au backbone et entre eux. Il dépendra aussi de la structure de management du projet, du nombre de bénéficiaires, de la présence ou de l'absence localement des consultants et sous-traitants, de foreurs...

Idéalement pour pouvoir définir les coûts CAPEX et OPEX d'un projet d'eau des mines les données suivantes sont nécessaires :

- La **détermination de la demande hors sol pour le chauffage et la climatisation**, les types de bâtiments... Initialement, les données devaient être fournies par et discutées avec le SPW, cependant il est apparu que de telles données ne sont pas disponibles. Elles ne pourront être fournies qu'après une étape complémentaire de faisabilité à l'échelle locale (cette information n'est donc pas intégrée).
- Le **schéma conceptuel du réseau de chaleur et refroidissement (DHC-system)**. Cette information est toujours manquante car les pilotes ne sont pas définis de façon suffisamment précise. La définition d'un schéma précis devra faire l'objet d'une des tâches de l'étude de faisabilité du projet pilote.
- Le **design et la localisation des puits**. Ces paramètres sont liés au dimensionnement du système à mettre en place et doivent prendre en compte la complexité du système minier et des infrastructures en surface.
- Les coûts opérationnels liés à la **maintenance, au personnel, aux frais généraux, ...**
- La **consommation d'énergie** liée au fonctionnement des pompes de production et d'injection et des pompes à chaleur.

Afin de parer au manque de données réelles relatives à un site pilote spécifique en Wallonie, dans le cadre de la présente étude, un projet pilote avec des caractéristiques génériques est défini. L'estimation des coûts se fera en se basant sur ses caractéristiques. En se basant sur le cas d'Heerlen mais à plus petite échelle, les caractéristiques du pilote générique proposées sont les suivantes :

- 2 puits
- 2 pompes bidirectionnelles
- Un backbone : un réseau avec double canalisations (chaud et froid, non pas 3 pipes comme à Heerlen)
- Un réseau de canalisation entre divers bâtiments d'un premier cluster pilote proportionnel à la taille du backbone

En définissant un tel projet générique, il sera possible d'avoir une première estimation des CAPEX. Cependant compte tenu du degré d'incertitude concernant la phase réellement opérationnelle du projet, à ce stade, il semble irréaliste de définir les OPEX, ceux-ci devront être déterminés lors d'une réelle étude de faisabilité à l'échelle locale.

Le projet générique tel que défini se base principalement sur le retour d'expérience et les leçons tirées du projet à Heerlen qui est résumé de façon succincte dans la section suivante.

### **7.3. ETUDE DE CAS DE L'EXPERIENCE D'HEERLEN**

#### **7.3.1. EVOLUTION DU PROJET**

La première phase du projet (Mijnwater 1.0, 2005-14) visait à utiliser l'énergie contenue dans l'eau des anciennes mines abandonnées comme source de chaleur à livrer aux bâtiments hors sol. Il est rapidement apparu qu'une telle stratégie n'était pas soutenable sur le long terme en raison de l'épuisement rapide des réserves d'énergie qu'elle entraînerait. La deuxième phase du projet (Mijnwater 2.0) a commencé en 2015 avec la transition d'une utilisation de l'eau des mines en tant que source d'énergie pure vers l'utilisation complémentaire de sa capacité de stockage d'énergie. Les galeries peu profondes à 250 m de profondeur sont depuis lors utilisées pour stocker de l'eau froide à 17 ° C alors que les galeries plus profondes jusqu'à 825 m sont utilisées pour stocker de l'eau plus chaude à 35 ° C.

Le réseau de Mijnwater s'est considérablement développé au cours du temps et dessert aujourd'hui 330 connexions divisées en 3 clusters, fournissant ainsi environ 50 000 GJ de chauffage et de refroidissement par an. Pour les années à venir, Mijnwater a des plans ambitieux pour développer le réseau de manière organique. Ces plans se basent sur 6 500 nouvelles connexions identifiées et attendues dans les 5 prochaines années et 400 000 GJ de demande de chaleur / refroidissement. De plus, l'équipe de Mijnwater travaille à la mise en œuvre de fonctionnalités supplémentaires 5GDHC pour améliorer encore l'efficacité du système (par exemple en ajoutant un système de stockage saisonnier de type « ecovat »).

#### **7.3.2. REPLICABILITE**

La transposition de certaines des caractéristiques clés du projet Mijnwater et du concept 5GDHC au cas de la Wallonie n'est pas toujours possible, ni souhaitable. Certaines mises en garde peuvent être formulées :

- Le projet de Mijnwater peut être considéré comme un projet « unique en son genre » et, en tant que tel, sa base de coûts et sa configuration actuelles peuvent ne pas refléter les coûts réels à réaliser s'ils devaient être reproduits en utilisant les enseignements tirés du passé.
- Mijnwater a bénéficié de diverses subventions au cours des 10 dernières années qui ont financé le développement du projet. Un projet pilote en Wallonie aura certainement besoin de subventions mais l'ordre de grandeur sera probablement moindre que celui du projet d'Heerlen. Les leçons tirées du projet Mijnwater devrait en effet permettre d'être plus efficace dès les premiers stades du projet.
- Enfin, le projet Mijnwater est soumis à diverses caractéristiques qui sont dictées par son emplacement et son contexte qui peuvent ne pas être directement applicables à d'autres projets cherchant à reproduire le concept.

### 7.4. BUSINESS PLAN POUR UN PROJET GÉNÉRIQUE EN WALLONIE

L'objectif de cette section est de définir les chiffres relatifs aux principaux investissements nécessaires à la mise en place d'un site pilote en Wallonie. Sachant qu'aucune information de demande en surface n'est accessible à ce jour pour les potentiels projets proposés, en plus des caractéristiques énoncées précédemment pour le projet générique, des hypothèses de travail ont été formulées. Les principales sont les suivantes :

- Backbone : longueur prédéfinie d'un maximum de 3 km. Ce chiffre correspond à la valeur qui a été utilisée pour le calcul du potentiel (voir 4.4).
- Forage : 2 puits avec des profondeurs moyennes basées sur les profondeurs minimales et maximales en Wallonie (500m et 1200m par exemple).
- Clusternet : longueur donnée à titre informatif en se basant sur les chiffres de la longueur du clusternet d'Heerlen par rapport à la longueur du backbone.

A noter que selon le site sélectionné, le pilote se trouvera dans des zones de type greenfield ou urbanisée. Ceci aura aussi un impact sur les coûts du projet. En effet, pour des nouveaux développements il faudra prendre en compte la création de routes et d'accès au site. D'un point de vue pratique, il sera aisé d'accéder au site et de forer les puits ou de mettre en place les canalisations (travaux d'excavation facilités). Au contraire en zone urbaine déjà fortement peuplées l'installation de canalisations nécessitera des travaux beaucoup plus conséquents et le forage occasionnera des nuisances plus importantes pour les riverains.

Pour une analyse plus fine au niveau d'un projet pilote défini de manière plus précise, les profondeurs des galeries visées devront être utilisées pour les calculs de coûts de forage et le nombre de bâtiments à connecter au sein du cluster ainsi que la distance les séparant devront être pris en compte.

#### 7.4.1. MODELE DE COÛTS D'UN PROJET GEOTHERMIQUE MINIERE

Bien que les projets d'eau des mines ne soient pas à proprement parlé des projets de géothermie classique (type doublet), ces projets présentent des similitudes (forage, installation des pompes de production/injection). Dans ce contexte, une fois les caractéristiques techniques du projet pilote définies, le modèle de coûts développé dans le cadre du projet GEOHEAT APP (Lagrou et al. 2014) pour déterminer les coûts pouvant s'appliquer à un projet géothermique de façon relativement générique pourra être utilisé en partie. Il permet notamment de donner un ordre de grandeur quant aux coûts liés au forage et aux pompes et échangeurs. Dans le cadre de la présente étude le modèle a été utilisé partiellement pour l'estimation des coûts de forage.

#### 7.4.2. ILLUSTRATION DES COÛTS D'UN PROJET DE GEOTHERMIE MINIERE

En plus des coûts applicables à tout projet de géothermie, les projets mettant en œuvre de réseaux de type 5GDHC utilisant l'eau des mines présentent des coûts spécifiques imputables notamment à la mise en place du backbone et du clusternet. Afin d'illustrer la totalité des coûts impliqués dans ce type de projet, le Tableau 21 résume les coûts reportés pour le projet de Mijwater à Heerlen.

Tableau 21: CAPEX pour un projet d'eau des mines, exemple d'Heerlen et hypothèses de calcul en cas d'application à un projet pilote générique en Wallonie en zone de type greenfield ou en contexte urbain.

	Heerlen	Pilote générique greenfield	Pilote générique contexte urbain
<b>Forage</b>	€1.2m (les 2 premiers puits)	Le modèle de coût du projet GEOHEAT app (Lagrou et al. 2014) pourra être utilisé pour obtenir une première estimation, une fois la profondeur des puits déterminée pour un projet.	Le modèle de coût du projet GEOHEAT app (Lagrou et al. 2014) pourra être utilisé pour obtenir une première estimation, une fois la profondeur des puits déterminée pour un projet.
<b>Infrastructures de surface (sous-stations, échangeurs de chaleur, pompes à chaleur)</b>	€17.5m	Ces coûts dépendent du design de projet pilote en surface (nombre de connections, de clusters, demande en énergie).	Ces coûts dépendent du design de projet pilote en surface (nombre de connections, de clusters, demande en énergie).
<b>Backbone (longueur)</b>	€8m (~8km) soit €1m/km	€ 0.1m/km	€1m/km
<b>Pompes bidirectionnelles</b>	€200.000 (par pompe bidirectionnelle)	€200.000	€200.000
<b>Clusternet</b>	€7m (~6.2km de bâtiments interconnectés)	€1.5m/km	€1.5m/km

#### 7.4.3. APPLICATION AU PROJET PILOTE GÉNÉRIQUE

Dans cette section, le CAPEX est estimé pour un projet générique présentant des caractéristiques réalistes pour un projet pilote en Wallonie, en se basant sur les hypothèses susmentionnées. Dans cet exemple le projet est situé en zone urbaine.

##### → Paramètres pour le calcul des coûts de forage

En règle générale les coûts de forage (en EUR/m foré) varient en fonction de la longueur forée, des conditions locales, des conditions du marché (disponibilité des rigs, offre/demande)... Dans cette étude, l'estimation des coûts de forage a été réalisée en utilisant le modèle de coûts développé dans le cadre du projet GEOHEAT APP (Lagrou et al. 2014) en formulant les hypothèses suivantes pour les 2 puits :

- section 1:
  - o 10m de sédiments du Quaternaire
  - o diamètre de 23"
  - o casing + ciment jusqu'à la surface
- section 2:
  - o 40m de sédiments du Tertiaire
  - o diamètre de 23"
  - o casing + ciment jusqu'à la surface
- section 3 :
  - o 250m de sédiments du Crétacé
  - o diamètre de 18.5"
  - o casing + ciment jusqu'à la surface
- section 4 :
  - o 200m et 700m de roches du Westphalien, pour les puits de 500m et de 1200m, respectivement.
  - o diamètre de 12.25"
  - o casing + ciment de la surface jusqu'à 80m du fond des puits
  - o 75m de liner + 5m de slotted liner

La pression en tête de puits est fixée à 4 bars, ce qui équivaut à la pression utilisée à Heerlen.

Les résultats du calcul donne un coût de forage de l'ordre de 1400 EUR/m foré. Ce chiffre est cohérent quand il est comparé à la large gamme de prix observés pour des forages récents réalisés en Flandres.

### → Paramètres pour le calcul des coûts des pompes

Les deux puits sont équipés de pompes bidirectionnelles, afin de pouvoir utiliser ces puits alternativement comme producteur ou injecteur. Ainsi, l'eau des mines pourra être utilisée pour le chauffage et le refroidissement. Les coûts sont estimés en se basant sur ceux des pompes les plus récentes installées à Heerlen.

### → Paramètres pour le calcul des coûts du backbone et du clusternet

Le backbone correspond à une distance de 3km. En se basant sur l'exemple d'Heerlen rapporté à un backbone de 3km, le réseau de canalisations inter cluster aurait une longueur de 2.25km. En réalité il faudra ajuster cette distance en fonction du nombre de bâtiments à interconnecter et à leur distance respective les uns par rapport aux autres et par rapport à la sous-station d'énergie initiale. L'évolution de cette longueur sera fonction de l'extension du système. Pour le calcul des coûts il est donc proposé de varier cette longueur entre 0.5 et 2.25 km (à titre indicatif).

### → Paramètres pour le calcul des coûts des infrastructures de surface (sous-stations, échangeurs de chaleur, pompes à chaleur)

Les installations énergétiques combinées en surface comprennent principalement l'installation des sous-stations (dans lesquelles sont placées les échangeurs de chaleur), les pompes à chaleur et les échangeurs de chaleur. Cela inclut aussi le matériel pour permettre le transport de l'eau au niveau de l'installation d'énergie (système de tuyauterie interne, vannes de régulation, technologie de

mesure et de contrôle), la capacité « tampon » (stockage à diverses échelles), les tuyaux de raccordement, les compteurs et l'eau courante.

Dans le cas d'Heerlen l'installation énergétique combinée correspond à la moitié de l'investissement total, et est distribuée comme suit : 70% installation, 10% pompes à chaleur, 5% échangeurs de chaleur et 15% autres. Malheureusement, ces chiffres sont difficilement transposables au cas d'un projet pilote en Wallonie sans une connaissance précise : de la demande réelle en chaleur et en refroidissement attendue, du nombre de clusters finaux, du nombre de bâtiments connectés... Ces coûts seront spécifiques au site choisi. A titre indicatif, à Heerlen, l'installation énergétique combinée représentent près de la moitié des coûts du projet. Elle connecte 5 puits à 3 clusters et comprend un total de 330 connections permettant de répondre à une demande en chauffage et en refroidissement de 47000GJ.

Afin de faire une estimation grossière des coûts liés aux installations énergétiques combinées pour le projet pilote wallon, il est proposé de faire l'hypothèse que ces coûts représentent entre un quart et la moitié de l'investissement total.

### → **Coûts additionnels**

Dans le cas présent, le coût d'une étude préparatoire permettant de définir les contours du meilleur candidat de projet pilote en Wallonie, de déterminer et caractériser ses composantes en sous-sol et en surface sont estimés à 250.000 EUR. Ce prix est approximatif et peut varier selon la qualité et la quantité des informations disponibles pour effectuer une étude de site (localement). S'ajouteront à cela les coûts de l'analyse du dimensionnement précis du projet pilote, estimé entre 300.000 EUR et 600.000 EUR. Les activités liées à l'obtention de permis ne sont pas incluses.

Le projet pilote comprendra une phase d'apprentissage qui permettra de favoriser le succès des projets suivants. Il permettra notamment de déterminer les paramètres clés permettant de réaliser des projets d'eau des mines de façon efficace tant du point de vue technique qu'économique. Le but du pilote sera aussi de développer une expertise régionale. Il est de ce fait crucial de prévoir de collecter l'information de manière aussi exhaustive que possible, de l'analyser et de la mettre à disposition.

Les coûts relatifs à l'administration du projet, comprenant la coordination et le suivi de l'exécution, ainsi que les coûts relatifs à la collecte de données sur le pilote et leur analyse et synthèse ne sont pas compris dans la présente estimation.

### → **Estimation globale pour le projet pilote**

Un résumé des coûts estimés est présenté dans le Tableau 22.

Comme il est mentionné précédemment, donner une estimation des OPEX est complexe à ce stade. Pour les définir, il faudrait avoir une idée beaucoup plus précise du projet pilote (débit et volume, nombre de bâtiments à connecter, . Les coûts relatifs à l'OPEX inclus:

- Coûts de l'énergie liés au fonctionnement des pompes à chaleur au niveau des installations des clients et sur le réseau primaire.
- Maintenance du réseau et de l'infrastructure primaire et secondaire.
- Suivi du système (Mesures, contrôle, ...) et administration.
- Frais généraux de l'entreprise (personnel comprenant ingénierie, vente, développement, service client, juridique; marketing et développement commercial; loyers de bureaux, assurance, ...).

Dans le cas d'Heerlen, les coûts liés au management restent relativement constants au cours des années. Les autres coûts opérationnels cependant n'ont cessé d'augmenter en raison de la croissance et du développement du réseau. Au démarrage les coûts de management représentaient 62 % des coûts opérationnels mais avec le développement du réseau et des opérations ces coûts représentent désormais environ 27 % seulement.

Tableau 22: Résumé des coûts des études initiales et investissements (CAPEX) estimés pour un projet d'eau des mines générique en Wallonie.

CAPEX	Prix unitaire	Quantité	Prix (k€)
1, Etudes préparatoires	250.000 €	1	250
2, Dimensionnement	300.000-600.000 €	1	300-600
3, Forage (tout-compris)	1.400 €/m	1700 m	2.400
4, Pompes	200.000 €	2	400
5, Infrastructures de surface (sous-stations, échangeurs de chaleur, pompes à chaleur)	3.000.000 € - 6.000.000	1	3.000-6.000
6, Backbone	1.000.000 €	3 km	3.000
7, Clusternet*	1.500.000 €	0.5-2,25 km	750-3.375
<b>TOTAL (M€)</b>			<b>10.1-16.025</b>

(\*: facultatif dans un premier temps et variable en fonction du nombre d'utilisateurs dans le premier cluster et de la distance les séparant).

## CHAPITRE 8 PROPOSITION D'UN PLAN D'ACTIONS CONCRET POUR PROMOUVOIR LE DEVELOPPEMENT DURABLE DE CETTE FILIERE EN WALLONIE

---

### 8.1. OBJECTIF

Dans ce chapitre, les principaux bénéfices sociétaux ainsi que les risques associés à un projet d'eau des mines sont résumés. En se basant sur les résultats des différentes tâches précédentes, la tâche 7 a pour objectif principal la formulation d'un plan d'actions concret pour promouvoir le développement durable de la filière en Wallonie.

### 8.2. BENEFICES SOCIETAUX

#### 8.2.1. BENEFICES ATTENDUS

Les anciennes communautés minières sont souvent confrontées à une multitude de défis économiques, sociaux et environnementaux. Réutiliser l'eau présente dans les anciennes galeries désormais inondées pour chauffer ou refroidir des bâtiments ainsi que pour le stockage d'énergie représente une opportunité importante tant sur le plan économique, sociétal qu'environnemental. Les systèmes géothermiques de type eau des mines peuvent s'avérer intéressants pour le chauffage et la climatisation des bâtiments aussi bien d'un point de vue financier qu'environnemental. Les bénéfices liés à cette pratique incluent la réduction des coûts et de la vulnérabilité aux fluctuations du marché des prix de l'énergie et une réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Relever ces défis commence souvent par un engagement de citoyens visionnaires, inspirants et passionnés plaidant pour une communauté de planification participative.

Le contexte et l'approche socio-historiques sont des facteurs clés pour l'acceptation sociale du projet. Dans le cadre du projet d'Heerlen, les anciens mineurs ont participé activement au projet : au cours de la phase de planification, ils ont été consultés pour identifier l'emplacement des puits. Grâce à leurs connaissances précieuses, la localisation optimale des puits à forer pour produire l'eau des mines a pu être déterminée.

Parmi les bénéfices économiques et sociétaux peuvent être cités : la création d'emplois, l'éducation de la population à de nouvelles sources d'énergie et à la connaissance de son passé et de ses ressources locales ainsi que la réduction des coûts de l'énergie à l'échelle locale tout en réduisant les émissions atmosphériques de gaz à effet de serre à l'échelle globale.

Outre les bénéfices environnementaux, de tels projets permettront de renforcer la Wallonie en favorisant :

- L'indépendance énergétique ;
- L'emploi local par des investissements dans la région financée par une réduction de la facture d'énergie ;
- L'ancrage des connaissances et de l'expertise acquises permettra de renforcer les instituts de recherche locaux et de devenir une région attrayante pour les projets innovants dans le domaine de l'énergie ;
- L'assurance à long terme des coûts énergétiques, car une partie principale est causée par un démarrage fixe investissements et ne dépend plus des fluctuations du marché pétrolier.

### 8.2.2. ILLUSTRATION DU CAS D'HEERLEN

Heerlen en tant qu'ancienne ville minière a su mettre la main sur l'énergie présente dans les mines abandonnées de son sous-sol. Dans les années 1900, l'extraction du charbon constituait la plus grande activité économique de la région. Des dizaines de milliers d'ouvriers et leurs familles vivaient de l'industrie minière. Après la fermeture des mines, entre 1965 et 1974, la région a connu une période de déclin économique, social et culturel. Les anciennes galeries minières se sont remplies d'eau souterraine, cette eau s'est ensuite réchauffée naturellement pour se retrouver finalement en équilibre thermique avec la roche alentours. Les mines sont ainsi devenues un réservoir d'eau, inexploité pendant des années, jusqu'à ce que la municipalité lance le projet Mijnwater.

Heerlen était résolue à améliorer les conditions de vie de ses administrés et à réhabiliter la région. À l'heure actuelle, la société publique fournit de l'énergie renouvelable pour des habitations, des bureaux, des écoles primaires, des supermarchés, une crèche et un centre sportif.

La ville, connue comme bassin minier, a été récompensée internationalement pour ses efforts impressionnants dans le domaine de l'énergie géothermique.

### 8.3. FINANCEMENT ET RISQUES ASSOCIES

Les principaux risques financiers inhérents à un projet de type eau des mines sont liés aux larges investissements à faire en amont du projet. Ces investissements comprennent principalement les coûts liés au forage des puits, l'installation des canalisations, l'achat et l'installation des pompes et stations locales ainsi que des pompes à chaleur aux niveaux des utilisateurs et des clusters.

De plus, le financement de ces nouveaux types de dispositions énergétiques régionales est un processus complexe. De nombreuses institutions financières ne sont pas encore en mesure d'estimer correctement les risques de ces évolutions.

#### 8.3.1. EXEMPLE D'HEERLEN

##### → Financement

La première phase du projet Minewater a été mise en place dans le cadre du projet INTERREG en 2008. Plusieurs parties ont reconnu la valeur du projet et l'investissement initial a donc été largement couvert par des fonds de recherche nationaux et européens provenant du 6e programme-cadre. L'agence nationale Agentschap NL a également contribué financièrement au projet.

Entre 2013 et 2019, Mijnwater a constitué une entité autonome, détenue à 100% par la municipalité de Heerlen. En 2019, 100% des fonds propres ont été rachetés par Limburg Energie Fonds (LEF), qui continue à financer l'entreprise. Depuis l'acquisition, Mijnwater a reçu un investissement total de 13,0 €m de la part du Limburgs Energie Fonds (LEF) B.V. qui continue à financer l'expansion de l'infrastructure du réseau central (backbone, pompes à chaleur du réseau, tuyauterie primaire) et à couvrir les pertes opérationnelles de Mijnwater. Les sources et utilisations de fonds sur la période 2013 à 2019 sont présentées dans le Tableau 23.

Tableau 23: Sources et utilisations de fonds sur la période 2013 à 2019

Sources	€m	Utilisations	€m
Municipalité d'Heerlen	16.3	Installations énergétiques	7.6
LEF Senior Loan	5.0	Clusternet	8.2
LEF Enquit	8.0	H/C Sources	2.0
Weller Junior Loan	1.4	Backbone	1.5
		Panneaux solaires	0.2
		Travail en cours	4.4
		Pertes opérationnelles	6.8
<b>TOTAL</b>	<b>30.7</b>		<b>30.7</b>

Mijnwater a pu bâtir une confiance sur le plan financier grâce notamment à une expansion progressive et à une preuve de sa viabilité sur le plan technique (démontrer par les résultats du système ces 10 dernières années). Afin de continuer à croître, de nouveaux clients et de nouveaux investissements seront nécessaires.

Du point de vue des revenus financiers, afin de devenir un choix attractif pour les clients potentiels, Mijnwater applique une réduction de prix d'environ 10% par rapport aux solutions conventionnelles.

#### → Un investissement sur le long terme

L'analyse de rentabilisation de Mijnwater repose sur un investissement à long terme avec un horizon de 20 à 30 ans pour les composants d'installation et de 50 ans pour les canalisations et les travaux de construction. De ce fait, l'investissement dans une infrastructure de Mijnwater est une stratégie à long terme. En raison d'une stratégie de décision basée sur le coût total de possession (TCO) et la sécurité d'approvisionnement, investir dans un réseau géothermique hybride durable semble être hautement préférable comparer à investir dans une infrastructure gazière et / ou à remplacer les réseaux de chaleur conventionnels.

#### 8.3.2. PROJET PILOTE EN WALLONIE

De la même manière qu'à Heerlen, les risques financiers seront liés aux investissements initiaux. Un projet pilote aura sans conteste besoin de subventions publiques pour démarrer afin de couvrir une partie des investissements liés au forage et la mise en place du backbone. Il faudra réfléchir à la possibilité de monter des projets de type FEDER en collaboration avec des acteurs publics.

Sachant que l'équilibre entre les types de bâtiments et leur mode d'occupation (par exemple, logements sociaux, logements privés, bâtiments commerciaux) influe sur la viabilité économique et donc sur la faisabilité du projet, il devra être pris en compte correctement à un stade précoce du projet. Si dans un premier temps seul un ou un nombre réduit de bâtiments est connecté il faudra déjà avoir inclus la possibilité d'expansion du système dans les plans initiaux (scenario de croissance). La proactivité est une des clés de la viabilité à long terme d'un tel projet.

#### **8.4. RISQUES ENVIRONNEMENTAUX**

Les recommandations formulées dans la tâche 4 permettront d'encadrer la mise en œuvre du projet afin qu'elle soit accompagnée des mesures nécessaires.

Pour chaque projet, une étude d'incidences devra venir établir précisément les impacts environnement attendus, eu égard au fonctionnement du système et aux composantes naturelles et anthropiques voisines.

#### **8.5. RISQUES TECHNIQUES**

##### **8.5.1. RESSOURCE HUMAINE**

Un des défis auxquels Mijnwater a été confronté consistait à trouver des entrepreneurs capables de concevoir et de mettre en œuvre un réseau d'énergie aussi innovant. En effet la mise en place d'un tel concept nécessite l'implication d'experts de multiples domaines capables de comprendre et d'intégrer les informations spécifiques au fonctionnement global et aux performances énergétiques du système. Au cours des 10 dernières années, Heerlen a subi des constantes pertes financières liées à une conception incorrecte et une mise en service défectueuse. C'est pourquoi de solides références et une expérience dans le domaine des installations de réseau de chauffage/refroidissement de 4<sup>ème</sup> génération désormais obligatoires pour tout service fourni par Mijnwater B.V.

##### **8.5.2. ACCES A LA RESSOURCE ET CONNECTIVITE DU RESERVOIR**

La nature du réservoir minier doit être clairement établie en se basant sur une étude de faisabilité détaillée et des tests de pompage. En effet, en Wallonie, contrairement au cas d'Heerlen il est probable qu'une large partie des galeries soit effondrée (les plus anciennes). Si tel est le cas, l'état des galeries s'en trouvera affecté. L'accès au réservoir minier et sa connectivité peuvent donc s'avérer plus complexe que dans le cas du réservoir d'Heerlen.

##### **8.5.3. FONCTIONNEMENT ET PERENNITE DU SYSTEME**

Un autre défi a relevé pour ce type de projet de géothermie est lié à la soutenabilité. Compte tenu du fait que de tels projets sont basés sur un développement sur le long terme, il est essentiel de pouvoir assurer la pérennité de la ressource. Il est notamment très important de prendre en compte la complexité du système minier souterrain lors de la conception du projet, au moment du positionnement des puits, afin d'éviter des effets de courts circuits au niveau des écoulements dans les galeries. De plus, l'expérience du système Mijnwater 1.0 a démontré que l'utilisation sur le long-terme de l'eau des mines dans le but unique de fournir du froid ou du chaud sans intégrer le stockage d'énergie n'était pas une solution pérenne. En effet, après quelques années, une homogénéisation du réservoir peut se produire, modifiant de façon potentiellement dramatique les possibilités d'utilisation de la ressource. Une étude de faisabilité à l'échelle locale est impérative. Elle permettra de déterminer notamment la localisation optimale des puits et les écoulements souterrains attendus. Elle permettra de dimensionner le système en fournissant les limites en termes de débit et de prédire l'évolution des températures et de la chimie des eaux.

Il est impératif d'intégrer un système de contrôle de la ressource, au minimum au niveau de chaque puits afin de pouvoir suivre l'évolution du système. Le système de contrôle doit mesurer la

température du fluide pompé/réinjecté, les débits, la conductivité électrique et la pression. De plus un échantillonnage bi-annuel devra être effectué afin de vérifier la chimie des eaux et sa possible modification.

#### 8.6. LEÇONS TIREES DU PROJET D'HEERLEN

Les informations suivantes sont en grande partie tirées du document (« best practices REMINING-LOWEX »), des informations ont été ajoutées en se basant notamment sur le retour d'expérience des 10 dernières années.

- Le projet Mijnwater a prouvé qu'il était possible d'utiliser les mines abandonnées et inondées pour contribuer à l'approvisionnement énergétique durable (chauffage/refroidissement des bâtiments et stockage). Le projet pilote sur l'eau de mine à Heerlen montre que l'eau de mine peut faire partie d'une approche intégrée qui inclut également la conception des bâtiments. Plus précisément, les bâtiments et leurs services doivent être capables d'utiliser le chauffage à basse température (par exemple par le chauffage au sol) et le refroidissement à haute température.
- Les puits et les utilisateurs finaux doivent être situés à des distances raisonnables (quelques kilomètres tout au plus), évitant ainsi les procédures lourdes liées à l'obtention de permis et minimisant les coûts pour l'infrastructure de canalisation.
- L'équilibre entre les types de bâtiments et leur mode d'occupation influe sur la viabilité économique et donc sur la faisabilité du projet, et doit donc être pris en compte correctement à un stade précoce du projet.
- Les projets de cette ampleur posent inévitablement des risques, en particulier lorsqu'ils sont évalués en termes financiers conventionnels. Il est essentiel de considérer la perspective la plus large lors de l'évaluation du projet, y compris les avantages environnementaux et sociaux. Ce n'est pas facile car attribuer une valeur financière explicite à ces problèmes n'est pas une science exacte.
- La valeur et donc le succès des projets d'eau de mine dépendent principalement d'une approche intégrée des différents aspects connexes. Les projets doivent rester fidèles à ce concept général à tout moment, depuis les premières décisions concernant le développement jusqu'aux négociations avec les ESCOs (Energy Service companies), fournisseurs de services d'énergie. Une ESCO joue, au sein d'un contrat de (maintenance et de) prestations énergétiques, aussi bien les rôles de bureau d'étude, que d'installateur et de firme de maintenance. Si vous concluez un projet de contrat de (maintenance et de) prestations énergétiques, vous payez une indemnité à l'ESCO en fonction de l'économie d'énergie réalisée.
- L'aspect durable des projets d'eau des mines est important. Le succès du projet dépend de l'engagement et de l'approche flexible des principales parties prenantes dès le début. Une stratégie de marketing efficace est essentielle pour garantir cela, expliquant des concepts tels que le chauffage urbain et la faible exergie, ainsi que le caractère innovant du concept d'eau de mine lui-même.
- Les opinions des utilisateurs locaux finaux doivent être prises en compte à un stade très précoce du projet. Il est préférable de commencer la communication et l'explication du projet d'eau de mine dès la phase de faisabilité du projet. L'expérience des locaux et notamment des personnes ayant un passé minier représente une «mine» d'informations précieuses à ne pas négliger.
- Les projets de cette nature sont inévitablement complexes, possèdent une variété d'«inconnus» et présentent des obstacles imprévus à mesure qu'ils progressent. Il est important d'atteindre une certaine masse critique et un certain élan, avec toutes les parties prenantes impliquées et motivées.

- Les questions juridiques se sont parfois révélées déroutantes, ambiguës et non concluantes. L'équipe du projet estime qu'il est préférable de traiter cela de manière pragmatique, en se concentrant sur les opportunités de rendre possible l'utilisation de la chaleur de l'eau de mine.
- La réduction du risque de modification des plans de projet pendant l'exécution du projet réduira le risque de perte de financement. Malheureusement, cela peut s'avérer complexe dans la pratique.
- Il est plus facile d'exploiter l'opportunité d'utiliser l'eau de la mine si elle correspond aux aspirations politiques et sociales. Actuellement, par exemple, le moment est idéal car les facteurs environnementaux sont très fortement discutés au niveau local, national et international.
- Le calendrier des phases de développement du projet est également important. Les contraintes financières, si elles ne sont pas favorables peuvent notablement impacter le bon développement du projet.
- Le projet Minewater est un projet d'énergie renouvelable. Cependant, il ne peut réussir sans la participation enthousiaste d'experts provenant de divers domaines, incluant notamment les autorités minières et les locaux pour leurs connaissances des mines locales, les sociétés de forage dotées des compétences et des machines appropriées.
- L'expérience a montré qu'il est préférable d'utiliser de façon optimale le réservoir d'eau des mines. Ce qui signifie que le réservoir peut être utilisé en tant que ressource pour le chauffage et le refroidissement mais que sa pérennité ne peut être assurée qui si l'aspect stockage est aussi intégré au concept sur le long-terme.

## **8.7. PLAN D' ACTIONS**

### **8.7.1. VERS DES RESEAUX URBAINS DE CHALEUR ET DE FROID DE 5E GENERATION (5G DHC)**

Dans cette dernière section un plan d'action concret pour mettre en place un projet pilote et favoriser le développement de réseaux urbains de chaleur et de froid de 5e génération (5GDHC) est présenté. Le concept a d'abord été développé à Heerlen (Pays-Bas) par Mijnwater Ltd. Ce concept est décrit en détails par Boesten et al. (2019). Ce type de réseaux, contrairement au chauffage urbain traditionnel, correspond à un réseau thermique intelligent s'appuyant sur une boucle locale de type basse température. Dans ce système, la production énergétique est décentralisée, grâce à des pompes à chaleur situées chez l'utilisateur, et l'échange d'énergie sur le réseau, où les flux sont induits par la demande est permis. Ce concept permet notamment la récupération à grande échelle de la chaleur émise par les centres de données, les supermarchés, l'industrie, etc.

Le concept développé et implémenté à Heerlen se basant sur la mise en place de clusters et l'échange d'énergie entre les bâtiments d'un même cluster revêt un caractère hautement innovant. Sa réplique en Wallonie serait un message fort et positif dans le contexte de transition énergétique actuel.

Idéalement, sur le long terme les réseaux de clusters pourront être utilisés en combinaison avec la source géothermique de faible température (la mine) et pourront être combinés avec d'autres sources d'énergie renouvelables (chaleur fatale émise par les centres de données, les supermarchés, l'industrie). Les technologies utilisées pour la géothermie d'eau des mines sont généralement applicables à tous les types de systèmes d'infrastructures énergétiques à base exergétique.

### **8.7.2. PRINCIPE DES RESEAUX 5DGCH**

Les réseaux de chauffage et de refroidissement décentralisés bidirectionnels ont le potentiel de transformer chaque connexion en un « prosommateur ». Un réseau de type 5GDHC n'a pas de flux de

retour à proprement parler. En effet, le réseau valorise les échanges et se base sur l'utilisation de conduites de chaud et de froid (Bünning et al., 2018) raccordées à des pompes à chaleur. En cas de besoin de chauffage, le bâtiment soustrait de l'eau de la conduite chaude, l'utilise par le biais d'une pompe à chaleur pour atteindre la température de chauffage requise et la rejette dans la conduite froide. Lorsqu'il y a une demande de refroidissement, le système fonctionne dans la direction opposée, soustrayant de l'eau froide de la conduite froide et déchargeant l'eau chaude résultante du process vers la conduite chaude. La Figure 47 présente un schéma correspondant au concept de 5GDHC décrit par Boetsen et al. (2019). Le réseau est équilibré sur l'année, avec des flux de retour chauds provenant de la climatisation et les retours froids provenant de l'approvisionnement en chauffage couvrant la plus grande partie de la demande. Toute demande de chaleur ou de froid résiduelle est fournie à partir de sources renouvelables.

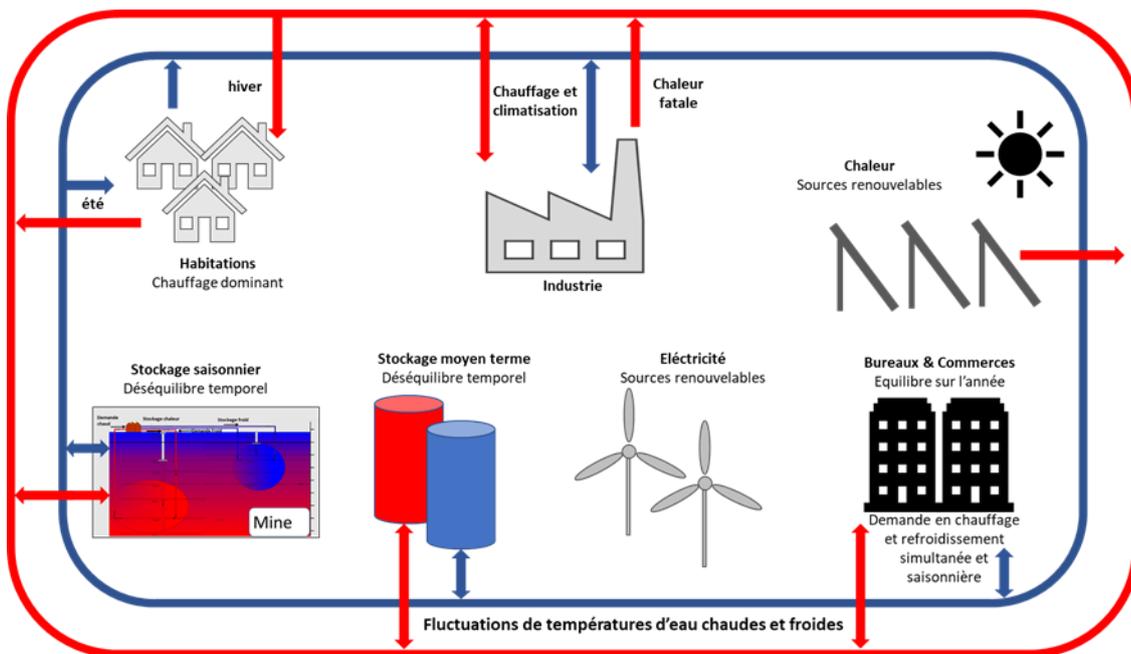


Figure 47: Représentation circulaire d'un système 5GDHC incluant le stockage saisonnier utilisant les mines. Modifié d'après Boetsen et al. (2019).

### 8.7.3. LES ETAPES

Pour permettre le développement d'un site pilote en Wallonie, plusieurs étapes sont encore nécessaires. En premier lieu, les contours et les composantes du projet pilote devront être définis clairement, ces informations serviront de base au dimensionnement de celui-ci.

#### → Etape 0 : Sélection et définition préliminaire du projet Pilote

La détermination précise du projet/site sur lequel s'appuiera le pilote est essentielle. Il est donc important d'établir un ordre de priorité entre les différents projets proposés à ce stade par les acteurs locaux. Ils pourront être discriminés en se basant sur des informations à collecter auprès des bénéficiaires potentiels. Il faudra notamment déterminer si le projet est un bon candidat pour la mise en œuvre d'un réseau de type 5GDHC. Cette approche permet à un stade précoce d'intégrer la vision et l'ambition sur le long terme. L'évaluation pourra être réalisée sur la base de la définition

des réseaux de 5<sup>ème</sup> génération, des sources d'énergie locales, de l'échange d'énergie envisageable et de la neutralité carbone.

Cette première étape permettra notamment de mieux cerner la localisation et les dimensions spatiales du site qui accueillera le pilote, le type d'utilisation visé, les conditions de mise en œuvre du projet, les aspects techniques et pratiques, les usages actuels en surface et les contraintes associées (facilités pour faire passer le réseau de chaleur, aire de manœuvre pour rig de forage...).

A l'issue de cette étape, les contours du projet et du site associé seront déterminés. On pourra donc passer à l'étape suivante qui s'attachera à déterminer et caractériser de façon plus précise les différentes composantes du projet pilote.

#### → **Etape 1: Etude de faisabilité du projet Pilote**

Cette étape inclut la détermination et la caractérisation des composantes en sous-sol et en surface du projet pilote ainsi que son dimensionnement.

1- Complément et synthèse des données locales pertinentes:

- inventaire de prosommateurs potentiels et identification de leurs profils de production/consommation de chaud et de froid ;
- recherche et synthèse des données minières de détail disponibles et des informations sur les couvertures et réservoirs hydrogéologiques sus-jacents éventuels ;
- collecte des données sur les infrastructures et les utilisations de surface et le contexte géographique s.l. au niveau local ;
- recherche et identification des autres contributeurs en énergies renouvelables basse exergie existants ou potentiels à proximité du Pilote.

2- Première identification de scénarii de référence décrivant des configurations caractéristiques souhaitables du système (alternatives) :

- Sélection de prosommateurs ;
- Localisation et caractéristiques des puits ;
- Typologie et géométrie du réseau de chaleur;
- Autres contributeurs renouvelables;

Cette identification se basera sur l'information disponible à la suite de la première étape et de l'expérience accumulée dans des projets comparables; Elle intégrera aussi les contraintes de mise en œuvre identifiables à ce stade.

Pour chacun des scénarii de référence<sup>5</sup> :

4- Modélisations

- Modélisation des besoins et comportements des différents prosommateurs prenant part au scénario ;
- Modélisation des réservoirs miniers sollicités (géométrie, caractéristiques hydrauliques et thermiques);

---

<sup>5</sup> certaines des composantes des points 4, 5 et 6 seront partiellement ou intégralement communes à plusieurs scénarii.

- Modélisation des puits, des pompes et des réseaux de chaleurs mis en place (géométrie, caractéristiques hydrauliques et thermiques, régulation);
- Modélisation de la structure des coûts de mise en œuvre ;
- Modélisation de la structure des coûts d'exploitation ;
- Modélisation de la structure des tarifs de distribution.

Le niveau de détail de chacun de ces modèles sera adapté en fonction de l'information disponible et des incertitudes qui les accompagnent. Certains de ces modèles seront à ce stade fortement simplifiés mais pourront être raffinés dans les étapes ultérieures au fur et à mesure que l'information se précisera et que le besoin d'un modèle plus complexe se fera sentir.

#### 5- Prédimensionnement des composantes du système

#### 6- Simulations, optimisation et phasage:

- Simulations de fonctionnement dans le cadre du scénario de référence en couplant les divers sous-systèmes.
- Analyse des performances sur les plans technique et économique
- Recherches d'optimisations (paramétrages, altérations du scénario et identification des flexibilités) et dimensionnements associés
- Etude des scénarii de croissance sur les plans techniques et économiques (ex : Estimer le nombre de connexions minimales (ou nombre de m<sup>2</sup> minimum) pour rendre l'investissement valable et les conséquences technico-économiques de la mise en œuvre des différentes phases)

#### 7- Sélection d'un scénario optimisé et phasé (y compris ses flexibilités).

- Comparaison des scénarii de référence optimisés et choix d'un scénario de base pour le pilote et des possibles phases de développement.
- Synthèse des données techniques relatives à ce scénario utiles à la rédaction des clauses techniques des cahiers des charges pour la mise en œuvre du scénario de base.

#### → **Etape 2 : Obtention des droits et des permis**

Cette phase administrative est dédiée à l'obtention des permis nécessaires à la mise en place d'un projet pilote. Il faudra porter une attention particulière aux aspects relatifs aux droits d'utilisation et de propriété liés au sous-sol.

#### → **Etape 3 : Etablissement des cahiers des charges, appels d'offres et sélection des fournisseurs et entrepreneurs**

Cette phase est dédiée à l'établissement des clauses techniques et administratives des cahiers des charges, à la publication des appels d'offre et à la sélection des candidats et des meilleures offres.

#### → **Etape 4: Construction des bâtiments et infrastructures en surface**

La construction est séparée du reste et peut donc être conduite en parallèle de la mise en place du système relié à la mine. Les réseaux intra-cluster peuvent aussi être mis en place durant cette étape.

→ **Etape 5 : Constructions relatives au sous-sol**

Cette étape incluant le forage des puits et la mise en place des pompes de production ainsi que la mise en place du backbone qui permettra de relier le réservoir d'eau des mines (sous-sol) aux installations de surface par le biais de sous-stations d'échange thermique. Cette étape comprend des tests de pompage et d'injection afin de comprendre les limites en termes de débit.

→ **Etape 6: Mise en service et tests de fonctionnement**

→ **Etape 7 : Raccordements des utilisateurs identifiés dans le scénario de base et Opération du système**

→ **Etape 8 : Phase de suivi**

Le suivi du réservoir est essentiel afin de juger de la soutenabilité de la ressource et d'ajuster si besoin les stratégies de la gestion du système (débit, température, pression dans le système en surface...). D'éventuelles problèmes techniques pourront aussi être détectés grâce à un suivi régulier de la chimie des eaux, de leur température, de pressions de production/d'injection (si besoin)...

→ **Etape 9: Élargissement du système vers un réseau urbain 5GDHC**

L'étape 7 correspond à l'expansion du système avec connexion de nouveaux utilisateurs. Elle peut inclure le forage de nouveaux puits, si les puits en opération ne sont pas capables de fournir le débit nécessaire à la demande nouvelle. Le backbone peut aussi être élargi en fonction des besoins. La mise en place de clusters d'utilisateurs supplémentaires nécessitera aussi un élargissement du clusternet et l'installation de nouvelles sous-stations d'échange.

*Remarques Générales:*

Etudier les possibles couplages avec les réseaux existants (peut-on placer les câbles dans les endroits où il y a des pipes de HT ?).

Analyser pour le projet pilote le timing avec la réfaction des voiries.

Mise en place de réseau de basse T et moyen de production du delta T (chaleur fatale, eaux des mines, ...)

Il est souhaitable de maximiser l'implication des acteurs locaux :

- Réunions d'information publiques
- Présentation des bénéfices de tels projets (environnementaux, sociétaux, emplois, ...)
- Présentations des initiatives dans les autres villes d'Europe (D2GRIDS)
- Importance de rencontrer les voisins du forage (exemple des forages à Heerlen)
- ...

## CHAPITRE 9 Conclusions

---

La présente étude a permis de déterminer le potentiel géothermique des anciennes mines désaffectées en Wallonie, d'identifier les sites favorables à la géothermie minière, et de définir le type de système le plus adapté pour répondre aux ambitions de la région en matière de solutions de chauffage et de refroidissement urbain ainsi que de stockage d'énergie thermique. De plus, le projet a permis de sensibiliser les acteurs et décideurs locaux à la géothermie minière dans les différents bassins houillers et d'ébaucher les possibilités de développement de projets sur leurs territoires en tenant compte de leurs plans de développements futurs et du potentiel sous-sol évalué. L'étude a souligné les bénéfices attendus si de tels projets venaient à se développer dans la région en n'omettant pas toutefois de citer les potentiels risques de nature environnementale, juridique et financière associés. Enfin, un plan d'actions concret a été proposé pour promouvoir le développement durable de cette filière dans la région.

La réalisation du benchmarking européen des projets de géothermie minière existants a permis de définir le type de systèmes le mieux adapté pour générer de la chaleur/du froid de façon durable à partir de l'eau des mines de charbon abandonnées à l'échelle de plusieurs bâtiments ou à l'échelle d'un quartier. En effet, il apparaît que les systèmes à boucles ouvertes, impliquant la production d'eau de mines et sa réinjection dans un même réservoir, représentent les meilleurs candidats. L'avantage principal d'un tel système est qu'il permet d'utiliser le potentiel complet de la mine : La mine peut être utilisée comme source de chaleur et de froid mais est avant tout un formidable espace de stockage d'énergie thermique.

Sur base d'un premier screening, quatre bassins houillers wallons ont été identifiés comme présentant a priori un potentiel géothermique non négligeable: Les Bassins du Couchant de Mons, du Centre, de Charleroi et de Liège. Le potentiel géothermique des 4 bassins a été estimé sur base des volumes extraits et des profondeurs d'exploitation. L'analyse de la combinaison de ces paramètres clés a permis de fournir une première estimation du potentiel local. Afin de donner un ordre de grandeur concernant le potentiel local des mines en Wallonie par rapport à un projet concret pour lequel le potentiel est avéré, la capacité thermique des mines en Wallonie a été comparée à celles des mines Oranje-Nassau (ON) utilisées comme réservoir dans le cadre du projet Mijnwater à Heerlen aux Pays-Bas. Les résultats montrent que la capacité thermique individuelle des différents bassins miniers en Wallonie est en moyenne environ 3 fois supérieure à la capacité thermique des mines d'Heerlen. En conséquence, la capacité thermique totale des mines abandonnées en Wallonie est 11 fois plus importante qu'à Heerlen. Elle est estimée à 1690 GWh. Le classement montre que les potentiels les plus intéressants sont ceux des bassins du couchant de Mons, Charleroi et Liège. Enfin, les données collectées pour le calcul du potentiel ont servi de base à l'estimation d'un potentiel site. Ce potentiel site permet d'apprécier quelles sont les sites potentiellement les plus favorables pour accueillir un projet de géothermie eaux des mines. Le calcul du potentiel site se base sur celui du potentiel local et prend aussi en compte des hypothèses liées au design d'un projet type (distribution dans un rayon de 2.5 km, source chaude/froide à profondeur maximale/minimale et volume réservoir corrélé aux vides miniers situés dans ce rayon). Ce design s'inspire du concept utilisé à Heerlen aux Pays-Bas.

Suite à l'analyse de la législation applicable en Wallonie aux projets de géothermie minière, il apparaît que la mise en œuvre d'un projet pilote nécessitera une procédure de permis unique de classe 1 impliquant une étude d'incidence environnementale. Les principaux risques cités sont liés à

la stabilité du sol et du sous-sol et au risque d'émissions de gaz toxiques résiduels. L'étude souligne aussi les impacts positifs à très positifs attendus en cas de mise en œuvre de tels projets. Ils répondent à un besoin en chaud et en froid existant, pour lesquels les consommations d'énergie sont très élevées. De ce fait, la géothermie minière permettra d'augmenter de façon significative la part d'énergie renouvelable dans la consommation des bâtiments connectés. Des recommandations ont été formulées afin d'encadrer la mise en œuvre de projets afin qu'elle soit accompagnée des mesures nécessaires. Quoi qu'il en soit, pour chaque projet, une étude d'incidences devra venir établir précisément les impacts environnementaux attendus, eu égard au fonctionnement du système et aux composantes naturelles et anthropiques voisines.

L'étude a aussi souligné les bénéfices économiques et sociétaux attendus, notamment la création d'emplois, l'éducation de la population à de nouvelles sources d'énergie, à la connaissance de son passé et de ses ressources locales. Le développement de l'autonomie énergétique et la maîtrise des coûts de l'énergie à l'échelle locale comptent aussi parmi les principaux bénéfices. A l'échelle globale ce type de projet contribue aussi à réduire les émissions atmosphériques de gaz à effet de serre.

Les aspects économiques ont aussi été abordés et, afin d'évaluer les coûts associés à la mise en œuvre d'un site pilote en Wallonie, un business plan générique a été construit. En se basant sur les caractéristiques de ce projet générique, seule une première estimation des CAPEX a pu être réalisée. Compte tenu du degré d'incertitude concernant la phase réellement opérationnelle du projet, à ce stade, il semble en effet irréaliste de définir les OPEX. Ceux-ci pourront être déterminés lors d'une réelle étude de faisabilité à l'échelle locale. A titre indicatif, pour un projet générique comprenant le forage d'un puits de production et d'un puits d'injection, de 1200 m et 500m de profondeur respectivement, deux pompes bidirectionnelles installées dans ces puits, un backbone de 3 km et des sous-stations énergétiques comprenant des échangeurs de chaleur, le coût varie entre M€9.2 et M€14.9. Si on ajoute à cela un clusternet de 0.5 à 2.25 km permettant de relier des utilisateurs entre eux, le coût total estimé entre M€9.95 et M€ 16.0. S'ajouteront à ces coûts ceux des études de faisabilité propres au pilote qui sera développé.

Finalement, un plan d'action concret pour mettre en place un projet pilote de géothermie minière et favoriser le développement de réseaux urbains de chaleur et de froid de 5ème génération (5GDHC) a été présenté (Figure 48).

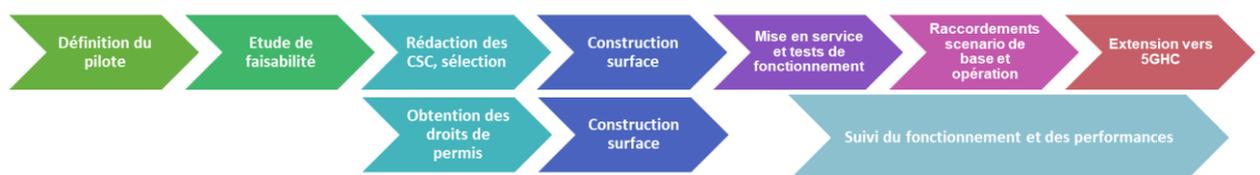


Figure 48: Plan d'actions du projet pilote à la vision 5GDHC

### REFERENCES

AQUAWAL & CDHE, (2015) Étude sur les consommations résidentielles d'eau et d'énergie en Wallonie. Rapport final. Étude réalisée pour le compte du SPW – DGO3 – DEMNA.

Banks D, (2016) Making the red one green—renewable heat from abandoned flooded mines. In: Proc. 36th Annual Groundwater Conference, International Association of Hydrogeologists, Irish Group. “Sustaining Ireland’s Water Future: The Role of Groundwater”, 12th-13th April 2016, Tullamore, Co. Offaly, Ireland, Session VI, pp 1–9

Banks D, Skarphagen H, Wiltshire R, Jessop C (2003) Mine water as a resource: space heating and cooling via use of heat pumps. *Land Contam Reclam* 11(2):191–198. doi:10.2462/09670513.814

Banks D, Skarphagen H, Wiltshire R, Jessop C (2004) Heat pumps as a tool for energy recovery from mining wastes. In: Gieré R, Stille P (eds) *Energy, waste and the environment: a geochemical perspective*, vol 236. Geological Society Publishing House, Bath, pp 499–513. doi:10.1144/GSL.SP.2004.236.01.27

Banks D, Fraga Pumar A, Watson I (2009) The operational performance of Scottish minewater-based ground source heat pump systems. *Q J Eng Geol Hydrogeol* 42:347–357. doi:10.1144/1470-9236/08-081

Banks D, Steven J, Berry J, Burnside N, Boyce A (2017) A combined pumping test and heat extraction/recirculation trial in an abandoned haematite ore mine shaft, Egremont, Cumbria, UK. *Sustain Water Resourc Manag* (to be published)

Banks D., Athresh A., Al-Habaibeh A., Burnside N., (2019). Water from abandoned mines as a heat source: practical experiences of open- and closed-loop strategies, United Kingdom. *Sustain. Water Resour. Manag.* (2019) 5:29–50 DOI 10.1007/s40899-017-0094-7

Burnside NM, Banks D, Boyce AJ (2016) Sustainability of thermal energy production at the flooded mine workings of the former Caphouse Colliery, Yorkshire, United Kingdom. *Int J Coal Geol* 164:85–91. doi:10.1016/j.coal.2016.03.006

Bracke R, Bussmann G (2015) Heat-storage in deep hard coal mining infrastructures. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19th–25th April 2015*

Brake R, Brussmann G., Eicker T., Ignacy R., Jagert F., Danowski-Bühren C and Schmidt B. (2018). *Potenzialstudie Warmes Grubenwasser / Herausgeber Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV)*

Dembélé A., 2015. Minewater project: possible application of geothermal mine water energy system of Heerlen in other regions of Europe (case study Liège). Master thesis in energy sustainable management, Université de Liège, 94pp.

Ferket HLW, Laenen BJM, Van Tongeren PCH (2011) Transforming flooded coal mines to large-scale geothermal and heat storage reservoirs: what can we expect? In: Rüde RT, Freund A, Wolkersdorfer C (eds), *Proc. IMWA Congress 2011 (Aachen, Germany)*, Mine water—managing the challenges, pp 171–175

Grab, T., Storch, T, Kleutges, J., Grötzsch, S. and Gross, U. (2010). Geothermieanlage zur Grubenwassernutzung für Heizung (200-670 kW) und Kühlung (155-500 kW). In: *Der Geothermie-kongress 2010*.

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

- Haslego A. et G. Polly (2002). Échangeurs de chaleur compacts: partie 1. Magazine CEP septembre 2002, p. 32-37.
- Jardón S, Ordóñez MA, 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* 32:139–151. doi:10.1007/s10230-013-0224-x
- Jessop A (1995) Geothermal energy from old mines at Springhill, Nova Scotia, Canada. In: Barbier E (ed) Proc. World Geothermal Congress 1995 (Florence, Italy, 18th–31st May 1995), International Geothermal Association, pp 463–468
- Jessop AM, Macdonald JK, Spence H (1995) Clean energy from abandoned mines at Springhill, Nova Scotia. *Energy Sources* 17:93–106
- Lagrou, D., Loveless, S., Laenen, B., Harcouët-Menou, V., Rombaut, B., Lanckacker, T., De Boever, E., Kleinegris, L., Roelse, B., Doornenbal, J.C. (H.) Pluymaekers, M.P.D., ten Veen, J., Kramers L. (2014). GEOHEAT APP. Economische haalbaarheid van intermediaire en diepe geothermie.
- Loredó J, Ordóñez A, Jardón S, Álvarez R (2011) Mine water as geothermal resource in Asturian coal mining basins (NW Spain). In: Rüdé RT, Freund A, Wolkersdorfer C (eds), Proc. IMWA Congress 2011 (Aachen, Germany), mine water—managing the challenges, pp 177–181
- Loredó C, Ordóñez A, Garcia-Ordiales E, Álvarez R, Roqueña N, Cienfuegos P, Peña A, Burnside NM (2017) Hydrochemical characterization of a mine water geothermal energy resource in NW Spain. *Sci Total Environ* 576:59–69. doi:10.1016/j.scitotenv.2016.10.084
- Malolepszy Z, Demollin-Schneiders E, Bowers D (2005) Potential use of geothermal mine waters in Europe. In: Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24–29 April 2005
- Menéndez, J., Loredó, J. (2019). Mine water in the closure of a coal basin: From waste to potential resources. 2<sup>nd</sup> WaterEnergyNEXUS – International Conference, Feb 2019. ISBN: 978-3-030-13068-8
- Peralta Ramos, E., Breede, K., Falcone, G. (2015), Geothermal heat recovery from abandoned mines: a systematic review of projects implemented worldwide and a methodology for screening new projects, accepted in May-2014 for publication in the thematic Issue "Clean Energy Systems in the Subsurface and CCUS: Energy Production, Storage and Conversion" of Journal Environmental Earth Sciences.
- <https://mining-report.de/english/climate-friendly-heating-with-heat-utilisation-from-mine-water-in-post-mining/>
- Preene M, Younger PL (2014) Can you take the heat?—geothermal energy in mining. *Mining Technol* 123:107–118. doi:10.1179/1743286314Y.0000000058
- Ramos EP, Breede K, Falcone G (2015) Geothermal heat recovery from abandoned mines: a systematic review of projects implemented worldwide and a methodology for screening new projects. *Environ Earth Sci* 73:6783–6795. doi:10.1007/s12665-015-4285-y
- Verhoeven R, Willems E, Harcouët-Menou V, De Boever E, Hiddes L, Op't 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* 46:58–67. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.158
- Minewater Project (2008) Minewater as a renewable energy resource: an information guide based on the Minewater Project and the experiences at pilot locations in Midlothian and Heerlen. The Minewater Project (INTERREG)

Ordóñez A, Jardón S, Álvarez R, Andrésa C, Pendása F (2012) Hydrogeological definition and applicability of abandoned coal mines as water reservoirs. *J Environ Monit* 14:2127–2136.

doi:10.1039/C2EM11036A

Smith R. (2005). *Conception du processus chimique*. Wiley, New York.

Vandenberghe N., Fock W., 1989. Temperature data in the subsurface of Belgium. *Tectonophysics*, 164:237-250.

Watzlaf GR, Ackman TE (2006) Underground mine water for heating and cooling using geothermal heat pump systems. *Mine Water Environ* 25:1–14. doi:10.1007/s10230-006-0103-9

Wieber, P.G. and Ofner, D.-G.C.: *bbr Jahresmagazin*, 12, (2008), 72-77

---

---