



HAL
open science

Conception de stockage d'énergie : geothermal energy buffer (GEB)

Ahmadou Tidiane Diaby, Antoine Jeannou, Brice Tremeac

► **To cite this version:**

Ahmadou Tidiane Diaby, Antoine Jeannou, Brice Tremeac. Conception de stockage d'énergie : geothermal energy buffer (GEB). XIIème Colloque Interuniversitaire Franco-Québécois Sur la ville et sa transition, Jun 2022, Paris, France. hal-03776065

HAL Id: hal-03776065

<https://hal.science/hal-03776065>

Submitted on 2 Feb 2023

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

CONCEPTION DE STOCKAGE D'ENERGIE : GEOTHERMAL ENERGY BUFFER (GEB)

Ahmadou Tidiane **DIABY**^{a,*}, Antoine **JEANNOU**^b, Brice **TREMEAC**^a

^a Laboratoire du froid et des systèmes énergétiques et thermiques (Lafset), Cnam—Hesam Université, 292 rue Saint Martin, 75003 Paris, France

^b PLUTON DG, 12 rue Aouguitché 33610 CESTAS – FRANCE

RÉSUMÉ

Le « Geothermal Energy Buffer (GEB) » est une innovation basée sur la géothermie, elle appartient au domaine du stockage et de la production d'énergie électrique et thermique (froid et/ou chaleur). Cette innovation peut se définir comme un système de stockage géologique de gaz de pétrole liquéfié, associé à un procédé de production et de gestion d'un stock d'énergie thermique. L'objectif de production journalière est identique à celui d'une centrale hydroélectrique, soit 5 à 6 h/jour, disponible à tous moments, selon les besoins du réseau électrique. L'innovation principale est la reconstitution continue du stock d'énergie réalisée au moyen d'apports thermiques de surface complétés par un usage intelligent de l'énergie géothermique. Dans cette étude, l'exploitation de GEB avec une faible optimisation en tant que système d'énergie comparable au fonctionnement d'une STEP hydroélectricité, nous a donné une puissance installée de 3,7 MW et une production nette de 2 MW équivalente aux meilleurs projets de cycle organique de Rankine géothermique et la conception d'un « dissipateur thermique » stockant directement de l'énergie thermique ou de l'électricité.

Mots Clés : géothermie, énergie, stockage, GPL

NOMENCLATURE

Symboles :

A	Surface, m ²
B	Besoins
C _p	Capacité thermique massique, J.kg ⁻¹ .K ⁻¹
DTLM	Moyenne logarithmique de l'écart de température, K
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
I	Irradiation solaire, W/m ²
h	enthalpie, kJ.kg ⁻¹
\dot{m}	Débit massique, kg.s ⁻¹
ORC	Cycle de Rankine Organique
P	pression, bar
\dot{Q}	Débit volumique, m ³ .s ⁻¹
\dot{Q}	Puissance échangeurs, W
s	entropie, kJ/kg.K
T	Température, °C
TR	Temps de la recharge, jours
t	temps, s
U	Coefficient d'échange global, W.m ⁻² .K ⁻¹
\dot{W}	Puissance turbine, W

x Titre vapeur, %

Lettres grecques :

Δ	Ecart
v	Volume spécifique, m ³ .kg ⁻¹
η	Rendement, -
ρ	Masse volumique, kg.m ⁻³
τ	Taux de dégradation, %

Indices / Exposants :

e	entrée
f	finale
géo	géothermique
i	initiale
is	isentropique
min	minimum
net	nette
opt	optique
re	réinjection
ref	refroidissement
so	source
sol	solaire
th	thermique

1. INTRODUCTION

Le développement des énergies renouvelables est un enjeu essentiel de la transition énergétique. L'énergie est

essentielle dans pratiquement tous les aspects de notre vie, y compris sa production et son utilisation, qui ont un impact direct sur l'environnement [1]. En réponse aux défis environnementaux, les pays européens tentent de

*Ahmadou Tidiane DIABY
Adresse électronique : ahmadou-tidiane.diaby@lecnam.net

poursuivre les objectifs de production d'énergie renouvelable de 20 % de leur consommation totale d'énergie à l'échéance 2020 et d'augmenter de 32 % d'ici 2030 [2,3]. La géothermie, respectueuse de l'environnement, verte, fiable et durable, est classée comme l'un des types importants d'énergie renouvelable [4]. Il s'agit essentiellement de la chaleur générée et stockée sous la croûte terrestre en provenance du noyau.

Au cours des quatre dernières décennies, l'utilisation de l'énergie géothermique a considérablement augmenté, tant pour la production d'électricité que pour l'utilisation directe. Aujourd'hui, l'énergie géothermique est une importante source d'électricité dans de nombreux pays [5]. La capacité totale installée des centrales géothermiques dans le monde en 2018 a atteint 15 GWh, et cette capacité devrait atteindre 17 GWh en 2021 [6].

Plusieurs études ont été développées pour employer énergie géothermique dans diverses applications énergétiques. C'est ainsi que Khosravi et Syri ont conçu une pompe à chaleur géothermique pour répondre à la demande de refroidissement de centre de données de télécommunications [7]. Abdolalipouradl et al. ont présenté deux systèmes intégrés basés sur l'énergie géothermique pour générer de l'énergie et produire de l'hydrogène et de l'eau douce [8]. Akrami et al. ont développé une évaluation thermodynamique réalisée d'un système d'énergie multigénération basé sur la géothermie pour générer de l'électricité, du chauffage, du refroidissement et de l'hydrogène [9].

Récemment Li et al. ont étudié un nouveau système multi-génération conçu pour améliorer la faisabilité des systèmes géothermiques flash-binaires grâce à une récupération de chaleur innovante pour produire l'électricité et du froid [1]. Ils ont conclu que la capacité du système à produire de l'électricité et du refroidissement respectivement de 782 kW et 881,6 kW. De nouveaux systèmes énergétiques ont été développés pour utiliser l'énergie géothermique avec la conversion thermique la plus élevée possible [10]. Les résultats de ces systèmes ont montré un grand potentiel. DiPippo et Moya ont analysé la conception et les performances d'une centrale géothermique à cycle binaire de 35 MW construite sur le champ géothermique de Las Pailas au Costa Rica alimentée par un mélange biphasique de liquide et de vapeur à une température d'environ 160 °C. Les auteurs ont calculé un rendement thermique de 15,1% [11].

Certains auteurs conviennent que l'énergie géothermique pourrait être une solution énergétique efficace, environnementalement et un progrès économique. Santamarta et al. ont mis en évidence les avantages économiques, énergétiques et environnementaux de la technologie géothermique peu profonde dans les îles volcaniques confrontées à la fois à une forte demande de chauffage et de refroidissement [12]. Les résultats démontrent la faisabilité

d'installations thermiques de ce type et leur capacité à satisfaire les demandes de chauffage et de refroidissement tout au long de l'année. Ambriz-Diaz et al. ont présenté une analyse pour la production séquentielle d'électricité, de glace et de séchage des produits agricoles, en utilisant le concept de cascade pour la géothermie moyenne et basse température [13]. Les résultats montrent des opérations durables et confirment le potentiel de l'activité géothermique pour soutenir la production d'énergie propre et abordable dans la région des Caraïbes orientales. Alirahmi et al. ont examiné un système de polygénération basé sur une source d'énergie géothermique et des collecteurs solaires paraboliques pour produire de l'électricité, du chauffage, du refroidissement, de l'hydrogène et de l'eau douce [14]. Ils ont démontré qu'en utilisant l'optimisation multi-objectifs, le coût unitaire atteignait 129,7 \$/GJ.

Dans toute l'Europe, peu d'expériences ont réussi à exploiter avec succès des ressources géothermiques de moyenne à faible enthalpie au cours des dernières décennies [15]. GEB peut être une solution potentiellement intéressante pour ces ressources géothermiques de moyenne à faible enthalpie. Deux principales applications de l'énergie géothermique peuvent être distinguées, elles sont thermiques et électriques. Le système combiné de refroidissement, de chauffage et d'électricité peut potentiellement devenir une option pour un approvisionnement énergétique efficace [16].

Le projet GEB propose une solution combinant du stockage géothermique d'énergie thermique via le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) valorisé dans d'anciens réservoirs d'hydrocarbures. Ces réservoirs souterrains seront utilisés comme volume de stockage en sous-sol. Cette reconversion de sites de production d'hydrocarbures, avant leur abandon programmé par la loi en 2040, permettrait de valoriser un patrimoine géologique, constitué de réservoirs profonds ayant prouvé naturellement leur aptitude au stockage et à la production de fluides immiscibles à l'eau comme les hydrocarbures. Les procédés de production électrique associés au « Geothermal Energy Buffer », généreront l'électricité qui participera à la gestion du réseau électrique.

2. DESCRIPTION DU SYSTEME GEB

GEB est un système pérenne de stockage tampon d'énergie souterrain, équilibré énergétiquement entre le sous-sol et la surface. Ce système est conçu pour être un stockage d'énergie propre comparable à l'hydroélectricité pour ses performances. Dans notre étude, GEB stocke en profondeur le GPL à une pression de 300 bar et à une température 100 °C, sous une forme liquide.

La figure 1 présente le schéma de fonctionnement du procédé GEB. Principalement, il est composé d'une turbine (3-4), d'un mixeur de GPL et d'eau géothermale (6-10-11), des apports thermiques (source d'énergie thermique, 2-3 et 9-10), d'un compresseur (5-6) et des pompes qui assurent la circulation des fluides (6a-6b, 8-9 et 11-12). En production, le GPL agit comme un vecteur énergétique qui transporte, selon la demande du réseau électrique, l'énergie géothermique vers la surface. Ce vecteur énergétique sera alors valorisé en énergie électrique et thermique.

Le GPL vaporisé et turbiné est ensuite réinjecté à l'aide d'une eau géothermale surchauffée en surface. Cette étape constitue l'opération de stockage d'énergie thermique. Pour l'injection, l'eau surchauffée agit comme un second vecteur énergétique qui transporte le GPL (tout en le préchauffant) vers le réservoir géologique profond de stockage.

La pérennité du système est garantie par la gestion énergétique entrée/sortie du GPL. Le GPL est le vecteur énergétique de production choisi parce que par immiscibilité et différence de masse volumique il est stockable au-dessus de l'eau du réservoir géologique et offre des caractéristiques thermodynamiques intéressantes. Il sera donc disponible en profondeur à perpétuité, pour être déstocké et restocké selon les besoins.

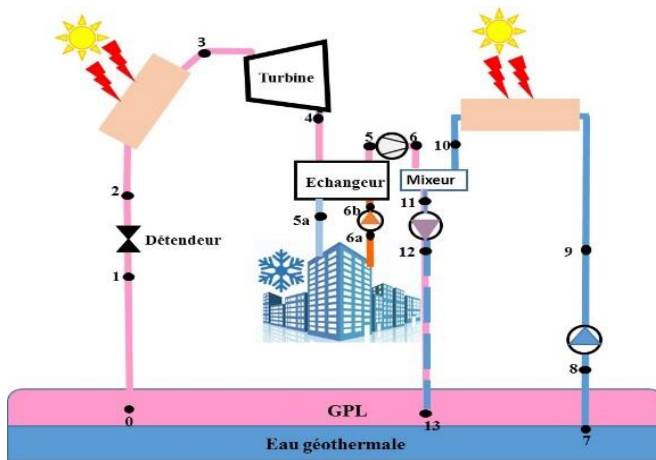


Figure 1 : Vue synthétique du procédé GEB

3. MODELE DU SYSTEME

L'évaluation énergétique intégrée du système est appréciée selon les principes thermodynamiques. Sur la base de la version CoolProp 6.4.1 [17], les propriétés des fluides (GPL et eau) sont calculées en fonction des données du réservoir géologique. Dans ce travail, le GPL est défini comme étant un mélange de 50% de propane et 50% de butane.

3.1. Modèles de composants

Les collecteurs solaires sont utilisés pour porter à haute température les fluides (GPL et eau géothermale).

Les puissances thermiques des collecteurs solaires peuvent être calculées par les équations 1 à 3. A est la surface des collecteurs solaires.

$$\dot{Q}_{sol} = \eta_{opt} \cdot A \cdot I \quad (1)$$

$$\dot{Q}_{sol,GPL} = \dot{m}_{GPL} \cdot (h_3 - h_2) \quad (2)$$

$$\dot{Q}_{sol,eau} = \dot{m}_{eau} \cdot C_{p,eau} \cdot (T_{10} - T_9) \quad (3)$$

Selon les hypothèses, un rendement isentropique est utilisé pour décrire le processus de détente non-isentropique de la vapeur dans la turbine (équation 4). La puissance mécanique de sortie de la turbine s'exprime par l'équation 5.

$$\eta_{is} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4is}} \quad (4)$$

$$\dot{W} = \dot{m}_{GPL} (h_3 - h_4) \quad (5)$$

Les modèles d'échangeurs utilisent la méthode de la moyenne logarithmique de l'écart de température. La puissance thermique échangée peut se calculer à l'aide des équations 6 à 8. Les surfaces d'échange S ont été dimensionnées d'après les règles usuelles de la profession. Le coefficient d'échanges globaux U a été calculé à l'aide de corrélation sur les coefficients d'échange des fluides en fonction des caractéristiques des échangeurs de chaleur [18].

$$\dot{Q} = \dot{m}_{GPL} \cdot (h_6 - h_5) \quad (6)$$

$$\dot{Q} = \dot{m}_{so} \cdot C_{p,so} \cdot (T_{6b} - T_{5a}) \quad (7)$$

$$\dot{Q} = U \cdot S \cdot DTLM \quad (8)$$

L'équation 9 est utilisée pour calculer les puissances mécaniques consommées par les pompes. ΔP est la différence de pression des fluides entre la sortie et l'entrée de la pompe.

$$\dot{m}_{eau,GPL} \cdot \Delta h_{eau,GPL} = \dot{W}_{pompe} = \frac{\dot{m}_{eau,GPL} \cdot v_{eau,GPL} \cdot \Delta P}{\eta_{pompe}} \quad (9)$$

Le bilan énergétique du mélangeur est donné par l'équation 10. Cette relation permet de déterminer les propriétés thermodynamiques des fluides à la sortie du mixeur (Point 11 de la figure 1). Le débit de masse de ce point est calculé par l'équation 11.

$$\dot{m}_6 h_6 + \dot{m}_{10} h_{10} = \dot{m}_{11} h_{11} \quad (10)$$

$$\dot{m}_6 + \dot{m}_{10} = \dot{m}_{11} \quad (11)$$

3.2. Performances du système

La résolution des équations bilans permet d'obtenir les performances du système. La puissance mécanique nette produite par le système peut être calculée par l'équation 12 avec η_t le rendement mécanique de la turbine.

$$\dot{W}_{net} = \eta_t \cdot \dot{W} - \sum \dot{W}_{pompe} \quad (12)$$

Le rendement thermique est le rapport entre les puissances (thermique et mécanique) de sortie nettes et les puissances apportées au système (Equation 13).

$$\eta_{th} = \frac{\dot{W} + \dot{Q}}{\dot{Q}_{sol,GPL} + \dot{Q}_{sol,eau}} \quad (13)$$

Un taux de dégradation est défini pour calculer l'efficacité de la recharge thermique en surface. Il est le rapport de l'enthalpie initiale dans le réservoir géologique et l'enthalpie de stockage du GPL après réinjection (Equation 14).

$$\tau = \frac{h_{i,GPL}}{h_{re,GPL}} \cdot 100 \quad (14)$$

Pour compenser la durée de la recharge géothermique en sous-sol du cycle de production, les besoins thermiques pour la régénération et la durée de la recharge géothermique sont calculés par les Equations 15 et 16. B_{th} correspond à la puissance thermique reçue par le GPL pour compenser les pertes thermiques en surface pendant la phase d'injection et pendant la période de stockage du fluide de travail. Le facteur Δt est la durée en heures de la production journalière d'énergie. Cette durée de fonctionnement journalière correspond à 6 heures. TR est le temps (exprimé en jours) nécessaire à la régénération thermique du GPL, depuis sa température d'injection jusqu'à la température géothermique à l'état d'équilibre en stockage souterrain.

$$B_{th} = \Delta h_{i,f} \cdot Q_{GPL} \cdot \Delta t \cdot \rho_{GPL} \quad (15)$$

$$TR = \frac{B_{th}}{\dot{W}_{géo}} \quad (16)$$

4. RESULTATS DE SIMULATION

Les hypothèses de la simulation sont les suivantes :

- La pression et la température du GPL en surface sont respectivement 140 bar et 100 °C.
- La température de l'eau géothermale est de 100 °C en surface à la pression atmosphérique.
- Les collecteurs solaires ont un système de suivi du soleil permettant d'optimiser leur rendement.
- Tous les processus se déroulent en condition de régime permanent.
- Les pertes de chaleur et la chute de pression à l'intérieur des échangeurs et les tuyaux de raccordement sont négligeables.
- La condition isenthalpique est prise en compte pour la transformation au niveau du détendeur.

Une des contraintes fortes de cette étude est d'utiliser des composants existants sur le marché ou bien ceux dont les fabricants peuvent nous garantir leur fabrication.

Ainsi pour les hypothèses mentionnées ci-dessus, certains paramètres d'entrée de turbine et de pompe sont

nécessaires et sont présentés dans le tableau 1. Ces données proviennent d'échanges avec des constructeurs de ces composants.

Tableau 1 : Paramètres d'entrée des simulations

Paramètre	Valeur
Pression entrée de la turbine (bar)	17,50
Température d'entrée de la turbine (°C)	86,56
Rapport des pressions entrée et sortie de la turbine (-)	10,00
Rendement isentropique de la turbine (%)	0,86
Rendement mécanique de la turbine (%)	0,95
Rendement des pompes (%)	0,90

4.1. Puissances produites

La figure 2 montre l'effet de la pression en sortie de la détente (Point 2, équivalente à la pression d'entrée de la turbine) sur la puissance nette produite par le système (équation 12). Lorsque la pression de détente diminue, le débit masse diminue tandis que l'enthalpie d'entrée de la turbine augmente. En conséquence, la puissance nette augmente puis diminue considérablement. Pour la production nette d'électricité, Cette tendance semble montrer l'existence une pression optimale de fonctionnement pour obtenir une puissance nette de sortie maximale du système. Pour faire l'étude paramétrique, le détendeur est réglé par la suite, de sorte que la pression d'entrée de la turbine soit égale à 17,5 bar. Cela nous permet de rester dans les gammes de fonctionnement de la turbine préconisées par le constructeur. Par la suite, les paramètres d'état pour chaque point de la figure 1 peuvent être calculés (tableau 2).

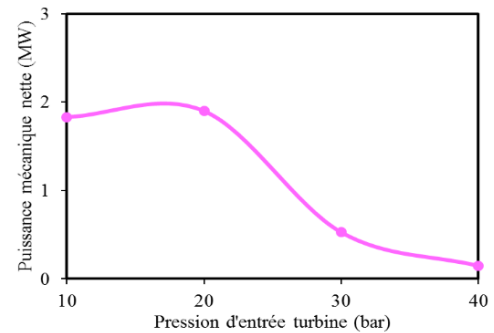


Figure 2 : Puissance mécanique nette en fonction de la pression d'entrée de la turbine

La figure 3 indique l'influence de l'apport thermique au niveau de la source chaude entre 2 et 3, sur la puissance nette de sortie et la différence de températures de refroidissement ($T_{6a}-T_{5a}$). L'augmentation de l'apport thermique augmente la puissance mécanique de la turbine. La raison est l'augmentation de l'enthalpie d'entrée de la turbine, ce qui permet à la turbine d'absorber plus d'énergie du fluide de travail. On peut clairement voir que, lorsque l'apport thermique augmente, la différence de température de refroidissement ($T_{6a}-T_{5a}$) générée par le système diminue

également. De toute évidence, pour une source d'énergie thermique constante, une augmentation de la surface d'échange a tendance à diminuer l'écart de température de refroidissement à mesure que la température de sortie de la turbine augmente. En effet, des faibles températures et de pressions de sortie du GPL de la turbine entraînent une augmentation de la charge de refroidissement.

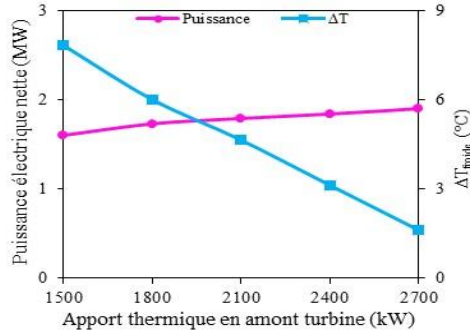


Figure 3 : Le résultat de la variable d'entrée sur les puissances générées et ΔT_{ref} du système

Tableau 2 : Propriétés des fluides à chaque point du cycle

Point	T_e (°C)	P (bar)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg.K)	x	\dot{m} (kg/s)
0	100	300	472,38	1,67	0,00	42,5
1	100	140	468,13	1,75	0,00	42,5
2	74,9	16,50	468,13	2,06	0,10	42,5
3	85,3	17,67	688,15	2,12	1,00	42,5
4	-6,8	17,67	599,78	2,51	1,0	42,5
4a	25,0	100	99,69	2,85	0,00	8,55
4b	25,03	21,00	366,89	1,22	0,00	8,55
5	15,49	1,76	612,24	2,55	1,0	42,5
6	15,90	3,76	390,18	1,83	0,41	42,5
5a	9,12	21,00	223,76	1,07	0,0	8,55
7	100	300	441,74	1,28	0,01	81
8	100	1	2688,6	9,51	1,0	81
9	100,1	5,01	419,47	1,31	0,00	81
10	121,9	4,01	512,33	1,55	0,00	81
11	85,5	4,01	470,29	1,97	0,08	123,5
12	85,7	110	709,49	1,90	0,23	123,5
13	-	-	376,23	-	-	-

Le tableau 3 présente une comparaison de la conception du système GEB aux cycles ORC utilisant les hydrocarbures comme fluide de travail avec des pressions jusqu'à 20 bar des travaux de Saleh et al. [19]. La plage de température a été déterminée par le souhait de trouver des fluides de travail pour les centrales géothermiques et l'hypothèse que la température maximale du fluide de travail dans le procédé ORC devrait être de 100 °C. GEB a une puissance nette de sortie électrique deux fois plus élevée que les cycles ORC étudiés. La comparaison pour les rendements thermiques montre une augmentation réelle de 32% pour le système GEB par rapport à l'ORC.

Tableau 3. Comparaison du système GEB aux systèmes ORC

Fluide	T_e (°C)	P_{min} (bar)	\dot{m} (kg/s)	\dot{W}_{net} (MW)	η_{th} (%)
R290	57,10	20	48,80	1	5,91
RC270	100	20	24,70	1	8,86
R600	100	15,29	17,74	1	12,58
R290	100	50	60,34	1	7,39
GPL	86,56	17,50	42,50	2	18,61

4.2. Besoins thermiques et durée de la recharge géothermique

Étant donné la faiblesse du flux géothermique (sa valeur moyenne en France est de 0,06 W/m²), toutes les solutions géothermiques classiques se révèlent être des systèmes opérant une extraction nette de l'énergie thermique du sous-sol.

Après la perte en température causée par l'échange thermique de surface, la réinjection de l'eau dans la formation exploitée développe autour du puits d'injection et dans la formation géologique hôte un volume de formation réservoir contenant de l'eau refroidie. Toutefois, les conséquences du refroidissement inéluctable du système géothermal peuvent être atténuées, en particulier, si l'espace poreux disponible dans lequel le mélange thermique s'opère est de grande dimension.

Le tableau 4 montre la durée de la recharge géothermique en sous-sol du cycle de production, les besoins thermiques et la durée de la recharge géothermique pour la régénération. Ces résultats sont obtenus en faisant varier la surface d'échange de l'échangeur de chaleur entre 9 et 10 pour une source d'énergie thermique 1000 W.m⁻². Les résultats indiquent que pour un taux de dégradation de l'énergie de 0,57%, il faut 10 jours d'exposition au flux géothermique pour retrouver son niveau d'énergie initial, ce qui pour une production journalière avec un temps de rétention du GPL de un jour implique le stockage d'un volume tampon. Il est important de noter que ce taux de dégradation représentatif du niveau de recharge énergétique du GPL est obtenu avec une température de l'eau géothermale surchauffée à 140 °C. Cette étude montre la sensibilité du système géothermique en boucle fermée à l'efficacité de la régénération du GPL dans le réservoir. Cette recharge conditionne la durabilité de la production de GPL au niveau température et pression requis au fil du temps.

Dans le cas d'une structure géologique de stockage dont la géométrie et les dimensions sont contraintes, un foisonnement n'est pas envisageable. Dans une structure confinée, la réinjection d'un fluide refroidi, sans gestion et apports extérieurs pour la compensation énergétique pourrait conduire à un refroidissement trop rapide du système et une dégradation des performances à terme.

Tableau 4 : Besoins thermiques et la durée de la recharge géothermique pour la régénération

Dégradation d'énergie	$\Delta h_{i,in}$ (kJ/kg)	B_{th} (kWh)	TR (Jours)
0,57%	2,69	636	10
5%	23,62	5577	85
10%	47,24	11154	169

5. CONCLUSION

Cet article présente la conception d'un stockage d'énergie par utilisation d'un système géothermique. Les résultats obtenus et présentés dans cette étude démontrent clairement le potentiel du système géothermique pour la production simultanée d'énergie électrique et de refroidissement à la condition de coupler cette production à une recharge thermique du GPL en surface avec de l'eau géothermale surchauffée.

Il est clairement observé que l'augmentation de l'apport thermique en amont d'une turbine augmente la puissance électrique produite du système, mais l'augmentation de l'apport thermique tend à diminuer l'écart de température de la source de refroidissement ($T_{6a}-T_{5a}$) avec l'augmentation de la température de sortie de la turbine. Il est à noter qu'une température maximale de sortie de l'eau géothermale de la source chaude (point 10) de 140 °C a été calculée pour avoir un taux de dégradation 0,57%. Cette étude a aussi souligné l'existence d'une pression optimale de fonctionnement pour une production importante d'énergie électrique. Pour la production simultanée de l'énergie électrique et thermique (froid) des conditions optimales sont nécessaires au bon fonctionnement du système.

L'innovation prend en compte la caractéristique naturelle liée aux structures géologiques aptes aux stockages souterrains et propose une solution, en travaillant la gestion du stock tampon d'énergie. Cette gestion combinerait les entrées énergétiques de surface et les entrées géothermiques du sous-sol pour les équilibrer avec les sorties en production d'énergie (électricité et thermique).

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient l'ADEME pour le soutien financier.

RÉFÉRENCES

[1] LI K., DING Y-Z, AI C., SUN H., XU Y-P., NEDAEI N, Multi-objective optimization and multi-aspect analysis of an innovative geothermal-based multi-generation energy system for power, cooling, hydrogen, and freshwater production, *Energy* 245 (2022) 123198

[2] EUROPEAN U., Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, *Off. J. Eur. Union* 5, 2009.

[3] EUROPEAN U., 2018. Directive 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. *Off. J. Eur. Union* 328, 82–209.

[4] NACER L., ABDELMALEK A., MÜSLÜM A., NOUREDDINE M., Geothermal energy use in Algeria: A review on the current status compared to the worldwide, utilization opportunities and countermeasures. *Journal of Cleaner Production* 302 (2021) 126950

[5] GUZOVIC Z., LONCAR D., FERDELJI N., Possibilities of electricity generation in the Republic of Croatia by means of geothermal energy, *Energy* 35 (2010) 3429e3440

[6] TUT HAKLIDIR F. S., BALABAN T. Ö., A review of mineral precipitation and effective scale inhibition methods at geothermal power plants in West Anatolia (Turkey), *Geothermics* 80 (2019) 103–118

[7] KHOSRAVI A., SYRI S., Modeling of geothermal power system equipped with absorption refrigeration and solar energy using multilayer perceptron neural network optimized with imperialist competitive algorithm, *Journal of Cleaner Production* 276 (2020) 124216

[8] ABDOLALIPOURADL M., MOHAMMADKHANI F., KHALILARYA S., YARI M., Thermodynamic and exergoeconomic analysis of two novel tri-generation cycles for power, hydrogen and freshwater production from geothermal energy, *Energy Conversion and Management* 226 (2020) 113544

[9] AKRAMI E., CHITSAZ A., NAMI H., MAHMOUDI S.M.S., Energetic and exergoeconomic assessment of a multi-generation energy system based on indirect use of geothermal energy. *Energy* 2017;124:625–39.

[10] TALLURI L., MANFRIDA G., FIASCHI D., Thermoelectric energy storage with geothermal heat integration – Exergy and exergo-economic analysis, *Energy Convers Manag* 199 (2019), 111883

[11] DIPIPPO, R., MOYA, P., Las Pailas geothermal binary power plant, Rincon de la Vieja, Costa Rica: performance assessment of plant and alternatives, *Geothermics* 48 (2013), 1–15.

[12] SANTAMARTA J.C., GARCÍA-GIL A., EXPOSITO M.C. et al., The clean energy transition of heating and cooling in touristic infrastructures using shallow geothermal energy in the Canary Islands. *Renewable Energy* 171 (2021) 505-515

[13] BHAGALOO K., ALI R., BABOOLAL A., WARD K., Powering the sustainable transition with geothermal energy: A case study on Dominica. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 51 (2022) 101910

[14] ALIRAHMI S.M., DABBAGH S. R., c P., Wongwises S., Multi-objective design optimization of a multi-generation energy system based on geothermal and solar energy, *Energy Convers Manag* 205 (2020), 112426

[15] CARRIER A., NAWRATIL DE BONO C., LUPI M., Affordable gravity prospecting calibrated on improved time-to-depth conversion of old seismic profiles for exploration of geothermal resources, *Geothermics* 86 (2020) 101800

[16] CAO L., WANG J., YANG Y., WANG Y., LI H., LOU J., RAO Q., LI Y., Dynamic analysis and operation simulation for a combined cooling heating and power system driven by geothermal energy. *Energy Conversion and Management* 228 (2021) 113656

[17] BELL I. H. and WRONSKI J. and QUOILIN S. and LEMORT V., Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 53 2498-2508 (2014)

[18] ZHANG J., DESIDERI A., KÆRN M. R., OMMEN T. S., WRONSKI J., HAGLIND F., Flow boiling heat transfer and pressure drop characteristics of R134a, R1234yf and R1234ze in a plate heat exchanger for organic Rankine cycle units, *International Journal of Heat and Mass Transfer* 108 (2017) 1787–1801

[19] SALEH B., KOGLBAUER G., WENDLAND M., FISCHER J., Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles. *Energy* 32 (2007) 1210–1221