

PROJET AMIGO

Analyse Technico-économique et Impacts Socio-économiques et Environnementaux de la Géothermie profonde

WP2 Tâches 6 et 7

Par :

XAVIER GALIEGUE
*Maître de Conférences,
Université d'Orléans, LEO*

MOUNMEMI MOUSTAPHA
*Postdoctorant,
Université d'Orléans, LEO*

SOMMAIRE

SOMMAIRE.....	1
LISTE DES TABLEAUX	3
LISTE DE FIGURES	4
Résumé Projet AMIGO (WP2 Tâches 6 et 7)	5
SUMMARY	6
INTRODUCTION.....	8
PREMIÈRE PARTIE : UNE ÉVALUATION TECHNICO-ÉCONOMIQUE DU DEPLOIEMENT DE LA GÉOTHERMIE PROFONDE.....	9
I. Eléments de base de l'évaluation économique de la géothermie profonde.....	10
I.1 Hypothèses d'analyse.....	11
a. Evaluation du risque du projet.....	11
b. Evaluation du coût de l'investissement : le Capex.....	12
c. Evaluation des coûts d'exploitation : OPEX	16
d. Hypothèses technico-économiques	18
e. Comparaison avec les autres Energies Renouvelables (EnRs).....	19
II. Evaluation des coûts de la Géothermie profonde par le LCOE	21
a. Détermination du LCOE en fonction de la puissance installée et du risque	22
b. Analyse de sensibilité	25
III. Analyse financière d'un projet de Géothermie profonde	28
III.1. Méthodologie et hypothèses	28
III.2. Résultats financiers	31
a. Performance financière globale de la Géothermie Profonde	31
b. Comparaison avec les autres EnRs	36
IV. Description des dispositifs de soutien financier à la Géothermie profonde	39
a. Fonds Chaleur renouvelable	39
b. Fonds de garantie géothermie profonde	40
c. Taux de TVA attractive (5,5%)	41
DEUXIÈME PARTIE : ÉVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL D'UN PROJET DE GÉOTHERMIE PROFONDE.....	42
I. Objectifs d'une évaluation environnementale de la Géothermie profonde.....	43
I.1. Hypothèses.....	44
a. Phase chantier.....	44
b. Phase d'exploitation.....	45
c. Fin de vie	45
II. Recueil des données sur les Impacts de la Géothermie Profonde.....	45

a. Inventaire des données sur les différentes phases d'un projet	46
b. Inventaire des données sur des émissions de CO ₂	47
III. Etude d'impact par une Analyse en Composante Principale (ACP) : Méthodologie.....	47
IV. Les impacts environnementaux de la géothermie profonde: résultats de l'ACP.....	49
a. Score moyen d'impact environnemental associé à chaque activité.....	49
b. Scores moyens d'impact environnemental de chaque phase	51
c. Émissions de CO ₂ sur l'ensemble cycle de vie : géothermie profonde vs autres EnRs	53
CONCLUSION	55
RÉFÉRENCES.....	56
ANNEXES	58

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: CAPEX doublet géothermique (type Dogger Bassin parisien)	16
Tableau 2: OPEX d'un doublet géothermique (type Dogger Bassin parisien).....	17
Tableau 3: Caractéristiques technico-économiques d'un projet géothermique profond .	19
Tableau 4: Hypothèses sur les autres EnRs	20
Tableau 5: LCOE d'un doublé en Géothermie profonde, en fonction de la puissance installée et du risque.....	23
Tableau 6: Analyse de la Sensibilité du LCOE en fonction de la durée de vie du projet .	26
Tableau 7: Performance financière de la Géothermie Profonde, comparaison avec les autres EnRs : VAN	33
Tableau 8: Performance financière de la Géothermie Profonde et comparaison avec les autres ENRs : TRI et Temps de retour	34

LISTE DE FIGURES

Figure 1: Comparaison des LCOE Géothermie/autres ENR.....	24
Figure 2: Analyse de Sensibilité- illustration graphique	27
Figure 3: Comparaison avec les autres EnRs- Valeur Actuelle Nette.....	37
Figure 4: Comparaison avec les autres EnRs-Taux de rentabilité interne.....	38
Figure 5: Comparaison avec les autres EnRs-Temps de retour	38
Figure 6: Score environnemental de l'ACP pour chaque activité d'une boucle géothermale.....	50
Figure 7: Score environnemental synthétique de l'ACP pour chaque phase du cycle de Vie	52
Figure 8: Émissions de CO ₂ sur l'ensemble du cycle de vie	53

Résumé Projet AMIGO (WP2 Tâches 6 et 7)

L'objectif de ce livrable du projet AMIGO est d'évaluer la rentabilité économique et financière de la géothermie profonde en région Centre-Val de Loire (tâche 6), et sa soutenabilité environnementale sur l'ensemble de son cycle de vie (tâche 7) en la comparant aux principales sources alternatives de production de chaleur : gaz, biomasse et solaire thermique.

L'analyse économique repose sur l'utilisation du coût actualisé de l'énergie (LCOE), qui permet de comparer les technologies sur toute leur durée de vie. La géothermie profonde se caractérise par des investissements initiaux élevés (CAPEX), dominés par les coûts de forage et de surface, et par un risque géologique variable selon les territoires (segments de risque faible, moyen ou fort). Les coûts d'exploitation (OPEX) restent en revanche relativement faibles.

Les résultats montrent un fort effet d'échelle, le LCOE baissant avec la capacité de production de chaleur. L'analyse de sensibilité montre également que l'allongement de la durée de vie des installations (de 30 à 45 ans) permet de réduire significativement le LCOE.

Ces résultats sont confortés par l'analyse financière : les projets de 12 MW à forte capacité apparaissent très attractifs, les projets de 9 MW restent rentables mais plus sensibles au risque et au prix de vente de la chaleur, et ceux de 6 MW sont majoritairement non rentables en l'absence de mécanismes de soutien. Comparativement, la biomasse présente une rentabilité intermédiaire, tandis que le solaire thermique demeure peu attractif financièrement.

Du fait du risque associé aux opérations de géothermie profonde, un ensemble de dispositifs de soutien public sont nécessaires pour sécuriser et accélérer leur déploiement : Fonds Chaleur de l'ADEME, Fonds de garantie géothermie profonde (couverture du risque forage) et TVA réduite à 5,5 % pour les réseaux de chaleur majoritairement sur énergies renouvelables. Ces outils sont déterminants pour rendre viables les projets de taille moyenne ou situés en zones à risque plus élevé.

L'évaluation environnementale de la géothermie profonde mobilise des analyses de cycle de vie (ACV) et démontre que la géothermie profonde présente des impacts environnementaux globalement plus faibles que les autres solutions de production de chaleur, notamment en termes d'émissions de CO₂, d'occupation des sols et de consommation de ressources. Elle apparaît ainsi comme l'une des filières les plus performantes parmi les énergies renouvelables. Une Analyse en Composantes Principales permet d'affiner ce constat en caractérisant les impacts environnementaux de chacune des phases de déploiement d'un projet de géothermie profonde.

La géothermie profonde constitue une solution de référence pour la décarbonation de la chaleur, à condition de viser une taille critique (≥ 9 MW), de maîtriser le risque géologique et de s'appuyer sur des dispositifs publics adaptés. Elle combine compétitivité économique à grande échelle et excellente performance environnementale, justifiant son intégration prioritaire dans les stratégies territoriales de transition énergétique.

SUMMARY

The AMIGO project aims to assess the economic, financial, and environmental viability of deep geothermal energy in the Centre-Val de Loire Region, compared to the main alternative heat production sources: gas, biomass, and solar thermal. The objective of this deliverable is to assess not only the economic and financial profitability of Geothermal Energy (task 6), but also its overall sustainability by integrating its environmental impacts along its entire life cycle (task 7).

The economic analysis is based on the use of the levelized cost of energy (LCOE), which allows to compare technologies over their entire lifespan. Deep geothermal energy is characterized by high initial capital expenditures (CAPEX), dominated by drilling and surface costs, and by a geological risk that varies depending on the region (low, medium, or high risk segments). Operating costs (OPEX), on the other hand, remain relatively low. The results show strong economies of scale, as the LCOE decreases when heat production capacity increases. Sensitivity analysis also shows that extending the lifespan of installations (from 30 to 45 years) significantly reduces the LCOE.

These results are supported by financial analysis: high-capacity 12 MW projects appear very attractive, 9 MW projects remain profitable but are more sensitive to risk and the selling price of heat, while 6 MW projects are mostly unprofitable without support mechanisms. In comparison, biomass offers intermediate profitability, while solar thermal remains financially unattractive. Therefore, public support mechanisms are necessary to secure and accelerate the deployment of deep geothermal energy, namely: the ADEME Heat Fund, the Deep Geothermal Guarantee Fund (reducing drilling risk), and a reduced VAT rate of 5.5% for predominantly renewable heat networks. These tools are crucial for ensuring the viability of medium-sized projects or those located in higher-risk areas.

The environmental assessment of deep geothermal energy utilizes life cycle assessments (LCAs) and proves that deep geothermal energy has generally lower environmental impacts than other heat production solutions, particularly in terms of CO₂ emissions, land use, and resource consumption. It thus emerges as one of the most efficient renewable energy sources. This assessment employs Principal Component Analysis, which has made it possible to characterize the environmental impacts of each phase of a deep geothermal energy project's deployment.

Deep geothermal energy is a benchmark solution for decarbonizing heat, provided that a critical size (≥ 9 MW) is targeted, geological risk is managed effectively, and appropriate public support mechanisms are implemented. It combines large-scale economic competitiveness with excellent environmental performance, justifying its priority integration into regional energy transition strategies.

INTRODUCTION

L'objet de ce livrable est de fournir un certain nombre d'éléments d'ordre technico-économique et socioéconomique relatifs au déploiement de la géothermie profonde en Région Centre-Val de Loire. Il s'agit d'aller au-delà de l'examen de la seule rentabilité financière de la géothermie profonde, qui est garante de la viabilité de son déploiement à grande échelle (tâche 6 du projet AMIGO) pour prendre en compte ses autres impacts socioéconomiques et environnementaux (tâche 7), seuls garants de sa soutenabilité économique, sociale et environnementale. L'examen de cette soutenabilité dans ses trois dimensions doit se faire en comparaison, non seulement avec les autres sources d'énergie non renouvelables (typiquement pour la Géothermie, l'utilisation d'une chaudière à Gaz), mais aussi avec les autres sources d'énergie renouvelables avec lesquelles elle pourrait entrer en concurrence pour la production de chaleur (solaire thermique, chaudière à biomasse).

Pour analyser ces impacts, une analyse technicoéconomique est menée dans une première partie, pour évaluer la viabilité économique de la géothermie profonde, en comparaison avec d'autres sources de chaleur : gaz, biomasse, ou solaire thermique. Elle mobilisera les outils habituels de l'analyse de projet (valeur actuelle nette, taux de rendement interne, temps de retour sur investissement), à partir des données techniques et économiques les plus récentes. Elle prendra aussi en compte le niveau de risque qui affecte tout projet de géothermie, et le dimensionnement du projet qui influe fortement sur sa rentabilité.

Dans une seconde partie, une évaluation des impacts environnementaux de la géothermie profonde est réalisée, toujours en comparaison avec les autres sources de chaleur évoquées. Cette évaluation a été menée à travers l'examen d'analyses de cycle de vie (ACV) de ces différentes sources de chaleur. Il s'agit dans ce cas de recenser et de mesurer tous les impacts environnementaux et sociaux sur l'ensemble du cycle de vie d'une opération, de la construction d'une unité de production (y compris de ses composants) à son démantèlement, « du berceau au tombeau » (« cradle to grave »). On verra que, dans ce domaine, la géothermie profonde dispose d'atouts considérables vis à vis, non seulement des sources d'énergie fossiles, mais aussi des autres solutions d'énergie renouvelables.

**PREMIÈRE PARTIE : UNE ÉVALUATION
TECHNICO-ÉCONOMIQUE DU DEPLOIE-
MENT DE LA GEOTHERMIE PROFONDE**

Avant de lancer un projet, il est essentiel de réaliser une étude approfondie afin d'évaluer sa faisabilité aussi bien sur le plan technique qu'économique. Cette analyse permet d'anticiper les défis liés à sa mise en œuvre et d'optimiser les choix technologiques et financiers qu'elle nécessite. Dans le cas de la géothermie profonde, le principal obstacle réside dans des investissements initiaux particulièrement élevés, une caractéristique qu'elle partage avec les autres énergies renouvelables. Il faut ajouter une caractéristique spécifique à la géothermie profonde, qui est relative au risque lié à la prospection des réservoirs souterrains : selon les contextes géologiques, le potentiel géothermique du sous-sol est variable, ce qui nécessite des coûts de prospection qui peuvent être élevés. La nécessité de réaliser ces prospections peut engendrer des effets d'échelle non négligeables, au bénéfice des régions/agglomérations ayant déjà installé des unités de production géothermique et dont le sous-sol est mieux connu. Cette incertitude se traduit aussi par le fait que face à des coûts de forage fixes et incompressibles, la capacité du réservoir géothermique reste souvent inconnue, ce qui nécessite dans le cadre de l'analyse technicoéconomique de proposer des variantes en fonction de cette capacité. De ce fait, la période de récupération de l'investissement est souvent longue et variable, ce qui peut constituer un frein au développement de cette technologie. Dès lors, l'évaluation de la rentabilité et de la compétitivité économique d'un tel projet est une étape cruciale avant toute prise de décision.

I. Eléments de base de l'évaluation économique de la géothermie profonde

L'un des outils les plus couramment utilisés pour cette évaluation est le coût actualisé (ou ajusté) de l'énergie (LCOE - Levelized Cost of Energy). Cet indicateur permet d'estimer le coût moyen de production d'un mégawattheure (MWh) d'électricité ou de chaleur sur l'ensemble de la durée de vie d'une unité de production-type. Il est particulièrement recommandé pour comparer la compétitivité des différentes sources d'énergie renouvelables sur le long terme (IEA, 2020b). Contrairement aux simples coûts initiaux ou aux dépenses annuelles, le LCOE prend en compte l'ensemble des coûts engagés, actualisés sur la durée de vie du projet. Il intègre ainsi l'investissement initial (CAPEX) et les coûts d'exploitation et de maintenance (OPEX), qui doivent intégrer d'éventuelles dépenses liées au financement ou au remplacement des équipements sur cette durée de vie. Grâce à cette approche, il est possible d'obtenir une vision plus précise du coût réel de production de l'énergie et d'évaluer la viabilité économique du projet dans un contexte concurrentiel.

Largement adopté par les institutions et agences gouvernementales, le LCOE constitue aujourd'hui une référence en matière d'analyse technico-économique des projets énergétiques. Des organisations telles que l'Agence de la transition écologique (ADEME, 2020), l'U.S.

Energy Information Administration (EIA, 2021), l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE, 2020) et l'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA, 2020) s'appuient sur cet indicateur pour comparer les coûts des différentes filières et orienter les politiques énergétiques. Dans le cadre de la géothermie profonde, l'utilisation du LCOE permet de mieux apprécier les défis économiques liés à cette technologie et d'identifier les conditions nécessaires à son développement à grande échelle. Mais avant de calculer le LCOE d'un projet de Géothermie profonde, un certain nombre d'hypothèses doivent être explicitées.

I.1 Hypothèses d'analyse

Les hypothèses d'analyse relatives à un projet de géothermie profonde portent sur la prise en compte du risque, des paramètres de ses coûts du capital (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) et dépendent de données technico-économiques qui doivent être bien spécifiées.

a. Evaluation du risque du projet.

La prise en compte du coût des études en amont d'un projet de géothermie profonde en fonction du niveau de risque (segment 1, 2 ou 3, voir ci-après) est essentielle pour la détermination de son LCOE. Ces coûts, intégrés dans les dépenses d'investissement, varient selon le degré d'incertitude associé à la ressource géothermique. Ainsi, plus le risque est élevé, plus les coûts d'exploration et de caractérisation de la ressource augmentent, impactant directement le coût final du projet.

Le processus de « dérisking » vise à réduire ces incertitudes grâce à des études approfondies, incluant des campagnes de prospection géophysique, des forages d'exploration et des tests hydrogéologiques. Ces investigations, bien que coûteuses, permettent d'améliorer la connaissance du sous-sol et d'optimiser les décisions d'investissement en minimisant le risque d'échec du projet.

La dernière version du cahier des charges¹ de « dérisking » de l'AFPG définit les différents segments d'un projet de géothermie profonde selon leur niveau de risque (faible, moyen, fort), structurant ainsi les étapes d'exploration et les stratégies de réduction des incertitudes. Il faut noter que les coûts intégrés dans le cahier des charges de l'AFPG incluent uniquement le coût des retraitements/revalorisation issus des données existantes (données de puits, sismiques) ou

¹ Complément au cahier des charges ADEME : Étude de faisabilité – Géothermie sur aquifère profond (cas avec réseau de chaleur), Partie 3.3 – Caractérisation des ressources géothermiques

le coût d'acquisitions complémentaires de géophysique sans prendre en compte la réalisation de forages d'exploration.

➤ **Segment 1** – Projets présentant un risque faible : zone géologique et potentiel géothermique connus (zone explorée et exploitée par des ouvrages géothermiques voire d'hydrocarbures). On peut citer à titre d'exemples : pour l'aquifère du Dogger : Partie Est de l'Île-de-France & Partie Nord de la Seine-et-Marne, certaines parties des régions Nouvelle-Aquitaine ou Occitanie (dans les zones proches de forages déjà réalisés). Dans ces zones, le coût du risque encouru est évalué entre **50 k€ et 70 k€**.

➤ **Segment 2** – Projets présentant un risque moyen : zone géologique connue mais potentiel géothermique peu connu (présence d'ouvrages géothermiques ou d'hydrocarbures à proximité de la zone d'étude). A titre d'exemples, sont concernés : Île-de-France pour les aquifères cibles autres que le Dogger, Partie Ouest de l'Île-de-France pour le Dogger, certaines parties des régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie (dans les zones éloignées de forages déjà réalisés). Dans ces zones, le coût du derisking est évalué entre **90 k€ et 140 k€**.

➤ **Segment 3** - Projets présentant un risque fort : zone géologique et potentiel géothermique mal connus (aucune donnée à disposition). Sont concernés: France Métropolitaine dans des zones peu connues, sans forage géothermique ou d'hydrocarbure proches. Dans ces zones, le coût du derisking est évalué entre **310 et 1170 k€**.

NB : Dans la région Centre-Val de Loire on est plutôt sur du segment 2 ou 3 suivant la zone et cible potentielle.

b. Evaluation du coût de l'investissement : le Capex

L'élément le plus important dans l'évaluation d'un projet de Géothermie profonde porte sur l'ensemble de ses coûts d'investissement, qui sont synthétisés dans son CAPEX (pour Capital Expenditures). Il représente l'ensemble des coûts en capital mobilisés sur les différentes phases du déploiement d'un projet (Raos et al., 2022). A la suite de Dipipo (2012) et Pan S-y et al. (2018), un projet de géothermie profonde peut généralement être divisé en huit phases de durée différente. Ces huit phases de développement peuvent être ramenées en 5 phases à savoir : l'autorisation, l'exploration, le forage, la construction de la centrale (unité de production) et la phase d'exploitation. Les coûts d'investissement (CAPEX) sont liés aux quatre premières phases : les coûts d'exploration des réservoirs, de forage et complétion des puits, des mesures

d'ingénierie du réservoir, d'installation de la boucle géothermale et de construction de l'unité de production pour la fourniture d'électricité et/ou de la chaleur.

Hamm et al. (2020) ont synthétisé dans leurs travaux les deux principales phases associées aux coûts d'investissement (CAPEX) d'un projet de géothermie profonde, à savoir la phase des travaux de forage et celle des travaux de surface. A la suite de ces travaux, partant des données fournies par la CFG (2024), l'évaluation du coût du CAPEX a pu être menée, dans le cas d'un doublet avec tubage en acier. Comme on peut le constater dans le tableau 1, le coût des travaux de forage se répartit entre différents composants, tout comme les travaux de surface. Pour ces derniers, chacune des composantes en dehors de la main d'œuvre est associée à plusieurs sous-composantes qu'on n'a pas jugé utile de reporter dans le tableau.

Il convient aussi de noter que l'évaluation du CAPEX prend en compte un coût d'assurance SAF qui est différent selon le segment du risque (segment 1 : 5%, segment 2 : 10% et segment 3 : 15%).

Tableau 1: CAPEX doublet géothermique (type Dogger Bassin parisien)

Phases	Composantes
Travaux de forage	Plateforme et Avant-Puits
	Tubages
	Mudlogging
	Diagraphies
	Rig - Mob/démob/régie
	Levage
	Fluide de forage
	Contrôle des solides
	Evacuation des déblais
	Déviation
	Outils
	Equipements tubage
	Vissage
	Coupe tubages
	Cimentation
	Acidification
	Tête de puits
	GNR/ELEC
Travaux de surface	Equipements extérieurs et puits
	Equipements intérieurs en centrale géothermique
	Installation et fourniture de la boucle géothermale
	Main d'œuvre
Niveau de risque (études amont)	Faible, Moyen, Fort
Assurance	SAF
PACs	Coût d'achat

Source : CFG (2024) et ENGIE

Les hypothèses relatives à chacune de phases d'un projet-type sont celles qui sont retenues par l'étude menée par la **CFG (2024)**. On peut noter que les travaux de forage représentent près de la moitié du CAPEX, les travaux de surface et d'achat de la pompe à chaleur constituant ses autres composants, pour des montants proches.

c. Evaluation des coûts d'exploitation : OPEX

La notion d'OPEX fait référence aux coûts d'exploitation et de maintenance du projet. Elle sert de base au calcul du LCOE (Calcagno et al., 2010 ; Doukas et al, 2007, dont elle partage les hypothèses. Concernant un projet de géothermie profonde, les estimations dépendent principalement de la taille de la centrale (Raos et al., 2022). Les coûts d'exploitation sont généra-

lement divisés en deux sous-catégories, à savoir les coûts d'exploitation fixes et les coûts variables (ADEME, 2020). Les coûts fixes d'exploitation restent indépendants de la quantité d'énergie produite par la centrale, tandis que les coûts variables évoluent en fonction de cette production.

Tableau 2: **OPEX d'un doublet géothermique (type Dogger Bassin parisien)**

Catégories	Postes	Composantes
Coûts variables	P1 -Consommation	Fourniture d'électricité de pompage
		Fourniture d'inhibiteur de corrosion
		Fourniture électricité PACs
Coûts fixes	P2 - Suivi et entretien courant	Suivi de la boucle géothermale
		Diagraphies réglementaires puits producteur et injecteur
		Filtres et échangeurs
		Conduite et petite maintenance de la boucle
		Contrat anti-éruption
		Cotisation Fonds de garantie géothermie
		Maintenance PACs
	P3-Gros entretien et renouvellement	Renouvellement pompe d'exhaure (fourniture et manœuvre)
		Renouvellement colonne d'exhaure
		Renouvellement des têtes de puits (adaptateurs+vanne)
		Renouvellement ligne injection inhibiteur
		Renouvellement pompe d'injection (fourniture et main d'œuvre)
		Maintenance pompe d'injection
		Maintenance échangeurs et filtres
		Renouvellement variateur et transformateur élévateurs
		Maintenance variateur et transformateur élévateurs
		Renouvellement station et traitement
		Renouvellement robinetteries (hors têtes de puits), capteurs
		Maintenance capteurs/télégestion/conduites/robinetteries
		Acidification douce des tubages et réservoirs sur les deux puits
		Curage mécanique et rechemisage complet du doublet

Source : CFG (2024) et ENGIE

Le tableau 2 synthétise les différents postes et composantes qui ont permis de chiffrer l'OPEX. Dans la première catégorie, on y trouve les consommations intermédiaires comme principal poste de coût variable. Ces consommations intermédiaires sont associées à trois principales composantes : la fourniture d'électricité de pompage et d'alimentation de la PAC, et celle du produit d'inhibiteur de corrosion. Dans la catégorie des coûts variables, il faut ajouter le poste de « Suivi et entretien courant » et celui de « Gros entretien et renouvellement ». Partant du tableau, on peut associer chaque composante à chacun de ces postes.

Les coûts d'exploitation concernent principalement la consommation électrique liée au fonctionnement du doublet, pour le pompage et l'utilisation de la pompe à chaleur (PAC), suivie par la fourniture d'inhibiteur de corrosion, et par les dépenses de gros entretien et de renouvellement. Les activités de maintenance de la PAC et de suivi et d'entretien courant constituent le dernier élément de l'OPEX du projet, relativement faible (moins de 10% de l'OPEX).

d. Hypothèses technico-économiques

Un ensemble d'hypothèses doit enfin être spécifié, qui concerne le contexte, général et spécifique, d'un projet de géothermie profonde. Ces hypothèses recouvrent la puissance installée, le taux d'intérêt², le facteur de charge³ et la durée de vie des installations (tableau 3). Trois niveaux de puissance sont considérés (6, 9 et 12 MW) correspondant respectivement à un débit moyen annuel de 160, 240 et 320 m³/h, pour une température de production de 55°C, de retour réseau de 40°C et de réinjection à 25°C avec l'utilisation de Pompes à Chaleur (PAC). Le taux d'intérêt est fixé à 3 % pour l'ensemble des simulations. Ce choix suppose un environnement financier stable. Le facteur de charge est constant à 40 %, une valeur réaliste pour un doublet géothermique, bien qu'elle puisse varier selon les conditions du réservoir, l'efficacité de l'exploitation et la demande énergétique. Enfin, deux horizons d'exploitation sont considérés : une durée de 30 ans qui correspond à la durée du permis d'exploitation initial et de 45 ans qui correspond à une prolongation de 15 ans de l'opération pour les analyses de sensibilité.

² Le **taux d'intérêt** représente le **coût du capital** (ou le prix de l'argent emprunté) utilisé pour financer un projet

³ Le **facteur de charge** mesure le **rapport entre la production réelle d'énergie** d'une installation (sur une période donnée) et sa **production maximale théorique** si elle fonctionnait à pleine puissance en continu

Tableau 3: **Caractéristiques technico-économiques d'un projet géothermique profond**

PUISSANCE (MW)	RISQUE	TAUX D'INTERET (%)	FACTEUR CHARGE (%)	DUREE DE VIE (Ans)	
6,9,12	Faible, Moyen, Elevé	3	40	30	45

e. Comparaison avec les autres Energies Renouvelables (EnRs)

L'évaluation d'un projet de géothermie profonde ne serait pas complète en l'absence d'une comparaison avec d'autres énergies Renouvelables (EnR) pour la production de chaleur, à savoir: l'utilisation de la biomasse du secteur collectif et tertiaire en usage direct; l'utilisation d'installations solaires thermiques collectives, tertiaires et industrielles et de la filière de référence dans la production de chaleur, à savoir une chaudière au gaz.

Dans le tableau 4, pour estimer le coût complet actualisé de l'énergie (LCOE) des différentes sources étudiées, plusieurs hypothèses techniques et économiques sont retenues.

Les chaudières au gaz de plus de 3 MW affichent un rendement de 91 % sur PCI, avec un productible annuel de 4 000 heures et une durée de vie estimée à 30 ans. Leur investissement est de 60 € HT/kW, avec des coûts d'exploitation de 5 € HT/MWh/an et un prix du gaz fixé à 67 € HT/MWh. Un taux d'actualisation de 3 % est appliqué pour l'évaluation économique.

Les installations solaires thermiques collectives, tertiaires et industrielles (500 m²) sont caractérisées par un productible⁴ de 570 kWh/m² et une durée de vie de 30 ans. L'investissement initial s'élève à 1 280 € HT/m², avec des coûts d'exploitation de 11,1 € HT/m²/an, et un taux d'actualisation de 3 %.

Quant aux chaudières biomasse collectives et tertiaires en usage direct, elles présentent une puissance installée de 3 MW, un rendement de 87 %, et fonctionnent 3 200 heures par an sur une durée de vie de 20 ans. Leur CAPEX atteint 1 290 € HT/kW, et le prix des combustibles (bois) est fixé à 28,8 €/MWh, toujours avec un taux d'actualisation de 3 %.

⁴ Sur une période donnée (généralement une année), chaque mètre carré de surface concernée par le système énergétique (souvent des panneaux solaires ou un capteur thermique) produit 570 kilowattheures (kWh) d'énergie.

Tableau 4: **Hypothèses sur les autres EnRs**

EnRs	Postes	Chiffrage
Chaudières au gaz de 3 MW	Capacité (MW)	3
	Productible (nb. heures/an)	4000
	Rendement sur PCI (%)	91
	Durée de vie (années)	30
	Investissements (€ HT/KW)	63
	Exploitation (€ HT/MWh)	5
	Prix du Gaz naturel (€ HT/MWh)	67
	Taux d'actualisation (3%)	3
Solaires thermiques collectives, tertiaires et industrielles de 500 m²	Productible (kWh/m²)	570
	Durée de vie (années)	30
	Investissement (€/m² HT)	1 280
	Exploitation (€/m²/an HT)	11,1
	Taux d'actualisation (%)	3
Chaudières biomasse collectives et tertiaires en usage direct	Capacité installé (MW)	3
	Heures de fonctionnement par an	3200
	Durée de vie (années)	20
	Rendement (%)	87
	CAPEX (€/KW)	1290
	Coût combustible (€/MWh)	28,8
	Coût OPEX (€/MWh)	34,8
	Taux d'actualisation (3%)	3

Source : ADEME (2020, 2025)

II. Evaluation des coûts de la Géothermie profonde par le LCOE

Le LCOE (Levelized Cost of Energy) mesure le coût complet actualisé d'une source d'énergie, intégrant donc ses coûts en capital et d'exploitation, sur l'ensemble de la durée de vie de l'équipement qui la produit. Sa méthodologie de calcul est fournie par l'ADEME (2020). Elle est donnée par l'équation suivante :

$$LCOE = \frac{\sum_0^n \frac{I_t}{(1+r)^t} + \sum_1^n \frac{E_{ft} + E_{vt}}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Y_t}{(1+r)^t}} = \frac{I_0 + \sum_1^n \frac{I_t + E_{ft} + E_{vt}}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{Y_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Dans l'équation (1), I_t représente les dépenses d'investissement de l'année t avec I_0 l'investissement initial. E_{ft} et E_{vt} Représentent respectivement les charges fixes d'exploitation et les charges variables d'exploitation. Y_t , la production de la chaleur à la période t , r constitue le taux d'actualisation et n la durée de vie de l'exploitation de la centrale géothermique profonde. En clair, le LCOE intègre l'ensemble des coûts actualisés d'investissement I_t et de fonctionnement E_{ft} et E_{vt} sur la durée de vie du doublet géothermique.

Il faut noter que le LCOE correspond au niveau auquel la production doit être valorisée pour couvrir les coûts d'investissement et de fonctionnement de l'installation de production pendant la totalité de sa durée de vie. Si la production de chaque période est valorisée par le LCOE, la valeur actualisée de la production est égale à la somme actualisée des dépenses, ce qu'on obtient en réarrangeant les termes de la formule du LCOE sous la forme suivante :

$$LCOE \sum_1^n \frac{Y_t}{(1+r)^t} = I_0 + \sum_1^n \frac{I_t + E_{ft} + E_{vt}}{(1+r)^t} \quad (2)$$

Si on pose que la valeur de la production de chaque période $R_t = LCOE * Y_t$, on obtient la formule simplifiée :

$$\sum_1^n \frac{R_t}{(1+r)^t} = I_0 + \sum_1^n \frac{I_t + E_{ft} + E_{vt}}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Le LCOE renvoie au coût du capital majoré des charges fixe d'exploitation et des charges variables d'exploitation (ADEME, 2022). Après la prise en compte de certaines hypothèses de simplification retenues par les travaux d'ADEME (2020), on obtient la formulation suivante:

$$LCOE = \frac{AI_0}{Y} + \frac{E_f}{Y} + E_v \quad (4)$$

Au regard de l'équation (4), on constate que le LCOE est la somme de la valeur de l'annuité constante correspondant à l'amortissement financier de l'investissement divisé par la production ($\frac{AI_0}{Y}$), majoré des charges fixes divisé par la production ($\frac{E_f}{Y}$) et des charges variables (E_v). Dans le cas de la géothermie profonde, la valeur du LCOE va être déterminée par le niveau de la puissance installée et du risque afférent au réservoir, ce qui pourra nécessiter de réaliser des tests de sensibilité.

a. Détermination du LCOE en fonction de la puissance installée et du risque

L'analyse du coût actualisé de l'énergie (LCOE) appliquée aux différentes technologies de production de chaleur révèle l'influence majeure de la puissance installée sur la viabilité économique des projets, en particulier pour la géothermie profonde. **Les résultats obtenus indiquent un effet d'échelle particulièrement marqué : plus la puissance installée est importante, plus le LCOE diminue, ce qui renforce la compétitivité des projets de grande envergure.**

Pour une installation géothermique d'une puissance de 12 MW, le LCOE⁵ (coût actualisé de l'énergie) est compris entre 67 €/MWh en cas de risque faible et 70 €/MWh en cas de risque fort. Cette variation relativement modérée, d'environ 4,5 %, montre que le niveau de risque a un impact limité sur le coût de production à cette échelle. En revanche, lorsque la puissance installée diminue, le coût de production augmente nettement. Pour une puissance de 9 MW, le LCOE s'élève entre 83 €/MWh et 86 €/MWh selon le niveau de risque, ce qui correspond à une augmentation d'environ 25 % par rapport à une installation de 12 MW. Cette tendance se confirme encore davantage pour une puissance de 6 MW, où le LCOE atteint entre 114 €/MWh et 119 €/MWh, soit plus du double du coût observé à 12 MW. Ces résultats indiquent que la rentabilité des projets géothermiques est très sensible à la taille de l'installation, rendant les petits projets difficilement viables sans un soutien public ou un mécanisme de tarification adapté.

⁵ Les coûts LCOE présentés dans cette étude correspondent au coût de production seul, hors aide du Fonds Chaleur.

Tableau 5: LCOE d'un doublé en Géothermie profonde, en fonction de la puissance installée et du risque

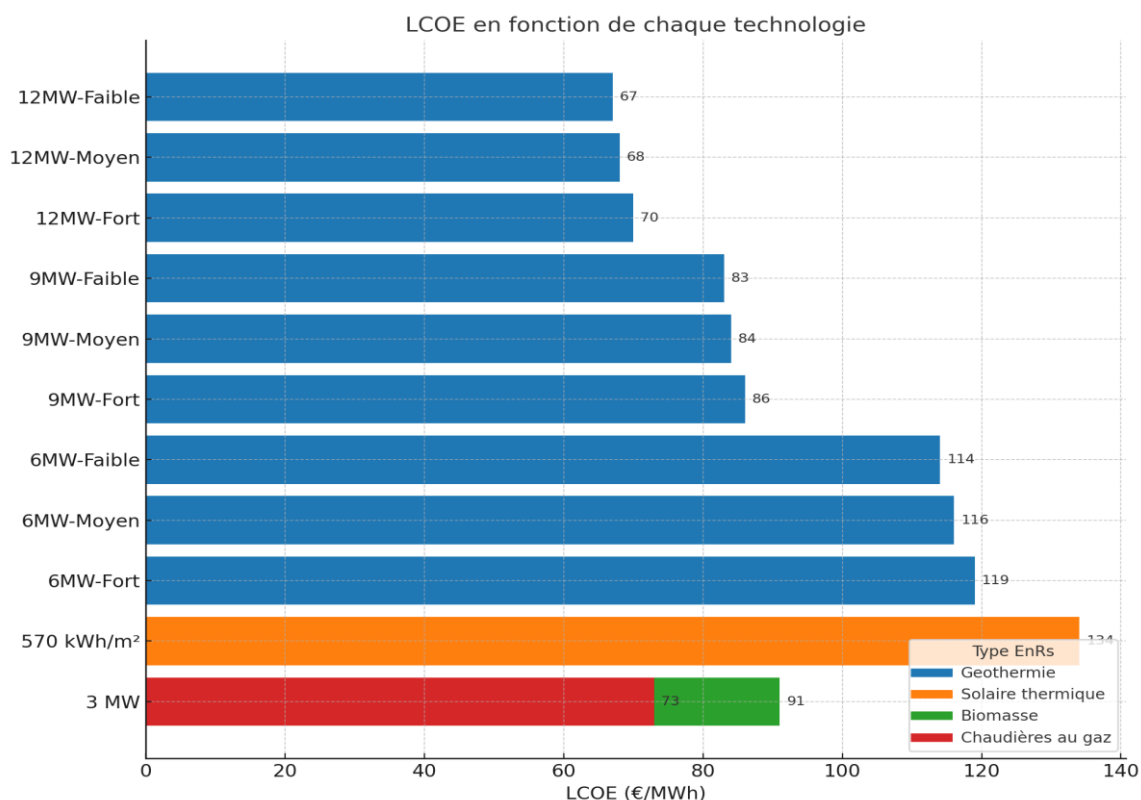
EnRs	PUISSANCE INSTALLÉE	SEGMENTS	RISQUE	TAUX D'INTERET (%)	DUREE DE VIE (ANS)	LCOE €/MWh
Géothermie profonde	12 MW	1	Faible	3	30	67
		2	Moyen	3	30	68
		3	Fort	3	30	70
Géothermie profonde	9 MW	1	Faible	3	30	83
		2	Moyen	3	30	84
		3	Fort	3	30	86
Géothermie profonde	6 MW	1	Faible	3	30	114
		2	Moyen	3	30	116
		3	Fort	3	30	119

Source : Auteurs, estimations faites à partir des données de la CFG (2024) et d'AMORCE (2025)

Comparativement à d'autres technologies (voir Figure 1), la géothermie profonde se distingue positivement. Le solaire thermique, avec un LCOE estimé à 134 €/MWh, reste la technologie la moins compétitive sur le plan économique, malgré son caractère 100 % renouvelable. Les chaudières utilisant la biomasse (91 €/MWh pour 3 MW) et les chaudières au gaz (73 €/MWh pour 3 MW⁶) affichent également des coûts supérieurs à ceux des projets géothermiques de 12 MW.

⁶ Les LCOE des chaudières fonctionnant à la biomasse et au gaz sont calculés sur la base d'une unité de production de 3 MW, ce LCOE étant peu sensible au dimensionnement des unités de production. Ils peuvent de ce fait être comparés avec ceux d'unités de production géothermique de plus grande puissance.

Figure 1: Comparaison des LCOE Géothermie/autres ENR



Source : Auteurs, estimations faites à partir des données de la CFG (2024) et d'AMORCE (2025)

Les résultats de l'analyse mettent en évidence l'importance décisive de la taille des installations dans la compétitivité de la géothermie profonde. À 12 MW, le coût actualisé de l'énergie (LCOE) reste contenu entre 67 et 70 €/MWh, même en cas de risque fort, ce qui en fait une solution plus compétitive que les alternatives fossiles (chaudières au gaz : 73 €/MWh) ou certaines filières renouvelables (biomasse : 91 €/MWh ; solaire thermique : 134 €/MWh). À 9 MW, le LCOE reste relativement compétitif (83–86 €/MWh), bien que l'on observe une augmentation d'environ 25 % par rapport à l'option de 12 MW. En revanche, la compétitivité chute fortement à 6 MW, avec un LCOE atteignant jusqu'à 119 €/MWh, soit près du double du coût observé à 12 MW. Ce constat confirme que la géothermie n'est véritablement viable économiquement qu'à partir d'une certaine échelle.

Ces résultats appellent plusieurs recommandations. Tout d'abord, les projets de grande taille (≥ 9 MW) doivent être prioritaires dans les appels à projets et les stratégies territoriales, car ils permettent d'atteindre des niveaux de LCOE nettement plus bas. Ensuite, pour les projets de plus petite taille (< 9 MW), un accompagnement spécifique s'avère indispensable. Sans soutien public — sous forme de subventions à l'investissement, de contrats pour différence ou de garanties de performance — ces projets risquent de rester non rentables.

Par ailleurs, même si le niveau de risque géologique n'affecte le LCOE que de manière modérée (écart de 2 à 5 €/MWh selon les cas), il constitue un frein majeur pour l'investissement privé. Il est donc nécessaire d'adapter les outils de financement selon ce niveau de risque. Le recours à des mécanismes de couverture tels que les fonds de géothermie ou les partenariats public-privé peut permettre de sécuriser davantage les projets.

Enfin, pour favoriser le déploiement d'installations de grande capacité, la mutualisation des besoins en chaleur à l'échelle de zones industrielles ou de territoires doit être encouragée. Cette mutualisation permet de justifier des projets de plus grande envergure, optimisant ainsi le coût de production de chaleur.

En somme, l'analyse démontre que la géothermie profonde peut représenter une solution de référence pour la décarbonation de la chaleur, à condition de viser des projets d'une taille critique et de mettre en place un cadre de soutien adapté aux plus petites installations et aux niveaux de risque. Ces éléments doivent être intégrés de manière prioritaire dans les politiques publiques de transition énergétique.

b. Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité du LCOE en fonction de la durée de vie des installations géothermiques profondes met en évidence une réduction des coûts lorsque la durée de vie passe de 30 ans⁷ à 45 ans. L'IRENA mentionne toutefois qu'il faut aussi tenir compte de l'augmentation des coûts d'exploitation avec le temps, du fait de l'inflation et de l'accroissement des coûts de maintenance au fil du temps (IRENA, 2017). Les modèles du Département de l'Energie Américain (DOE) incluent une option pour faire croître l'OPEX de 1 % à 2 %, pour tenir compte de l'inflation et des besoins croissants en maintenance (US Department of Energy, 2026). L'hypothèse d'une croissance de l'OPEX repose sur des recommandations établies par des institutions (IRENA, IEA, EIB, DOE) et sur des observations empiriques issues de projets énergétiques à long terme.

L'analyse de sensibilité du coût actualisé de la chaleur (LCOE) en fonction de la puissance installée, du niveau de risque et de la durée de vie des installations géothermiques met en évidence plusieurs enseignements cruciaux pour l'évaluation technico-économique de ces projets.

⁷ Les projets géothermiques profonds nécessitent des interventions accrues après environ 20-30 ans, telles que le nettoyage ou le remplacement de puits ou d'équipements mécaniques.

Tout d'abord, l'allongement de la durée de vie des installations, de 30 à 45 ans, permet une baisse systématique du LCOE dans toutes les configurations étudiées. Cette réduction varie entre 5 et 9 €/MWh selon les cas. Par exemple, pour une installation géothermique de 12 MW avec un risque faible, le LCOE passe de 67 €/MWh à 62 €/MWh lorsqu'on prolonge la durée de vie de 30 à 45 ans. Cet effet est encore plus marqué pour les plus petites installations : à 6 MW et risque fort, le LCOE diminue de 9 €/MWh, passant de 119 €/MWh à 110 €/MWh. Cette évolution s'explique par une meilleure répartition des coûts d'investissement sur une période plus longue, ce qui améliore la rentabilité globale du projet. Ainsi, prolonger la durée d'exploitation apparaît comme un levier économique particulièrement pertinent, surtout pour les projets de plus petite taille. Comme on l'a mentionné précédemment, il faut aussi tenir compte de l'augmentation des coûts d'exploitation que peut induire le vieillissement des équipements. Il peut par exemple être nécessaire de procéder à un rechemisage de l'installation, ce qui se traduit d'une part par un coût d'investissement supplémentaire à assurer à une date dépendant de l'usure des tubages, et par une baisse du rendement du projet du fait du plus faible débit de ces tubes. Ces coûts devraient toutefois être de toute façon inférieurs à ceux assumés sur un projet en début de vie, et donc aboutir à une baisse significative du LCOE.

Tableau 6: Analyse de la Sensibilité du LCOE en fonction de la durée de vie du projet

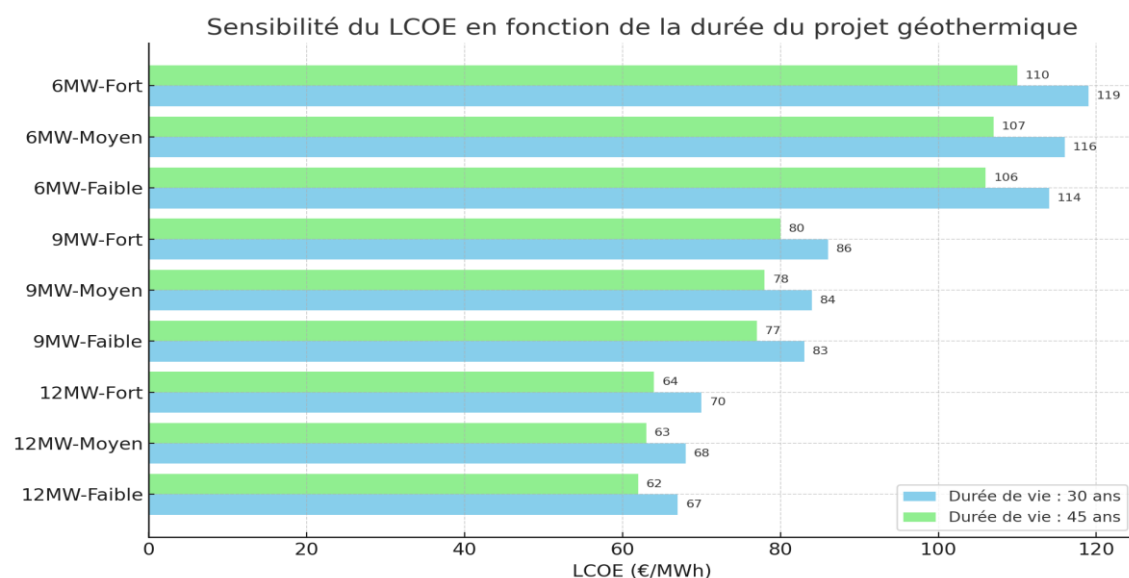
PUISSANCE(M)	SEGMENTS	RISQUE	TAUX D'INTERET (%)	FACTEUR CHARGE (%)	LCOE €/MWh	LCOE €/MWh
					30 ans	45 ans
12	1	Faible	3	40	67	62
	2	Moyen	3	40	68	63
	3	Fort	3	40	70	64
9	1	Faible	3	40	83	77
	2	Moyen	3	40	84	78
	3	Fort	3	40	86	80
6	1	Faible	3	40	114	106
	2	Moyen	3	40	116	107
	3	Fort	3	40	119	110

En parallèle, l'impact du risque sur le coût de production est clairement mis en évidence. À puissance constante, le passage d'un niveau de risque faible à un niveau fort entraîne une hausse du LCOE de l'ordre de 2 à 6 €/MWh. Par exemple, pour une installation de 12 MW sur 30 ans, le LCOE s'élève de 67 €/MWh à 70 €/MWh lorsque le risque passe de faible à fort. De

la même manière, à 9 MW, le LCOE croît de 83 €/MWh à 86 €/MWh sous l'effet de l'augmentation du risque. Ces écarts confirment que le risque géologique, technique ou financier constitue un facteur déterminant dans la viabilité économique des projets. Il ressort de ces observations la nécessité de mettre en place des dispositifs de gestion et de mutualisation du risque, tels que des fonds de garantie ou des mécanismes assurantiels, afin de préserver la compétitivité de la filière.

Enfin, la taille des installations exerce un effet majeur sur le LCOE. Plus la puissance installée est faible, plus le coût unitaire de la chaleur produite est élevé. Cette tendance est manifeste : pour une durée de vie de 30 ans et un risque moyen, le LCOE s'établit à 84 €/MWh pour un projet de 9 MW, contre seulement 68 €/MWh pour un projet de 12 MW. L'écart est encore plus marqué à plus petite échelle, puisque le LCOE atteint 116 €/MWh pour une installation de 6 MW. Ces différences s'expliquent par une moins bonne dilution des coûts fixes dans les petits projets, soulignant l'importance des économies d'échelle pour atteindre la compétitivité.

Figure 2: Analyse de Sensibilité- illustration graphique



Ces résultats appellent plusieurs recommandations. Il apparaît d'abord pertinent, lorsque cela est techniquement possible, de viser une durée de vie de 45 ans pour les installations géothermiques. En effet, cette prolongation permet de réduire le coût de production de la chaleur de 5 à 9 €/MWh, sans nécessiter de dépenses additionnelles majeures, comme l'illustre la baisse du LCOE observée dans toutes les configurations étudiées.

Dans le même temps, il est essentiel de mettre en œuvre des mécanismes robustes de réduction du risque. Bien que l'impact du risque sur le LCOE reste modéré (de l'ordre de 2 à 6

€/MWh selon la puissance), il peut freiner les décisions d'investissement. La réalisation d'études préalables approfondies, ainsi que la souscription d'assurances adaptées ou le recours à des fonds de garantie, constituent des leviers indispensables pour sécuriser la faisabilité des projets.

Par ailleurs, les projets de taille moyenne à grande, à partir de 9 MW, offrent un meilleur équilibre entre rentabilité et exposition au risque. À titre d'exemple, à durée de vie de 30 ans et risque moyen, le LCOE s'établit à 84 €/MWh pour une installation de 9 MW, contre 116 €/MWh pour une installation de 6 MW. Ces écarts significatifs soulignent que les petites installations restent plus coûteuses à exploiter en raison d'une moins bonne dilution des coûts fixes. Les projets de 6 MW pourraient donc bénéficier de dispositifs de soutien spécifiques, notamment lorsqu'ils présentent un intérêt local ou environnemental particulier.

Une modulation des aides publiques en fonction de la taille, de la durée de vie et du profil de risque permettrait ainsi de mieux orienter les financements vers les projets les plus fragiles économiquement, tout en favorisant l'émergence de projets compétitifs à grande échelle.

En somme, cette analyse montre que la compétitivité de la géothermie profonde repose sur trois leviers principaux : la durée de vie des installations, la maîtrise du risque et l'optimisation de la puissance installée. L'action combinée sur ces dimensions constitue un fondement solide pour orienter les investissements et les politiques publiques en faveur de cette technologie bas carbone.

III. Analyse financière d'un projet de Géothermie profonde

Il s'agit maintenant d'évaluer la performance financière d'un projet de géothermie profonde, dont on disposait déjà d'une approche économique par la comparaison réalisée à partir des LCOE des différentes technologies de production de chaleur. Cette analyse financière permet d'évaluer la rentabilité d'un projet, soit sa capacité à générer des bénéfices et à créer de la valeur pour ses investisseurs, et à réaliser une comparaison selon ces critères avec les autres Energies Renouvelables.

III.1. Méthodologie et hypothèses

Pour évaluer la performance financière d'un projet de géothermie profonde, trois indicateurs peuvent être retenus : la valeur actuelle nette (VAN) d'un projet, son taux de rentabilité interne (TRI) et son temps de retour sur investissement. Cette évaluation doit tenir compte des prix de vente de la chaleur, tout en intégrant la concurrence ou la complémentarité des autres sources d'énergies renouvelables telles que la biomasse et le solaire thermique.

La valeur actuelle nette (VAN) d'un projet est un indicateur utilisé par les investisseurs pour déterminer si le projet peut atteindre un certain taux de rendement fixé à priori. Il s'agit donc d'identifier les projets susceptibles de générer une valeur supérieure au coût de l'investissement : si la VAN est positive ($VAN > 0$), l'investissement est rentable. Si la VAN est négative ($VAN < 0$), l'investissement n'est pas suffisamment rentable pour atteindre le taux de rendement fixé par les investisseurs. Si la VAN est nulle ($VAN = 0$), le projet est juste à l'équilibre financier.

La VAN est formulée par l'équation suivante :

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (5)$$

Avec R_t , le flux de trésorerie net à l'année t ; r le taux d'actualisation ; N , durée du projet (en années) et I_0 , investissement initial

Le taux de rentabilité interne (TRI) constitue une métrique financière-clé employée pour évaluer l'efficacité d'un investissement. Il est défini comme le taux d'actualisation qui annule la différence entre la VAN des flux de trésorerie futurs générés par un investissement et le coût initial de cet investissement. En d'autres termes, il s'agit du taux d'actualisation (r) qui annule la Valeur Actuelle Nette du projet.

Le TRI est particulièrement utile dans le cadre de la comparaison de plusieurs projets ou opportunités d'investissement. Il offre un moyen standardisé d'évaluer la rentabilité, indépendamment de la taille de l'investissement ou de sa durée du projet. Un TRI plus élevé indique une meilleure rentabilité potentielle, rendant cet indicateur crucial pour la prise de décision stratégique en matière d'investissement. Mathématiquement, il est défini par l'équation suivante:

$$\sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0 \quad (6)$$

Enfin, le temps de retour sur investissement (TR) est un indicateur financier qui permet de mesurer le temps nécessaire pour récupérer le montant investi dans un projet. Il faut pour cela analyser les flux de trésorerie générés par le projet en question. Si les flux de trésorerie sont constants chaque année comme dans le cadre de cette étude, on obtient :

$$Tempsderetour = \frac{I_0}{R_t} \quad (7)$$

L'évaluation des indicateurs économiques a été menée sur la base de plusieurs hypothèses de

Encadré 1 : VAN, TRI et temps de retour: quel critère utiliser ?

Les notions de *VAN*, *TRI* et de temps de retour (*TR*) sont utilisées souvent indistinctement dans l'analyse financière mais peuvent aboutir à des diagnostics différents.

La *VAN* permet à un investisseur de déterminer si un projet est rentable, au regard d'un taux d'actualisation qui est souvent fixé en fonction du coût de ses ressources financières. Par contre elle ne permet pas de comparer la rentabilité de projets d'échelle différentes, et elle dépend du taux d'actualisation retenu. Si pour la géothermie l'échelle des projets est souvent similaire, et le coût des ressources financières proches, cela peut poser problème dans d'autres contextes.

Le *TRI* est un instrument plus précis dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet, et il aboutit aussi à une règle simple puisqu'il peut être comparé au coût des ressources financières de l'investisseur- le taux d'intérêt qu'il doit servir à ses créanciers. Par contre son calcul peut être plus complexe à faire...mais les tableurs le font maintenant très bien.

Le *TR* donne une idée très concrète à l'investisseur sur le moment où « il pourra récupérer sa mise ». Il aboutira à privilégier des projets avec des profils de revenus élevés et rapides au détriment de profils de revenus plus faibles et progressifs sur une plus longue période. Cela est très sensible dans le domaine des énergies renouvelables, pour lesquelles les gains de revenu sont étalés dans le temps avec des dépenses initiales d'investissement élevées. On peut ajouter que le *TR* dans sa version la plus simple ignore l'actualisation des flux de revenu futur, en sous estimant ainsi le temps de récupération de l'investissement.

En ce qui concerne les indicateurs économiques retenus pour l'évaluation financière de la géothermie profonde, plusieurs hypothèses ont été posées sur le prix de vente de la chaleur⁸. Chacune d'entre elle représente des configurations variées de réseaux de chaleur et de mix énergétiques, en suivant les données de référence du réseau AMORCE (Martinand, T. 2025). Dans un premier temps, une analyse de référence a été réalisée en considérant un prix moyen de vente de la chaleur fixé à 108 €/MWh, indépendamment du taux d'énergies renouvelables (EnR) intégré au réseau ou de la source énergétique majoritaire. Ce scénario de base permet de poser un cadre d'analyse neutre et généralisable.

Par la suite, des scénarios spécifiques ont été élaborés en fonction du taux d'EnR présent dans les réseaux de chaleur. Trois cas ont ainsi été distingués :

⁸ A noter que le prix de vente de la chaleur considérée dans cette étude inclus sa production et sa distribution dans le réseau.

- Pour les réseaux affichant un taux d'EnR supérieur ou égal à 50 %, le prix moyen de vente observé est de 103,4 €/MWh ;
- Pour les réseaux dont le taux d'EnR est inférieur à 50 %, ce prix moyen s'élève à 118,2 €/MWh ;
- Enfin, lorsque le taux d'EnR se situe entre 50 % et 75 %, le prix atteint en moyenne 109,8 €/MWh.

Une attention particulière a également été portée au contexte régional, notamment dans la région Centre-Val de Loire. Le prix moyen de vente de la chaleur y est estimé à 109,7 €/MWh. Cette valeur constitue un point de référence pertinent pour évaluer la viabilité locale d'un projet géothermique.

Enfin, l'analyse a intégré une comparaison selon la source d'énergie majoritaire utilisée dans les réseaux de chaleur, permettant ainsi de situer la compétitivité de la géothermie par rapport aux autres sources thermiques renouvelables. Les coûts moyens de vente (CEM) relevés sont de 110 €/MWh pour la géothermie, et de 109,5 €/MWh pour la biomasse.

Ces différentes hypothèses de prix offrent un cadre complet pour analyser la rentabilité financière d'un projet géothermique et sa sensibilité en fonction des réalités économiques propres aux réseaux de chaleur et à leur composition énergétique.

III.2. Résultats financiers

a. Performance financière globale de la Géothermie Profonde

Les résultats présentés dans le tableau 7 montrent que la rentabilité des projets de géothermie profonde dépend fortement de trois facteurs clés : **la puissance installée, le niveau de risque associé au projet et le prix de vente de la chaleur.**

• Influence de la puissance installée

L'analyse met en évidence l'influence déterminante de la puissance installée sur la performance économique des projets géothermiques. Les installations de 12 MW se distinguent nettement par leur rentabilité élevée : elles affichent des valeurs actuelles nettes (VAN) pouvant atteindre +42 M€, des taux de rentabilité interne (TRI) compris entre 11 % et 16 %, et des délais de récupération situés entre 6 ans et 8 ans. En comparaison, les projets de 9 MW conservent une rentabilité jugée acceptable, mais plus vulnérable : les TRI varient entre 7 % et 11 %, avec des délais de retour sur investissement pouvant atteindre 12 ans. Ces projets deviennent particulièrement sensibles aux conditions de risque et aux niveaux de valorisation. Enfin, les projets de 6 MW se révèlent majoritairement non rentables : ils présentent des VAN négatives, des TRI

faibles (entre 0 % et 4 %), et des délais de récupération souvent supérieurs à 20 ans. Dans ces conditions, ils ne peuvent être envisagés sans un soutien public conséquent pour franchir les seuils d'investissement acceptables.

- **Impact du niveau de risque**

L'analyse met en évidence une dégradation progressive de la performance financière à mesure que le niveau de risque s'élève, passant d'un niveau faible à un niveau fort, et ce, quelle que soit la puissance installée ou le scénario de prix envisagé. Cette tendance se manifeste par une baisse marquée de la valeur actuelle nette (VAN), pouvant atteindre jusqu'à 5 millions d'euros entre un scénario de risque faible et un scénario de risque fort à prix équivalent. Parallèlement, le taux de rentabilité interne (TRI) diminue de 1 à 2 points de pourcentage, tandis que le délai de récupération du capital investi s'allonge significativement. Ces évolutions réduisent sensiblement l'attractivité des projets pour les investisseurs. Dans ce contexte, la mise en place de mécanismes robustes de gestion et de mutualisation du risque, en particulier lors de la phase de forage, apparaît indispensable pour sécuriser les investissements et favoriser le développement de tels projets.

- **Sensibilité aux prix de vente de la chaleur**

L'analyse révèle une forte sensibilité de la rentabilité des projets géothermiques au prix de vente de la chaleur. Lorsque ce prix dépasse les 110 €/MWh, la performance économique s'améliore nettement : les taux de rentabilité interne (TRI) augmentent de 2 à 4 points de pourcentage, et les valeurs actuelles nettes (VAN) peuvent croître jusqu'à 10 millions d'euros. À l'inverse, un prix de 103,4 €/MWh détériore significativement tous les indicateurs de rentabilité, notamment pour les projets de faible puissance ou exposés à un niveau de risque élevé. Le prix moyen observé dans la région Centre-Val de Loire, soit 109,7 €/MWh, semble suffisant pour garantir la viabilité de projets de 12 MW. En revanche, les projets de 9 MW demeurent économiquement viables uniquement si le niveau de risque est maîtrisé ou si le prix de vente est légèrement supérieur à la moyenne régionale. Quant aux projets de 6 MW, ils apparaissent non rentables en l'absence d'un soutien externe ciblé, soulignant ainsi la nécessité d'un accompagnement spécifique pour les plus petites installations.

Globalement, la présente analyse démontre que le modèle économique de la géothermie profonde est viable dans un cadre bien structuré, combinant puissance suffisante, prix de chaleur adapté et gestion active des risques. Les résultats constituent un plaidoyer pour une politique énergétique ambitieuse, fondée sur une structuration fine des projets et des dispositifs d'accompagnement ajustés.

Tableau 7: Performance financière de la Géothermie Profonde, comparaison avec les autres EnRs : VAN

VALEUR ACTUELLE NETTE

EnRs	Puissance-Risque	Prix de vente moyen au niveau national 108 €/MWH	Prix de vente selon l'énergie majoritaire CEM €/MWH	Prix de vente pour les RDC avec un taux EnR≥50% 103,4 €/MWH	Prix de vente pour les RDC avec un taux EnR<50% 118,2 €/MWH	Prix de vente pour les RDC avec un taux 50<EnR<75% 109,8 €/MWH	Prix de vente moyen en région CVDL 109,7 €/MWH
Géothermie	12MW-Faible	33826224	35474543	30035091	42232649	35309711	35227295
	12MW-Moyen	33232974	34881293	29441841	41639399	34716461	34634045
	12MW-Fort	31679724	33328043	27888591	40086149	33163211	33080795
	9MW-Faible	15632267	16868507	12788918	21937087	16744883	16683071
	9MW-Moyen	15039018	16275257	12195668	21343837	16151633	16089821
	9MW-Fort	13485768	14722007	10642418	19790587	14598383	14536571
	6MW-Faible	-2561688	-1737529	-4457255	1641524	-1819945	-1861153
	6MW-Moyen	-3154938	-2330779	-5050505	1048274	-2413195	-2454403
	6MW-Fort	-4708188	-3884029	-6603755	-504976	-3966445	-4007653
Biomasse	3 MW	2087419	2268380	1532491	3317927	2304571	2292505
Solaire thermique	570 kWh/m ²	-141243	.	-166191	-85925	-131481	-132023

Sources : Auteurs, estimations faites à partir des données de la CFG (2024), d'AMORCE (2024) et ADEME (2024) pour les autres

Tableau 8: Performance financière de la Géothermie Profonde et comparaison avec les autres ENRs : TRI et Temps de retour

TAUX DE RENTABILITE INTERNE							
EnRs	Puissane- risque	Prix de vente moyen au niveau na- tional 108 €/MWH	Prix de vente selon l'éner- gie majori- taire CEM €/MWH	Prix de vente pour les RDC avec un taux EnR≥50% 103,4 €/MWH	Prix de vente pour les RDC avec un taux EnR<50% 118,2 €/MWH	Prix de vente pour les RDC avec un taux 50<EnR<75% 109,8 €/MWH	Prix de vente moyen en région CVDL 109,7 €/MWH
Géo- thermie	12MW- Faible	14%	14%	13%	16%	14%	14%
	12MW- Moyen	14%	14%	12%	16%	14%	14%
	12MW- Fort	12%	13%	11%	15%	13%	13%
	9MW- Faible	9%	9%	8%	11%	9%	9%
	9MW- Moyen	8%	9%	7%	10%	9%	9%
	9MW-Fort	8%	8%	7%	9%	8%	8%
	6MW- Faible	2%	2%	1%	4%	2%	2%
	6MW- Moyen	2%	2%	1%	3%	2%	2%
	6MW-Fort	1%	1%	0%	3%	1%	1%
Bio- masse	3 MW	9%	10%	8%	12%	10%	10%
Solaire ther- mique	570 kWh/m ²	1%	.	1%	2%	1%	1%

TEMPS DE RETOUR							
EnRs	Puissance- risque	108 €/MWH	CEM €/MWH	103,4 €/MWH	118,2 €/MWH	109,8 €/MWH	109,7 €/MWH
Geo- thermie	12MW- Faible	7,0	6,8	7,6	6,1	6,8	6,8
	12MW- Moyen	7,2	7,0	7,8	6,2	7,0	7,1
	12MW- Fort	7,8	7,6	8,4	6,7	7,6	7,6
	9MW- Faible	10,5	10,2	11,5	8,9	10,2	10,2
	9MW- Moyen	10,9	10,5	11,9	9,2	10,5	10,6
	9MW-Fort	11,8	11,4	12,9	9,9	11,4	11,4
	6MW- Faible	23,0	21,8	26,3	17,9	21,9	21,9
	6MW- Moyen	23,7	22,5	27,2	18,5	22,6	22,7
	6MW-Fort	25,8	24,4	29,5	20,1	24,5	24,6
Bio- masse	3 MW	9	9	10	7	9	9
Solaire ther- mique	570 kWh/m ²	.	.	.	.	.	.

Au regard des résultats obtenus, plusieurs recommandations peuvent être formulées pour améliorer la rentabilité et favoriser le développement des projets géothermiques.

Il apparaît tout d'abord essentiel de **prioriser les projets de grande puissance supérieurs à 9MW**, qui présentent des performances économiques nettement plus solides. Ces projets génèrent des valeurs actuelles nettes élevées, des taux de rentabilité interne compétitifs, et des délais de retour sur investissement raisonnables, y compris en présence d'un niveau de risque élevé. À l'inverse, les projets de faible puissance, notamment ceux de 6 MW, se révèlent

globalement non rentables et ne devraient être envisagés qu'en présence de **mécanismes de soutien importants** ou d'une valorisation énergétique complémentaire.

Par ailleurs, l'étude met en évidence l'impact négatif du **niveau de risque sur la performance financière**. Il est donc recommandé de mettre en place des instruments de réduction et de couverture du risque, tels que des **fonds de garantie, des aides publiques ciblées pour le forage, ou des mécanismes de mutualisation**. Ces outils sont indispensables pour sécuriser les investissements et encourager l'essor de la filière.

Une autre piste d'action concerne le **prix de vente de la chaleur**, dont le niveau est déterminant pour la viabilité des projets. Il est recommandé de soutenir ou garantir un prix de vente **supérieur ou égal à 110 €/MWh**, seuil au-delà duquel les projets deviennent nettement plus rentables, même dans un contexte de risque accru. Des **mécanismes tarifaires incitatifs** ou des **subventions d'exploitation** peuvent être envisagés à cette fin.

Enfin, il est opportun de **concentrer les efforts dans les régions où les prix de vente de la chaleur sont naturellement élevés**, comme en Centre-Val de Loire. Ce ciblage territorial permettrait d'optimiser l'allocation des ressources publiques et de maximiser les chances de succès économique des projets géothermiques.

b. Comparaison avec les autres EnRs

La comparaison des performances financières de la géothermie profonde peut se réaliser par comparaison avec les autres Energies Renouvelables, toujours au regard des trois indicateurs financiers retenus.

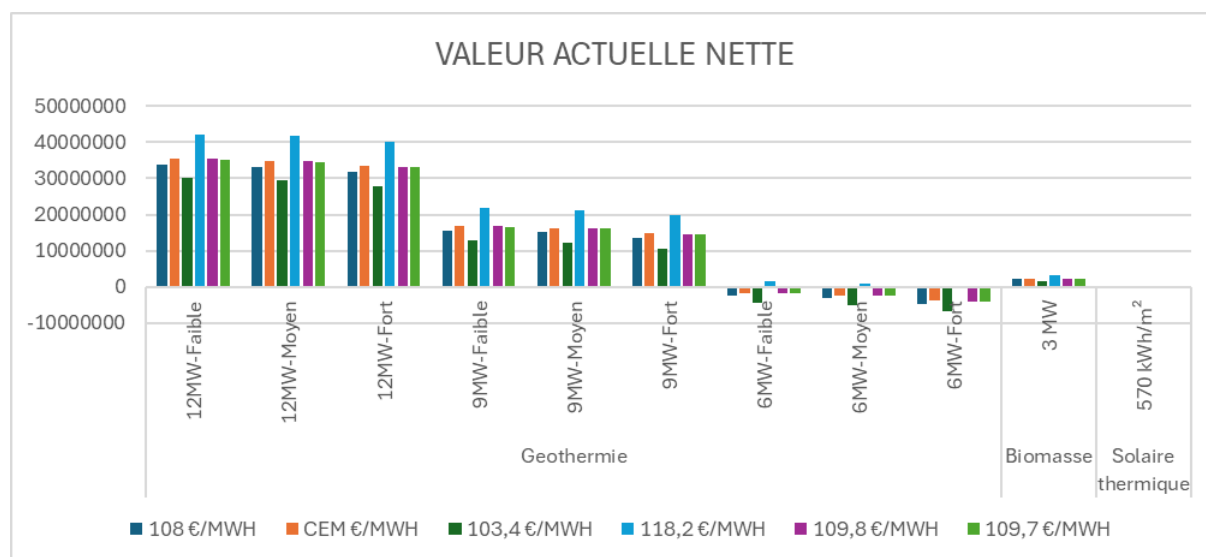
- **Valeur Actuelle Nette (VAN)**

La géothermie de 12 MW se démarque nettement par sa rentabilité, affichant une valeur actuelle nette (VAN) largement positive dans tous les scénarios de risque, même les plus défavorables. Elle atteint un pic à 42,8 millions d'euros lorsque le prix de vente de la chaleur s'établit à 118,2 €/MWh. Même en contexte de risque élevé, le projet conserve une VAN supérieure à 27 millions d'euros, attestant de sa robustesse économique. La géothermie de 9 MW, quant à elle, présente également des perspectives solides, avec une VAN positive variant entre 10 et 21 millions d'euros selon les conditions, bien qu'elle se révèle un peu plus sensible aux variations de risque.

À l'inverse, la géothermie de 6 MW montre des résultats plus mitigés. Sa VAN demeure faible, voire négative, dans les scénarios de risque moyen ou fort, et ne devient véritablement positive qu'en cas de prix élevé, à 118,2 €/MWh, ce qui révèle la fragilité économique de cette

configuration sans soutien externe ou conditions de marché très favorables. Le projet biomasse de 3 MW offre une VAN modérément positive, oscillant entre 2 et 3 millions d’euros, traduisant un modèle économique stable à petite échelle. Enfin, le solaire thermique se distingue par une VAN négative dans tous les cas de figure, confirmant son absence de rentabilité financière dans les conditions actuelles.

Figure 3: Comparaison avec les autres ENRs- Valeur Actuelle Nette

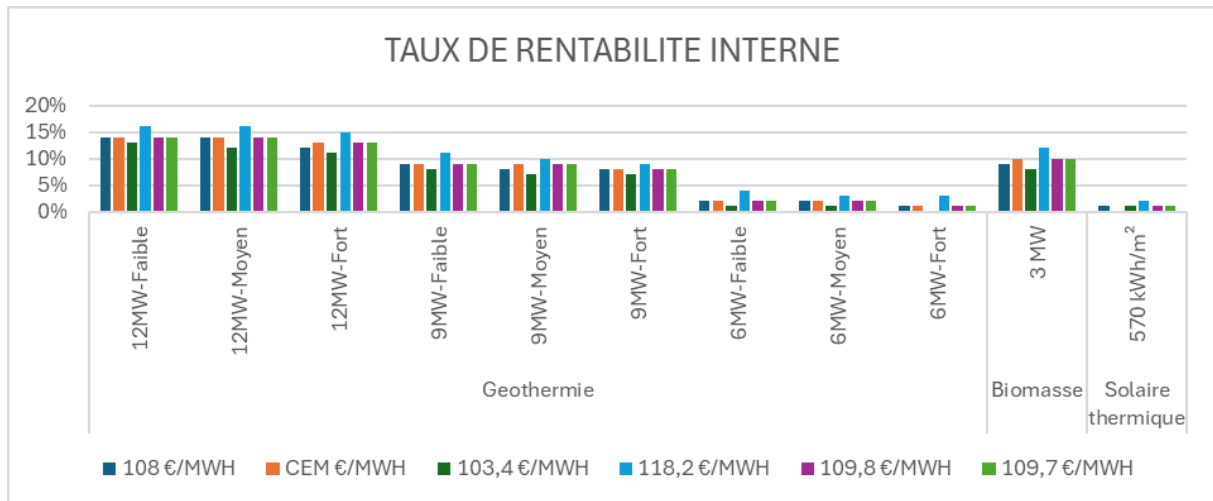


- **Taux de Rentabilité Interne (TRI)**

Le taux de rentabilité interne (TRI) confirme la hiérarchie observée avec la VAN. Le projet géothermique de 12 MW se distingue avec des TRI particulièrement attractifs, compris entre 11 et 16 % selon les scénarios, dépassant largement les seuils habituellement requis pour les investissements énergétiques, souvent situés autour de 10 à 12 %. Ces résultats soulignent l’attractivité et la solidité de ce projet, même dans un contexte d’incertitude. La géothermie de 9 MW présente également des TRI intéressants, oscillant entre 7 et 11 %, ce qui la positionne comme une option crédible, surtout dans des conditions de risque faible ou modéré.

En revanche, la configuration de 6 MW affiche un TRI très faible, compris entre 0 et 4 %, insuffisant pour justifier un investissement sans soutien public ou mécanisme de prix garanti sur le long terme. Du côté de la biomasse, le TRI se situe entre 8 et 12 %, ce qui en fait une alternative pertinente pour des projets de plus petite envergure, avec une bonne résistance face aux risques. À l’opposé, le solaire thermique enregistre des TRI très bas, de l’ordre de 1 à 2 %, confirmant son faible attrait économique dans les conditions actuelles.

Figure 4: Comparaison avec les autres EnRs-Taux de rentabilité interne

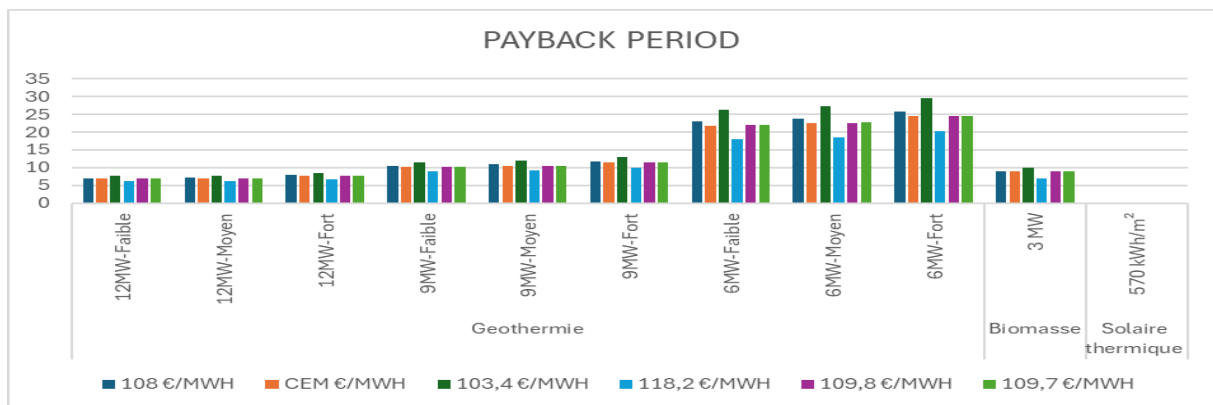


- **Temps de retour sur investissement**

En matière de délai de récupération de l'investissement, la géothermie de 12 MW se démarque nettement, avec une période de retour rapide, située entre 7 et 8 ans selon le niveau de risque. Un tel délai est particulièrement court pour un projet de cette ampleur, renforçant ainsi son attractivité auprès des investisseurs. La géothermie de 9 MW affiche également un délai de retour raisonnable, compris entre 9 et 12 ans, ce qui la positionne comme une option encore intéressante, même si elle est légèrement moins performante.

En revanche, la géothermie de 6 MW présente des délais beaucoup trop longs, allant de 18 à 25 ans, rendant le projet peu séduisant pour des acteurs privés. La biomasse, de son côté, enregistre une durée de retour sur investissement similaire à celle du projet géothermique de 9 MW, soit entre 7 et 10 ans, ce qui confirme sa viabilité économique. Pour le solaire thermique, aucune donnée n'est disponible concernant le délai de retour, laissant penser que le projet ne génère pas de flux nets positifs suffisants pour couvrir l'investissement initial sur la période étudiée.

Figure 5: Comparaison avec les autres EnRs-Temps de retour



IV. Description des dispositifs de soutien financier à la Géothermie profonde

Comme on l'a vu dans la partie précédente, si la viabilité de la géothermie profonde est assurée dans un grand nombre de cas de figure, son déploiement dans des territoires où elle n'est pas implantée nécessite un soutien public, permettant aux opérateurs de mieux supporter le risque inhérent à l'utilisation du sous-sol. Cet enjeu fondamental pour le déploiement de la chaleur renouvelable et de sa récupération n'a pas échappé aux pouvoirs publics, à travers les stratégies environnementales et énergétiques françaises (PPE, LPEC) et européennes (Pacte Vert Européen). Pour soutenir le développement de la chaleur par géothermie profonde et d'autres énergies renouvelables en France, les pouvoirs publics ont dressé un cadre réglementaire porté par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à la politique climatique et énergétique. La France s'est fixée un objectif de neutralité carbone en 2050, afin de répondre à l'urgence climatique et à l'Accord de Paris. Pour atteindre cet objectif, des mesures financières ont été mises en place pour favoriser la production de la chaleur renouvelable par géothermie profonde ou par d'autres sources d'énergie renouvelables. Ces incitations financières permettent à la chaleur renouvelable d'être compétitive par rapport à celle produite à partir d'énergies conventionnelles. Il s'agit du Fonds Chaleur renouvelable, du Fonds de garantie géothermie, ainsi que de l'application d'un taux de TVA attractif.

a. Fonds Chaleur renouvelable

L'un des leviers financiers pour le développement de la Géothermie profonde est le Fonds de Chaleur renouvelable lancé en 2009 et géré par l'ADEME. Ce fonds apporte des subventions à la production de chaleur par les énergies renouvelables. Il vise à soutenir les projets de production de chaleur à partir d'énergies renouvelables et de récupération d'énergie (EnR&R) ainsi que les réseaux de chaleur liés à ces installations et dans certaines conditions la production de froid renouvelable. Ce Fonds Chaleur ADEME s'inscrit dans le cadre de la loi TEPCV et de ses objectifs de 32% d'Énergies renouvelables (EnR) et de multiplication par 5 de la quantité d'Énergies Renouvelables et de Récupération (EnR&R) livrées par les réseaux de chaleur et de froid d'ici 2030.

Plus précisément, le Fonds Chaleur a pour objectifs de : (1) financer les projets de production de chaleur à partir d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) ainsi que les réseaux de chaleur liés à ces installations, (2) favoriser l'emploi et l'investissement dans ces différents secteurs d'activité et (3) d'expérimenter de nouveaux champs pour une meilleure mobilisation des EnR&R, en vue de leur généralisation.

Ce fonds propose des aides à l'investissement sous la forme des subventions qui peuvent atteindre 50% des investissements pour les réseaux de chaleur et de froid, 45% des investissements pour les énergies renouvelables comme la géothermie profonde, et 30% des investissements pour la récupération de chaleur. En plus, les PME peuvent bénéficier d'un bonus de 10 à 20%. Il est aussi possible qu'en plus de ces subventions, l'ADEME apporte un soutien financier lié aux études et au conseil.

b. Fonds de garantie géothermie profonde

La raison d'être du Fonds de garantie géothermie vient du fait que l'investissement dans une installation géothermique et sa durée d'amortissement sont en général élevés. En plus, la réussite d'un projet de géothermie dépend des caractéristiques de la ressource géothermale. Le fonds de garantie permet de couvrir le risque pris par le maître d'ouvrage d'installations géothermiques ou par son délégataire.

C'est un dispositif incitatif assurantiel qui couvre le risque à « court terme » de ne pas obtenir une ressource géothermique aux caractéristiques du débit et de température suffisante, et le risque « long terme » de voir cette ressource diminuer ou disparaître avant l'amortissement des installations, ainsi que les risques de sinistres affectant les puits, les matériels et les équipements de la boucle géothermale. Il est géré par la SAF-Environnement, sur la base d'une convention avec l'ADEME.

Le fonds de garantie géothermie a été redimensionné depuis 2024 avec une meilleure prise en charge des risques pour la garantie « courte terme » avec notamment :

- L'accompagnement possible des études de dérisking (si demande préalable) avec une indemnisation de 80% (assiette entre 200k€ et 1M€) en cas de conclusions négatives ou d'échec des forages afin d'accompagner la réalisation d'acquisition complémentaires (géophysiques, géologiques...) ;
- Un taux de garantie de 90% sur la réalisation du doublet et sur toute la France métropolitaine (ce montant était limité auparavant à 65% au niveau national avec un abondement de 25% de la région Ile-de-France et uniquement sur le premier forage) ;
- Une assiette d'indemnisation maximum de 3 M€ / km foré avec un plafond d'assiette de 9 M€ par puits.

La garantie concerne les projets avec une composante chaleur (peut concerner de la co-production). Les cotisations au fonds « court terme » sont fonction du segment de risque (segment 1 : 5% du montant garanti, segment 2 : 10% et segment 3 : 15%).

Pour la garantie « long terme », le montant de la cotisation est de 35k€ avec un plafond d'indemnisation cumulé sur la durée de la convention de 1,7 M€ (franchise de 156 465,59€, indexation TP04 valeur au 10/24 de 130,9). La durée de la garantie⁹ « long terme » est de 20 ans (renouvelable sur 10 ans) à compter de la date de fin des travaux.

c. Taux de TVA attractive (5,5%)

En plus de l'utilisation des Fonds susmentionnés, les réseaux de chaleur alimentés à plus de 50% par les énergies renouvelables ont la possibilité de bénéficier d'une TVA attractive au taux de 5.5%. Cette TVA à taux réduit de 5,5 % est une mesure fiscale incitative qui s'applique à certains biens et services. Elle permet de réduire la charge fiscale des ménages et des entreprises pour des achats ou des travaux liés à la rénovation énergétique, et notamment l'installation d'une pompe à chaleur géothermique. Cela permet de réduire significativement les coûts liés à l'installation et cela encourage les propriétaires à opter pour une solution de chauffage plus respectueuse de l'environnement. Elle s'applique principalement pour les particuliers à la Géothermie de surface, mais elle concerne aussi la Géothermie profonde.

L'ensemble de ces dispositifs publics sont à même de permettre à la France d'atteindre ses objectifs de déploiement de la Géothermie profonde dans les années à venir, notamment par leurs capacités à permettre le « dérisking » de ces opérations et de conforter leur viabilité économique et financière.

⁹ en cours de validation

**DEUXIÈME PARTIE : ÉVALUATION DE
L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL D'UN
PROJET DE GÉOTHERMIE PROFONDE**

L'objet de cette deuxième partie est d'aller au-delà du seul examen des indicateurs économiques et financiers relatifs à la géothermie profonde pour évaluer son impact environnemental global, qui n'est pas complètement pris en compte par ces seuls indicateurs. En effet les différentes techniques de production d'énergie, renouvelables comme non renouvelables, peuvent avoir des effets environnementaux non négligeables, au-delà de leur seul périmètre d'actions. Ce type d'impact est évalué à travers des analyses de cycles de vie, qui s'avèrent être des outils de mesure très précieux, et dont on verra qu'ils produisent des résultats favorables à la géothermie, même par comparaison avec d'autres EnR.

I. Objectifs d'une évaluation environnementale de la Géothermie profonde

L'évaluation de l'impact environnemental d'un projet de géothermie profonde vise à analyser de manière rigoureuse les effets directs et indirects de l'exploitation de cette ressource sur l'environnement et les populations locales. Cette démarche repose sur une étude approfondie des différentes phases du projet, depuis le forage des puits jusqu'à l'exploitation et la gestion des rejets. L'objectif principal est d'identifier, quantifier et, dans la mesure du possible, atténuer les impacts potentiels sur les écosystèmes, les ressources en eau, la qualité de l'air, l'occupation des sols et la biodiversité.

Parmi les enjeux majeurs figurent la gestion des risques sismiques induits par l'injection et l'extraction de fluides (ce risque concerne toutefois principalement les réservoirs fracturés de socle), les possibles interactions avec les nappes phréatiques, ainsi que les émissions de gaz dissous, tels que le CO₂ ou le H₂S. L'analyse prend également en compte la consommation de matériaux et d'énergie, ainsi que les nuisances sonores et visuelles associées au chantier et aux infrastructures.

En fournissant une évaluation détaillée des externalités environnementales, une Analyse de Cycle de Vie (ACV) (cf. encadré n°2) permet d'orienter la conception d'un projet vers des solutions plus durables, d'assurer sa conformité aux réglementations en vigueur et de renforcer son acceptabilité sociale. Elle contribue ainsi à optimiser la rentabilité écologique et économique de la géothermie profonde, en favorisant une exploitation responsable de cette source d'énergie renouvelable.

Encadré n°2 L'analyse de cycle de vie- Méthodologie

Une analyse de Cycle de Vie (ACV, Life Cycle Analysis (LCA) en anglais) a pour objectif de mesurer tous les impacts environnementaux d'un projet, de ses composants matériels (en amont) à sa fin de vie (en aval), en passant par son exploitation sur l'ensemble de sa durée de vie.

La réalisation d'une ACV se fait dans un cadre rigoureux selon une méthodologie définie par les normes internationales ISO 14040:2006 et ISO 14044:2006. Elle se réalise en 4 phases : (1) la définition de l'objectif et du champ de l'étude, (2) l'inventaire du cycle de vie, (3) l'évaluation des impacts et (4) l'interprétation du cycle de vie.

Une ACV aboutit à réaliser une mesure des impacts environnementaux sur : (1) les ressources utilisées (2) les écosystèmes (3) la santé humaine (4) le réchauffement climatique. Il s'agit donc d'un diagnostic multicritère, avec des résultats contrastés, par exemple dans le domaine des énergies renouvelables: l'utilisation énergétique de la biomasse peut avoir des impacts positifs sur le réchauffement climatique, mais négatifs sur la biodiversité et la santé humaine... A l'inverse la géothermie a des impacts beaucoup plus faibles sur ces critères.

Selon une étude réalisée par le World Resources Institute dans le domaine de la production d'énergie électrique par la Géothermie profonde (Annexe 3), celle-ci s'avère beaucoup plus performante que les autres énergies renouvelables, en termes d'émissions de gaz à effet de serre, d'utilisation des terres, et même de besoins en eau (WRI, 2024). Nul doute que ces résultats seraient les mêmes en ce qui concerne la production de chaleur.

I.1. Hypothèses

Dans le cadre d'un projet de doublet géothermique, une analyse globale des impacts environnementaux doit tenir compte des différentes phases du cycle de vie du projet : chantier, exploitation et fin de vie.

a. Phase chantier

La phase chantier d'un doublet géothermique comprend principalement les opérations liées aux forages, à la boucle géothermale, à la construction de l'unité de production et aux travaux sur les réseaux de chaleur. Selon (Bartolo, 2023), cette phase dans le cas d'un doublet géothermique aura un impact environnemental limité et temporaire. Les effets cumulés concerneront principalement l'altération de la fluidité du trafic aux abords du chantier, les nuisances visuelles causées par la présence du mât, des engins et des travaux, ainsi que les émissions sonores liées aux machines et aux opérations de construction.

La qualité de l'air pourra être affectée par les émissions de poussières et de gaz à effet de serre, tandis que des risques naturels, pourraient survenir. L'incidence du projet sur la production de déchets et le rejet des eaux usées porte sur la gestion des boues de forage et de l'eau des essais, qui est prise en charge par le réseau public ou des filières de traitement adaptées. Des risques technologiques existent également, notamment en raison des interactions possibles avec les infrastructures existantes, comme les lignes haute tension, les canalisations et les réseaux

aériens ou enterrés. Par ailleurs, la vulnérabilité du chantier aux effets du changement climatique doit être prise en compte, tout comme la gestion des rejets dans le réseau d'assainissement urbain.

b. Phase d'exploitation

La phase d'exploitation du doublet géothermique entraînera plusieurs effets environnementaux, à la fois positifs et négatifs (Bartolo, 2023). L'impact visuel du projet sera principalement lié à la construction de nouveaux bâtiments, notamment ceux de la chaufferie et de la centrale, ainsi qu'au fonctionnement continu des infrastructures associées, incluant le réseau de chaleur. La production de déchets et le rejet des eaux usées aura aussi un impact très limité, étant concentrée sur la phase de travaux.

L'impact sur le climat et l'énergie sera globalement positif, la géothermie étant privilégiée comme source principale de production de chaleur. Cette substitution aux énergies fossiles contribuera à une réduction des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre, renforçant ainsi la durabilité du projet.

Cependant, ces bénéfices seront en partie atténués par les émissions atmosphériques de la future chaufferie à gaz, utilisée en appoint pour compléter l'approvisionnement en chaleur. Ce recours ponctuel à une énergie fossile introduit une contrainte environnementale qui devra être maîtrisée afin d'optimiser l'empreinte carbone globale du projet. Ainsi, bien que la géothermie profonde représente une alternative plus propre et durable, son exploitation nécessitera une gestion rigoureuse des installations auxiliaires pour limiter les effets négatifs résiduels.

c. Fin de vie

En fin de vie, les opérations se concentrent sur le démantèlement des infrastructures du doublet géothermique, incluant le démontage des pompes, des tuyaux et des échangeurs thermiques et l'abandon (bouchage) des forages. Cette étape s'accompagne d'une remise en état du site, visant à minimiser l'empreinte laissée par les installations et à rétablir, autant que possible, les conditions environnementales initiales. La gestion des déchets générés constitue un enjeu majeur, impliquant le tri, le recyclage des matériaux réutilisables et l'élimination des éléments non valorisables via des filières de traitement adaptées, telles que la mise en décharge ou l'incinération contrôlée.

II. Recueil des données sur les Impacts de la Géothermie Profonde

Comme on l'a énoncé, l'inventaire des données constitue une étape fondamentale pour évaluer les impacts environnementaux d'un projet de géothermie profonde. Cette phase repose sur une collecte méthodique des données, garantissant leur fiabilité et leur représentativité. Elle s'appuie principalement sur l'exploitation de la littérature scientifique, des rapports techniques et réglementaires ainsi que sur les contributions d'experts du domaine. Toutefois, cette collecte s'avère souvent complexe en raison de la dispersion et de l'hétérogénéité des sources disponibles. Il s'agit donc de limiter au maximum les biais occasionnés afin d'assurer la cohérence de l'analyse des impacts environnementaux.

a. Inventaire des données sur les différentes phases d'un projet

Dans le cadre de notre évaluation environnementale du déploiement d'un doublet géothermique, les travaux de Bartolo (2023) constituent une référence clé. Il s'agit d'un exemple de dossier de demande d'autorisation de recherche et d'ouverture des travaux miniers d'un gîte géothermique au Dogger, qui apporte des éléments détaillés sur les principales phases du projet et leurs implications environnementales. Ce rapport permet d'identifier avec précision les impacts environnementaux des phases de chantier et d'exploitation, qui constituent les étapes majeures du cycle de vie du doublet géothermique. Afin d'obtenir une vision globale et intégrée, une troisième phase, correspondant à la fin de vie de l'installation, a été ajoutée. Cette approche complète permet d'évaluer l'empreinte environnementale du projet « du berceau à la tombe », englobant ainsi l'ensemble du cycle de vie de l'infrastructure géothermique.

Les données sont structurées de manière à rendre compte des impacts environnementaux associés à chaque phase du projet et aux activités qui en découlent, selon chacune de ses phases, soit :

- Phase de chantier : regroupe les impacts liés aux opérations de forage, de la boucle géothermale, à l'unité de production et aux travaux sur les réseaux.
- Phase d'exploitation : inclut les effets environnementaux liés à la gestion de la boucle géothermale, au fonctionnement de l'unité de production et aux interactions avec le réseau de distribution d'énergie.
- Phase de fin de vie : prend en compte les aspects liés au démantèlement, à la gestion des déchets et à la remise en état du site.

Nous avons recensé quatorze impacts (Annexe 1) sur l'ensemble du cycle de vie d'un doublet géothermique qui concernent l'urbanisme, le trafic routier, l'impact visuel, le bruit,

l'air, les déchets, les risques naturels, les risques technologiques, le patrimoine, la faune et la flore, le sol, la santé et la sécurité, le climat et énergie et l'eau. Ces impacts ont des effets environnementaux qui peuvent être négatifs, positifs, négligeables ou inexistants. Étant donné que chaque impact est initialement classé selon des modalités qualitatives ("aucun", "négligeable", "positif", "négatif"), une conversion en valeurs numériques a été effectuée afin de permettre une analyse quantitative. Cette conversion ("aucun" = 0, "négligeable" = 0, "positif" = 1, et "négatif" = -1)¹⁰ a permis de construire une matrice d'impact environnemental pour l'ACP. L'application de cette méthode sur le logiciel STATA a permis de déterminer : le score moyen d'impact environnemental des différentes composantes du projet à travers ses phases et le score moyen d'impact global de chaque phase du projet d'un doublet géothermique.

b. Inventaire des données sur des émissions de CO₂

Une attention particulière doit être portée sur les émissions de CO₂ sur l'ensemble du cycle de vie des technologies examinées. Selon l'ADEME et le GIEC, ces émissions varient pour la Géothermie entre 5 et 20 gCO₂/kWh, en fonction des conditions d'extraction.

Par comparaison avec les autres énergies renouvelables (EnR), les données des chaudières à gaz proviennent de la mise à jour de l'analyse du cycle de vie (ACV) de la chaîne gazière en France (ICare - Elengy, GRDF, GRTgaz, Storengy & Teréga). Les émissions associées à la biomasse collective ou industrielle s'appuient sur l'étude de Karine Dufossé et al. (2022) menée en région Bretagne. Enfin, selon diverses études sur la transition énergétique, la fabrication d'un panneau solaire thermique génère en moyenne 50 gCO₂/kWh sur l'ensemble de son cycle de vie.

III. Etude d'impact par une Analyse en Composante Principale (ACP) : Méthodologie

L'Analyse en Correspondances Principales (ACP), est une méthode d'analyse factorielle utilisée principalement pour explorer et synthétiser des relations entre des variables qualitatives. C'est une méthode statistique utilisée pour analyser des tableaux de contingence (fréquences, scores, intensités) et identifier les axes principaux qui expliquent le mieux la variance des données. Elle est particulièrement adaptée lorsqu'on cherche à visualiser des relations entre va-

¹⁰ Cette conversion a été réalisée dans le but de générer une matrice caractérisant les impacts selon trois catégories distinctes : positifs, négatifs et nuls. Les impacts jugés négligeables ont ainsi été intégrés à la catégorie des impacts nuls pour faciliter les analyses.

riables catégorielles ou semi-quantitatives. Dans le cadre de l'évaluation d'impact environnemental d'un projet de géothermie profonde, **l'ACP aide à structurer et interpréter les scores d'impact environnemental des composantes associées à chaque phase du cycle de vie.** L'objectif de l'ACP appliquée à l'évaluation environnementale est de réduire la dimensionnalité des données environnementales (qui sont ici au nombre de 14) et d'identifier les principales composantes qui contribuent aux impacts dans chaque phase.

Encadré n 3 L'analyse en Composantes Principale (ACP) : Méthodologie

L'ACP est une technique statistique permettant de synthétiser l'information relative à un ensemble de statistiques multidimensionnelles en les ramenant à un nombre réduit de dimensions, permettant ainsi d'en améliorer la compréhension et l'interprétation.

La première étape d'une ACP porte sur la construction d'une matrice de correspondance, sous la forme d'un tableau de contingence. Dans notre cas, on transforme la matrice des scores d'impact dans des proportions normalisées, ce qui permet d'identifier quelles composantes sont les plus influentes à chaque étape de la vie d'un doublet sur une matrice $\mathbf{X} = (x_{ij})$ où x_{ij} représente l'impact de la composante j dans la phase i et $f_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sum_{ij} x_{ij}}$ représente la fréquence relative de chaque composante dans la phase.

Ensuite, l'ACP repose sur : (1) le calcul des valeurs propres et vecteurs propres de la matrice de correspondance, (2) la projection des points dans un espace de plus faible dimension (généralement 2D ou 3D) et (3) l'interprétation des axes factoriels (chaque axe est une combinaison des variables initiales et représente une direction principale de variance). L'expression de la projection est donnée par : $\mathbf{F} = \mathbf{D}_r^{-\frac{1}{2}} \mathbf{A} \mathbf{D}_c^{-\frac{1}{2}} \mathbf{b}$

où D_r et D_c sont respectivement les matrices diagonales contenant les sommes des lignes et colonnes. A est la matrice de correspondance normalisée. Les axes factoriels sont ceux qui maximisent l'inertie (variance expliquée) et permettent d'identifier les principaux contributeurs aux impacts environnementaux.

Pour déterminer les scores d'impact de chaque phase, l'ACP regroupe les composantes environnementales ayant des impacts similaires tout en identifiant la contribution relative de chaque phase au total des impacts et en classifiant les phases selon leurs profils environnementaux. Le score global d'impact pour chaque phase est donc obtenu en sommant les contributions des composantes projetées sur les premiers axes factoriels.

L'Analyse en Composantes Principales (ACP) joue un rôle clé dans l'identification des phases critiques d'un projet de géothermie profonde. Elle permet de mettre en évidence les principales sources d'impact environnemental et d'évaluer si une phase spécifique, comme la construction, exerce une influence prédominante sur l'ensemble du cycle de vie. En projetant les différentes phases sur les axes principaux, il devient possible de comparer leur contribution relative aux impacts environnementaux et d'orienter efficacement les efforts de réduction.

Les résultats de l'ACP offrent ainsi des pistes d'optimisation concrètes. Ils peuvent guider des actions ciblées telles que la réduction de l'utilisation de matériaux à fort impact environnemental, l'amélioration des pratiques d'exploitation pour limiter les émissions polluantes ou encore l'optimisation du recyclage et de la gestion des déchets en fin de vie. Cette approche quantitative et visuelle permet non seulement de synthétiser les sources majeures d'impact, mais aussi de hiérarchiser les leviers d'action en fonction de leur importance.

En somme, l'ACP constitue un outil stratégique pour l'analyse environnementale d'un projet de géothermie profonde. Elle facilite l'identification des composantes dominantes à chaque étape, contribue à la classification des impacts et oriente efficacement les stratégies d'atténuation afin de minimiser l'empreinte écologique du projet.

IV. Les impacts environnementaux de la géothermie profonde: résultats de l'ACP

Avant de détailler les résultats que permet d'établir le recours à une ACP sur les impacts environnementaux d'une boucle géothermale, il convient de rappeler qu'ils portent sur un ensemble de variables qualitatives hétérogènes et se présentent de ce fait sous la forme de scores statistiques. Ces scores ne correspondent donc pas à des quantités d'impact environnemental exprimées dans une unité physique. Leur signe indique leur contribution relative, positive ou négative, aux axes factoriels associés aux impacts environnementaux d'un projet de géothermie profonde, tandis que leur valeur absolue permet de comparer ces scores entre eux. Ces scores seront d'abord ici établis en fonction des différentes activités engagées dans la vie d'une boucle géothermique, puis synthétisés par phases (chantier/exploitation/fin de vie). Une comparaison des émissions de CO₂ sera ensuite réalisée avec les autres sources d'énergie renouvelable et le gaz naturel

a. Score moyen d'impact environnemental associé à chaque activité

L'analyse des scores moyens d'impact environnemental (Figure 6 et 7) révèle des disparités notables entre les différentes composantes du projet en phase de chantier. Les travaux sur les réseaux représentent un score d'impact de -1,15 suivi de la boucle géothermale avec un score d'impact de -0,846. Ces valeurs négatives s'expliquent probablement par l'intensité des activités associées, notamment le forage profond pour la boucle géothermale et la mise en place des infrastructures pour les réseaux. En comparaison, l'unité de production affiche un score d'impact relativement faible de -0,06, suggérant que sa mise en place génère moins de perturbations environnementales que les autres composantes. Ainsi, les travaux de forage et de mise en réseau apparaissent comme l'élément le plus impactant du projet, ce qui est en adéquation

avec les contraintes techniques et les travaux lourds nécessaires à la construction d'un doublet géothermique.

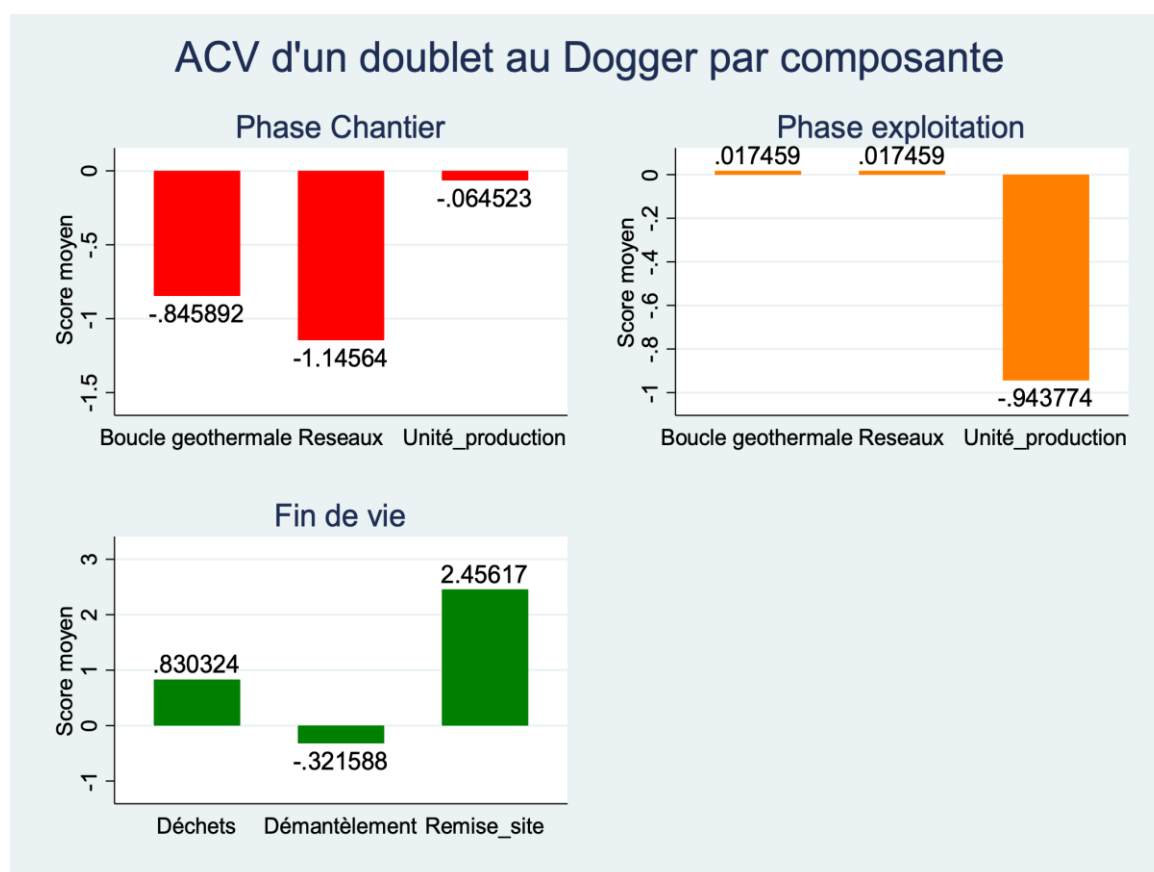
En phase d'exploitation, l'unité de production présente un score moyen d'impact environnemental négatif significatif de -0,94, principalement en raison de la consommation énergétique et des émissions associées au fonctionnement du système. À l'inverse, la boucle géothermale et les travaux sur les réseaux affichent chacun un score de +0,017. Ces valeurs, proches de zéro et légèrement positives, indiquent un impact environnemental quasi-négligeable, suggérant que ces composantes nécessitent peu d'entretien et consomment peu de ressources durant cette phase. Ainsi, l'unité de production apparaît comme le principal facteur d'impact environnemental en phase d'exploitation, tandis que les autres composantes ont un effet marginal voire neutre.

En fin de vie du projet, la gestion des déchets affiche un score d'impact environnemental positif de +0,83, suggérant une gestion efficace impliquant recyclage, réutilisation ou valorisation des matériaux. Le démantèlement (abandon des ouvrages) et la remise en état du site présentent respectivement des scores de -0,32 et +2,45. L'impact négatif du démantèlement est probablement lié à la consommation de matériaux et d'énergie, tandis que la remise en état du site génère un effet fortement positif, vraisemblablement en raison des actions de restauration écologique ou des bénéfices environnementaux associés. La remise en état compense largement les effets négatifs du démantèlement, et la gestion des déchets semble optimisée, contribuant à un bilan environnemental globalement favorable en fin de vie du projet.

Globalement, la phase de chantier présente les impacts environnementaux négatifs les plus marqués, principalement en raison des travaux sur les réseaux. En comparaison, la phase d'exploitation génère des impacts relativement faibles, à l'exception de l'unité de production, qui reste un point critique. La fin de vie du projet se distingue par un bilan globalement positif, porté par les bénéfices environnementaux de la remise en état du site.

Ces résultats soulignent l'importance de réduire les impacts environnementaux de la boucle géothermale dès la phase de chantier afin d'améliorer significativement le profil environnemental global du projet. Par ailleurs, l'optimisation des performances environnementales de l'unité de production en phase d'exploitation constituerait un levier supplémentaire pour minimiser l'empreinte écologique du projet.

Figure 6: Score environnemental de l'ACP pour chaque activité d'une boucle géothermale



b. Scores moyens d'impact environnemental de chaque phase

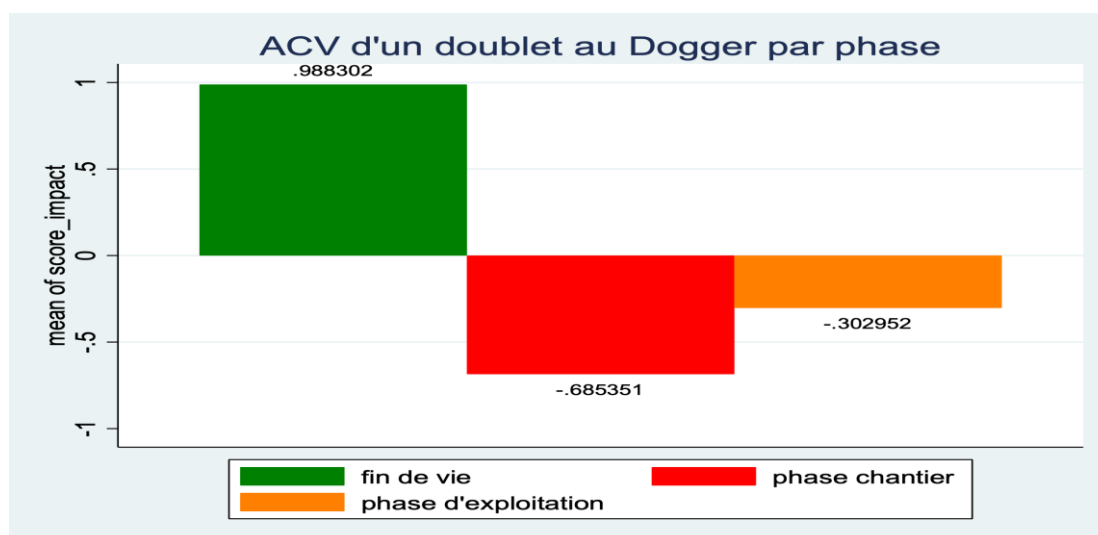
La figure 7 compare les scores moyens d'impact environnemental des trois principales phases d'un projet géothermique : chantier, exploitation et fin de vie. Parmi elles, la phase de chantier présente le score composite moyen négatif le plus élevé ($-0,685$), par rapport aux phases d'exploitation et de fin de vie, en raison d'activités particulièrement intensives telles que le forage, l'utilisation de machines lourdes, la forte consommation énergétique liée à l'installation de la boucle géothermale et les émissions de CO_2 associées. Cette phase constitue un point critique en termes d'impact environnemental, nécessitant des actions d'atténuation, notamment l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements ou le recours à des matériaux plus durables.

L'impact environnemental de la phase d'exploitation est négatif ($-0,303$), mais reste moins marqué que celui de la phase de chantier. Cet impact est probablement attribuable à la consommation énergétique de l'unité de production lorsqu'elle fait appel à une chaudière au gaz en appoint, et aux émissions liées à l'entretien des infrastructures. Comparée aux autres phases, cette étape est relativement stable, offrant des marges d'optimisation, notamment par l'amélioration de l'efficacité énergétique de l'unité de production.

Contrairement aux deux autres phases, la phase de fin de vie présente le score composite moyen le plus élevé (+0,988). Ce résultat est le reflet des impacts positifs obtenus à l'issue du projet, avec le recyclage des matériaux issus du démantèlement, la remise en état des sites, favorisant une restauration écologique bénéfique, ainsi qu'une gestion optimisée des déchets

Ainsi, les scores moyens des trois phases sont respectivement de $-0,685$ pour la phase chantier, $-0,303$ pour la phase d'exploitation et $+0,988$ pour la phase de fin de vie. Il faut noter qu'il s'agit d'une simple comparaison de scores statistiques d'impact, non évalués dans une unité de mesure physique commune. Autrement dit, cela ne signifie donc pas que les impacts réels du projet sont nuls - même s'ils restent très faibles, notamment par rapport aux autres Energies Renouvelables, comme par exemple cela a pu être démontré dans le cadre de la production d'électricité à partir de la Géothermie profonde (voir le rapport du WRI sur la Géothermie, WRI, 2024, Annexe 4)

Figure 7: Score environnemental synthétique de l'ACP pour chaque phase du cycle de Vie



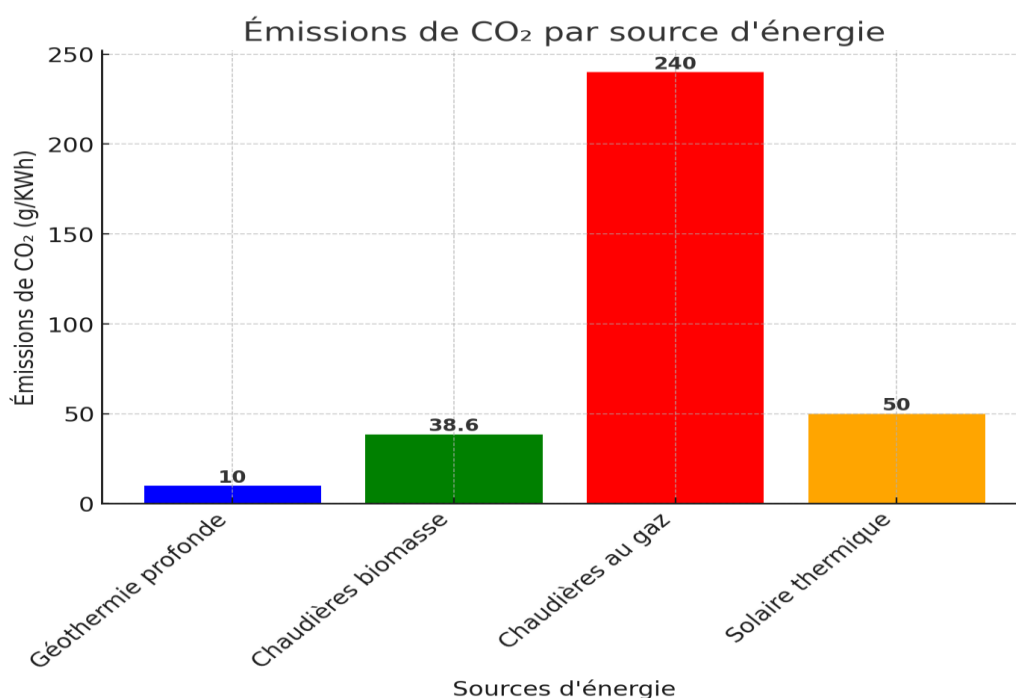
Globalement, la phase chantier a les impacts les plus importants, ce qui est courant dans les projets nécessitant des travaux lourds et une consommation importante de ressources. Lors de l'exploitation du projet, les impacts sont plus faibles, ce qui montre que la technologie géothermique a des effets environnementaux relativement limités une fois en fonctionnement. A la fin du projet, les processus mis en place (recyclage, remise en état) apportent des avantages nets pour l'environnement.

c. Émissions de CO₂ sur l'ensemble cycle de vie : géothermie profonde vs autres EnRs

La figure 8 met en évidence les émissions de CO₂ (g/KWh) sur l'ensemble du cycle de vie pour différentes sources d'énergie renouvelable (EnR), en mettant particulièrement l'accent sur la géothermie profonde.

Parmi les technologies analysées, la géothermie profonde se distingue par son faible impact carbone, avec seulement 10 g de CO₂ par KWh produit. Cette performance s'explique par une utilisation minimale de combustibles fossiles et une production continue de chaleur, ne nécessitant ni stockage ni transformation¹¹. L'essentiel des émissions provient principalement de la phase de construction, incluant le forage des puits et l'installation des pompes et réseaux de chaleur, et de l'utilisation de chaudières au gaz en appoint lors de la phase d'exploitation.

Figure 8: Émissions de CO₂ sur l'ensemble du cycle de vie



Sources : Icare et al., (2022, 25 novembre) ; Transition énergétique (2024)

En comparaison, les chaudières biomasse affichent des émissions de 38,6 g/KWh, soit près de quatre fois plus que la géothermie profonde. Bien que la biomasse soit considérée

¹¹ à noter que cette valeur peut augmenter en fonction de l'utilisation d'une chaudière au gaz en appoint pour la production de chaleur, qui peut être variable selon la configuration technique de la boucle géothermique.

comme renouvelable, sa combustion entraîne des émissions de CO₂, et des impacts supplémentaires qui proviennent du transport et de la transformation des matières premières. Son empreinte carbone reste nettement supérieure à celle de la géothermie.

Le solaire thermique, quant à lui, présente une empreinte carbone de 50 g/KWh, soit cinq fois plus que la géothermie. Bien que son fonctionnement ne génère pas directement d'émissions, l'impact environnemental provient principalement de la fabrication et du recyclage des capteurs solaires, ainsi que des systèmes de stockage thermique nécessaires pour assurer un approvisionnement constant en chaleur.

Enfin, les chaudières au gaz se démarquent par une empreinte carbone très élevée, atteignant 240 g/KWh. La combustion du gaz naturel produit directement du CO₂, et des émissions supplémentaires de méthane peuvent survenir lors de l'extraction et du transport. Malgré un bon rendement énergétique, le gaz naturel demeure une énergie fossile dont l'empreinte carbone est 24 fois plus élevée que celle de la géothermie profonde.

L'analyse des émissions de CO₂ sur l'ensemble du cycle de vie montre que la géothermie profonde est la solution la plus vertueuse pour la production de chaleur. Elle dépasse largement les autres EnR comme la biomasse et le solaire thermique et affiche un impact carbone très inférieur à celui du gaz naturel. Ces résultats renforcent l'intérêt de la géothermie comme une alternative durable et efficace pour réduire les émissions du secteur thermique et accélérer la transition énergétique.

CONCLUSION

L'analyse technico-économique et environnementale de la géothermie profonde, met en évidence sa rentabilité et ses bénéfices environnementaux par rapport à d'autres sources d'énergie renouvelables. En s'appuyant sur des indicateurs financiers clés tels que le Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE), la Valeur Actuelle Nette (VAN) et le Taux Interne de Rentabilité (TIR), la géothermie profonde de plus de 9MW se distingue par une compétitivité accrue, notamment en raison de coûts d'exploitation relativement bas et d'une production énergétique stable et prévisible sur le long terme.

D'un point de vue environnemental, la géothermie profonde offre des avantages considérables. Elle présente une empreinte carbone significativement réduite par rapport aux énergies fossiles et même à certaines énergies renouvelables, tout en ayant un impact limité sur l'utilisation des sols et des ressources en eau. De plus, son intégration dans le mix énergétique permet de réduire la dépendance aux énergies intermittentes, favorisant ainsi la stabilité du réseau de chaleur.

Toutefois, malgré ces atouts, certains défis persistent, notamment en ce qui concerne la maîtrise des coûts initiaux liés au forage et à l'exploration des ressources géothermiques profondes, ainsi que les contraintes géographiques qui limitent son déploiement massif. Ces obstacles peuvent cependant être atténués par des politiques incitatives, des avancées technologiques et des modèles de financement innovants.

En conclusion, la géothermie profonde se révèle être une solution énergétique durable et économiquement viable, offrant une alternative crédible aux autres sources renouvelables. Son développement mériterait d'être davantage encouragé à travers des investissements ciblés et une réglementation favorable, afin de maximiser son potentiel et de contribuer efficacement à son développement en région Centre Val-de-Loire.

RÉFÉRENCES

1. Agence de la transition écologique (ADEME). (2020). *Coût des énergies renouvelables en France*. Disponible sur <https://www.ademe.fr>
2. Amorce (2025). Enquête sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2023 (RCE41). <https://amorce.asso.fr/publications/enquete-sur-le-prix-de-vente-de-la-chaleur-et-du-froid-en-2023-rce41>
3. Bartolo. (2023). *Demande d'autorisation de recherche d'un gîte géothermique au Dogger et d'ouverture de travaux miniers à Dugny-Le Bourget* (Rap. 23CFG146 VA – Volet 1 à 6).
4. Calcagno, P., Genter, A., Huenges, E., Kaltsmith, M., Karytsas, C., Kohl, T., ... & Van Wees, J. D. (2010, avril). The ENGINE Coordination Action (ENhanced Geothermal Innovative Network for Europe). In *World Geothermal Congress 2010* (pp. 1–7).
5. DiPippo, R. (2012). *Geothermal power plants: Principles, applications, case studies and environmental impact*. Butterworth-Heinemann.
6. Doukas, H., Patlitzianas, K. D., Iatropoulos, K., & Psarras, J. (2007). Intelligent building energy management system using rule sets. *Building and Environment*, 42(10), 3562–3569. <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2006.10.024>
7. European Investment Bank (EIB). (2013). *Economic appraisal of investment projects at the EIB*. Luxembourg: EIB. Disponible sur <https://www.eib.org>
8. Hamm, V., Darnet, M., Maurel, C., & Audouin, O., avec la collaboration de Receveur, M. (2020). *Bilan GTH : Bilan de la filière géothermie profonde pour la production de chaleur sur la période 2007–2018* (Rapport final BRGM/RP-69577-FR, 205 p.). BRGM.
9. ICare, Elengy, GRDF, GRTgaz, Storengy, & Teréga. (2022, 25 novembre). *Mise à jour de l'ACV de la chaîne gazière en France*. Disponible sur https://prod-basecarbonesolo.ademe-dri.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?gaz.htm
10. International Energy Agency (IEA). (2020). *Projected costs of generating electricity 2020*. Paris: IEA. <https://doi.org/10.1787/20792299>
11. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2017). *Project costing guidelines for renewable energy projects*. Abu Dhabi: IRENA. Disponible sur <https://www.irena.org>
12. Kohl, T. M., Wiemer, S., et al. (2017). Economic assessment of geothermal power plants: A case study for Switzerland. *Geothermics*, 65, 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2016.08.002>
13. Martinand, T. (2025). *Enquête sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2023* (Réf. AMORCE RCE 41, Édition 2024, 57 p.).
14. Pan, S. Y., Snyder, S. W., Packman, A. I., Lin, Y. J., & Chiang, P. C. (2018). Cooling water use in thermoelectric power generation and its associated challenges for addressing water-energy nexus. *Water-Energy Nexus*, 1(1), 26–41. <https://doi.org/10.1016/j.wen.2018.04.002>
15. Peraudeau, N., et al. (2024). *Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2012 et 2022* (Rapport final, Édition 2024, 188 p.). ADEME.

16. Raos, S., Hranić, J., & Rajšl, I. (2022, novembre). Evaluation model of enhanced geothermal system projects based on multi-criteria decision-making. In *13th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2022)* (pp. 128–133). IET. <https://doi.org/10.1049/icp.2022.1865>
17. Transition énergétique. (s.d.). *L'énergie solaire en France : chiffres, fonctionnement, avantages et inconvénients de la filière photovoltaïque – Entretien du panneau solaire – Bilan carbone d'un panneau solaire*. Disponible sur <https://transition-energetique.eco/energie-solaire/entretien-panneaux-solaires/bilan-carbone-panneaux-solaires/>
18. U.S. Department of Energy (DOE). (2016). *Geothermal electricity technology evaluation model (GETEM)*. Washington, DC: DOE. Disponible sur <https://www.energy.gov>
19. U.S. Energy Information Administration (EIA). (2020). *Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2020*. Disponible sur <https://www.eia.gov>
20. U.S. Energy Information Administration (EIA). (2021). *Annual energy outlook 2021 with projections to 2050*. Disponible sur <https://www.eia.gov>
21. World Resources Institute (2024), Next Generation Geothermal, WRI Report, 2024

ANNEXES

Annexe 1. Matrice d'impacts environnementaux d'un doublet géothermique

BASE DE DONNEES DE DEPART															
Composante	Phase	Urbanisme	trafic	visuel	Bruit	Air	Déchets	Risques nature	Risque technologique	Patrimoine	Faune et Flore	Sol	Santé et sécurité	Climat et énergie	Eau
Boucle géothermale	Phase chantier	aucune	negatif	negligeable	negatif	negatif	negligeable	negligeable	negligeable	negligeable	aucune	negligeable	aucune	negligeable	negligeable
Unité de production	Phase chantier	aucune	negligeable	negligeable	negligeable	negligeable	negligeable	negligeable	aucune	aucune	aucune	negligeable	aucune	negligeable	negligeable
Travaux sur le reseau	Phase chantier	Positive	negatif	negatif	negatif	negatif	negligeable	negligeable	negligeable	negligeable	aucune	negligeable	aucune	negligeable	negligeable
Boucle géothermale	phase d'exploitation	aucune	aucune	aucune	aucune	aucune	negligeable	aucune	negligeable	aucune	aucune	aucune	aucune	Positive	negligeable
Unité de production	phase d'exploitation	aucune	negligeable	negatif	negligeable	negatif	negligeable	aucune	negligeable	aucune	negligeable	aucune	aucune	negatif	negligeable
Travaux sur le reseau	phase d'exploitation	aucune	aucune	aucune	aucune	aucune	aucune	aucune	negligeable	aucune	aucune	aucune	aucune	Positive	aucune
Démantèlement	Fin de vie	aucune	negatif	negligeable	negatif	negatif	Positive	negligeable	negligeable	negligeable	negatif	aucune	negatif	Positive	negligeable
Remise en état du site	Fin de vie	Positive	aucune	Positive	aucune	aucune	negligeable	aucune	Positive	Positive	Positive	Positive	Positive	Positive	negligeable
Gestion des déchets	Fin de vie	aucune	negligeable	negligeable	aucune	aucune	Positive	negligeable	negligeable	negligeable	negatif	negligeable	negatif	negatif	negatif
MATRICE D'IMPACT CONSTRUITE A PARTIR DE LA BASE DE DONNEES DE DEPART															
Boucle géothermale	Phase chantier	0	-1	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unité_production	Phase chantier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reseaux	Phase chantier	1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Boucle géothermale	phase d'exploitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Unité_production	phase d'exploitation	0	0	-1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	0
Reseaux	phase d'exploitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Démantèlement	Fin de vie	0	-1	0	-1	-1	1	0	0	0	-1	0	-1	1	0
Remise en état du site	Fin de vie	1	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
Gestion déchets	Fin de vie	0	0	0	0	0	1	0	0	0	-1	0	-1	-1	-1

Annexe 2 : Analyse en Composantes Principales

2.a Distribution de la variance entre les composantes

(risque_naturel dropped because of zero variance)

Principal components/correlation Number of obs = 9
 Number of comp. = 5
 Trace = 13
 Rotation: (unrotated = principal) Rho = 0.9751

Component	Eigenvalue	Difference	Proportion	Cumulative
Comp1	5.97443	2.98182	0.4596	0.4596
Comp2	2.99261	.991859	0.2302	0.6898
Comp3	2.00075	.705984	0.1539	0.8437
Comp4	1.29476	.880616	0.0996	0.9433
Comp5	.414146	.12615	0.0319	0.9751
Comp6	.287996	.252675	0.0222	0.9973
Comp7	.0353209	.0353209	0.0027	1.0000
Comp8	0	0	0.0000	1.0000
Comp9	0	0	0.0000	1.0000
Comp10	0	0	0.0000	1.0000
Comp11	0	0	0.0000	1.0000
Comp12	0	0	0.0000	1.0000
Comp13	0	.	0.0000	1.0000

2.b Graphe des valeurs propres de l'ACP



L'ACP est réalisée sur les 13 indicateurs environnementaux, après recodage des impacts en valeurs -1, 0 et +1. La variable « risque naturel » est exclue de l'ACP car elle présente une variance nulle. L'ACP est réalisée sur les neuf unités d'analyse correspondant aux combinaisons « composante × phase ». Les trois premières composantes principales expliquent 84,37 % de la variance totale : 45,96 % pour PC1, 23,02 % pour PC2 et 15,39 % pour PC3.

2.c Contributions des variables aux composantes principales

```
. matrix list e(L)
```

```
e(L)[13,5]
```

	Comp1	Comp2	Comp3	Comp4	Comp5
Urbanisme	.24878452	-.2493177	.18706529	-.37141037	.66701555
trafic	.16191533	.4576513	-.30092915	-.04701359	-.05471839
Visuel	.26224823	.20646963	.32585351	.3520086	-.21587857
Bruit	.16191533	.4576513	-.30092915	-.04701359	-.05471839
Air	.1876124	.44761814	-.07152422	.21501481	.48764197
Déchets	-.21209496	.2171778	.52473301	.00202439	-.08521104
risque_tec~o	.37405872	.01056632	.24830044	-.13361293	-.17995462
Patrimoine	.37405872	.01056632	.24830044	-.13361293	-.17995462
faune_flore	.3631256	-.15350379	-.24731646	-.07560061	-.03729305
Sol	.37405872	.01056632	.24830044	-.13361293	-.17995462
santé_secu~é	.3631256	-.15350379	-.24731646	-.07560061	-.03729305
climat_ene~e	.18666488	-.1255065	.14379859	.69702537	.31988953
Eau	.13561835	-.40691488	-.2632123	.36966979	-.23490645

Annexe 3 : Calcul des scores par Unité d'activité et Phases

Pour chacune des neuf unités d'analyse, l'ACP permet de calculer les scores associés aux trois premières composantes principales, pour chacune des Unités de l'Analyse de cycle de vie. Ces scores sont ensuite synthétisés sous la forme d'un score d'impact synthétique, correspondant à leur moyenne arithmétique, toujours pour chaque Unité d'analyse.

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant.

N°	Phase	Unité d'analyse	PC1	PC2	PC3	Score d'impact
1	Chantier	Boucle géothermale	-0,844	-1,807	0,114	-0,846
2	Chantier	Unité de production	0,16	0,873	-1,226	-0,065
3	Chantier	Travaux sur le réseau	-0,716	-2,716	-0,004	-1,146
4	Exploitation	Boucle géothermale	0,384	0,722	-1,053	0,017
5	Exploitation	Unité de production	-0,857	-0,17	-1,805	-0,944
6	Exploitation	Travaux sur le réseau	0,384	0,722	-1,053	0,017
7	Fin de vie	Démantèlement des installations	-2,309	-0,955	2,299	-0,322
8	Fin de vie	Remise en état du site	5,959	0,084	1,325	2,456
9	Fin de vie	Gestion des déchets	-2,161	3,247	1,404	0,83

Après calcul du score synthétique pour chacune des neuf unités, les trois unités correspondant à une même phase sont regroupées. Le score de chaque phase correspond à la moyenne des scores de ses trois unités d'analyse.

Phase	Score moyen d'impact
Chantier	-0,6854
Exploitation	-0,303
Fin de vie	0,9883

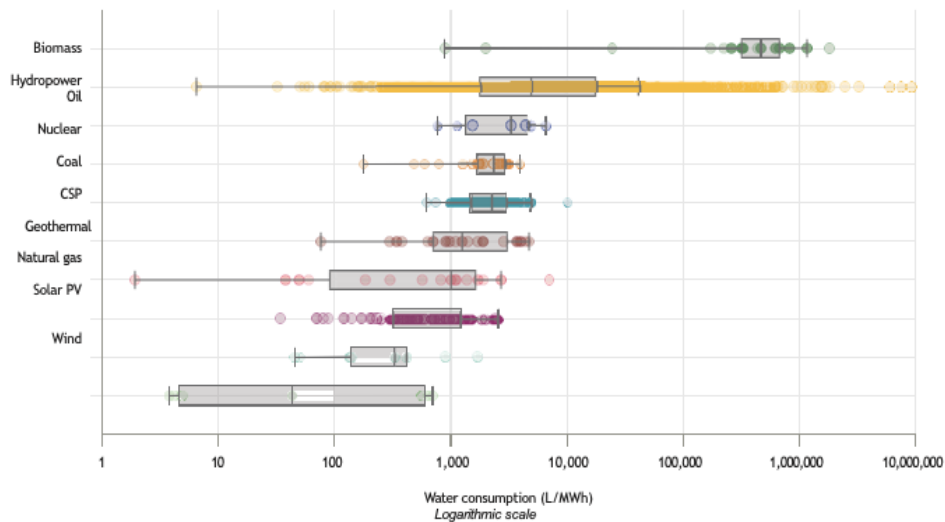
Annexe 4 : LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DE LA GÉOTHERMIE PROFONDE : LE CAS DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

4.a En termes d'utilisation de l'eau pour la production d'électricité

Une consommation d'eau beaucoup plus faible que l'hydroélectricité et la biomasse, comparable à celle du solaire ou de l'éolien sur l'ensemble du cycle de vie

Next-generation geothermal: Considerations and opportunities for responsible development

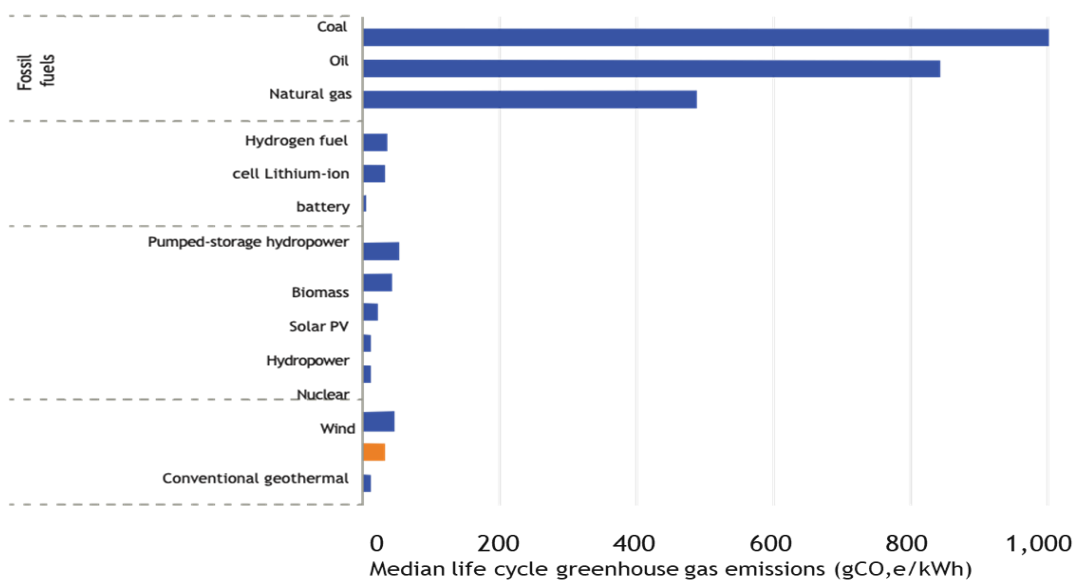
Figure 6. Blue water consumption over the life cycle of geothermal compared to other types of energy



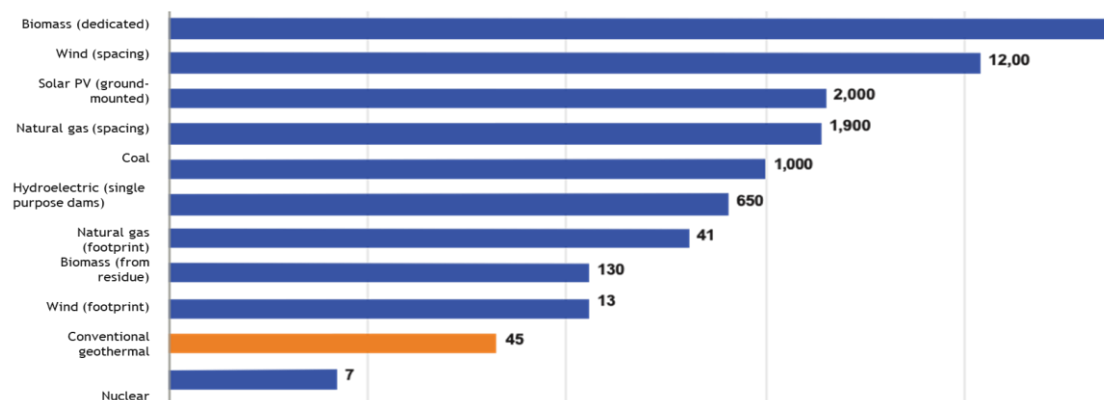
Notes: CSP = concentrated solar power; L = liters; MWh = megawatt-hour; PV = photovoltaic. Dots represent averages; circles are outliers. Blue water is surface water and groundwater. Geothermal energy includes both conventional geothermal and enhanced geothermal systems (EGS). The median for EGS is 1,670, and the median for conventional geothermal is 244.

Source: Jin et al. 2019.

4.b Emissions de CO2 pour différentes techniques de production d'électricité



4..c Impact sur l'utilisation des sols



Source: Next Generation Geothermal, WRI Report, Novembre 2024