

Opportunités et contraintes du stockage souterrain d'énergie dans le cadre de la transition énergétique

Philippe Gombert, Franz Lahaie, Mehdi Ghoreychi, Alain Thoraval, Romuald Salmon

▶ **To cite this version:**

Philippe Gombert, Franz Lahaie, Mehdi Ghoreychi, Alain Thoraval, Romuald Salmon. Opportunités et contraintes du stockage souterrain d'énergie dans le cadre de la transition énergétique. 9. Journées Nationales de Géotechnique et de Géologie de l'ingénieur (JNGG 2018) "Ressources et aménagement : quelles limites ?", Jun 2018, Marne la Vallée, France. ineris-01863349

HAL Id: ineris-01863349
https://ineris.hal.science/ineris-01863349

Submitted on 28 Aug 2018

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.

OPPORTUNITES ET CONTRAINTES DU STOCKAGE SOUTERRAIN D'ENERGIE DANS LE CADRE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

OPPORTUNITIES AND CONSTRAINTS IN UNDERGROUND ENERGY STORAGE WITHIN THE FRAME OF ENERGY TRANSITION

Philippe GOMBERT[1], Franz LAHAIE[2], Mehdi GHOREICHI[1], Alain THORAVAL[2], Romuald SALMON[1]
[1] *INERIS, Verneuil-en-Halatte, France*
[2] *INERIS, Nancy, France*

RÉSUMÉ – Le développement des énergies renouvelables nécessite des solutions de stockage, dont le stockage en souterrain qui permet d'atteindre de gros volumes. On présente les opportunités, les risques et les pistes de R&D liés aux solutions les plus proches d'un développement industriel : stockage sous forme chimique (hydrogène), mécanique (air comprimé), hydraulique (STEP souterraine) ou thermique (chaleur, froid).

ABSTRACT – The development of renewable energies requires storage solutions. The underground storage solutions allow to reach large volumes with more security. Opportunities, risks and R & D paths related to the solutions closest to industrial development are presented here: storage in chemical (hydrogen), mechanical (compressed air), hydraulic (underground PHS) or thermal form (heat, cold).

1. Introduction

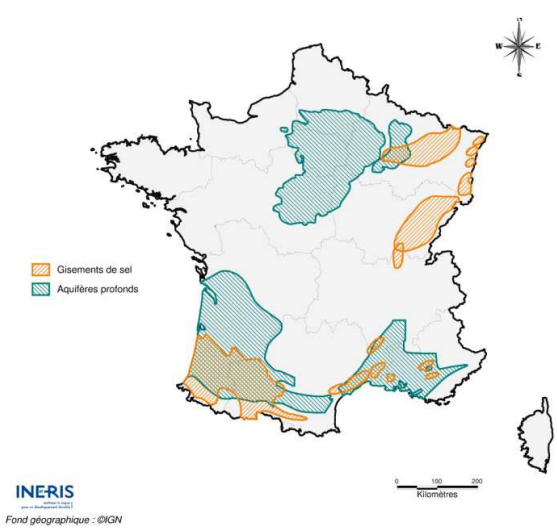
La loi française de 2015 sur la transition énergétique pour une croissance verte a notamment pour objectif de porter la part des énergies renouvelables à 23% de la consommation d'énergie en 2020, soit environ 350 TWh. Le développement des énergies renouvelables se heurte toutefois au caractère intermittent de certaines d'entre elles, ce qui implique de stocker une partie de l'énergie qu'elles produisent. Pour un stockage de grande capacité à moyen ou long terme (plusieurs jours à plusieurs mois), les réservoirs souterrains présentent plusieurs avantages par rapport aux réservoir superficiels ou aux batteries : grands volumes, pressions élevées, faible impact en surface.

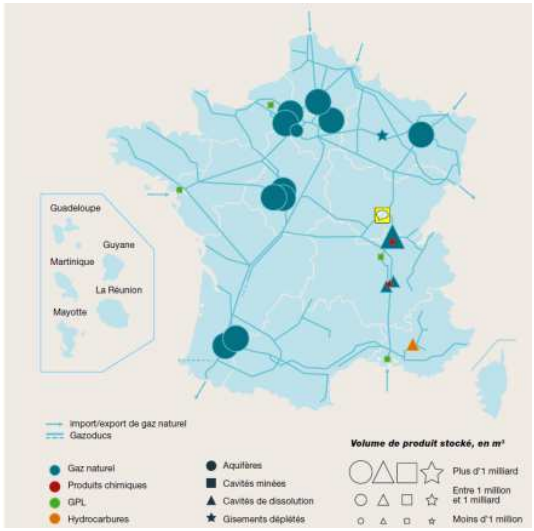
En dehors du stockage thermique en aquifère, dont plusieurs centaines de sites existent déjà (Pays-Bas, Scandinavie, Allemagne…), peu de stockages souterrains d'énergie sont opérationnels dans le monde. On dispose cependant de nombreux exemples de stockages souterrains d'hydrocarbures ou de produits chimiques, permettant d'avoir un retour d'expérience significatif, en particulier en termes de risques.

2. Les stockages souterrains actuels

2.1 Contexte géologique

Grâce à un contexte géologique favorable (Figure 1a), la France compte 23 sites de stockage souterrain représentant, à raison de plusieurs réservoirs par site, une centaine de réservoirs souterrains au total (Figure 1b).





a) Contextes géologiques favorables b) Localisation, nature et type

Figure 1. Les stockages souterrains en France (INERIS, 2016)

2.2 Principaux types de stockage

Les premiers stockages souterrains réalisés dans le monde ont concerné des gisements déplétés au Canada en 1915. Ce sont des sites naturels, protégés par un recouvrement géologique imperméable sous lequel les hydrocarbures sont piégés à forte pression : en fin d'exploitation, on peut donc les reconvertir en stockage d'hydrocarbures. Bien qu'il existe environ 500 stockages de gaz naturel de ce type dans le monde, la France n'en compte qu'un seul : d'une capacité de 2 milliards de Nm^3, il se trouve à Trois-Fontaines-l'Abbaye (51) mais est à l'arrêt depuis 2014 pour raisons économiques.

Réalisés dès 1946 aux USA, les stockages en aquifère sont les équivalents artificiels des gisements d'hydrocarbures. On choisit un aquifère profond, non utilisable pour l'eau potable, recouvert d'une roche imperméable, et on y injecte du gaz naturel à forte pression : le gaz remplace alors l'eau souterraine au sein de la porosité (Figure 2). Il en existe environ 90 dans le monde, dont 13 en France d'un volume utile total voisin de 11 milliards de Nm^3.

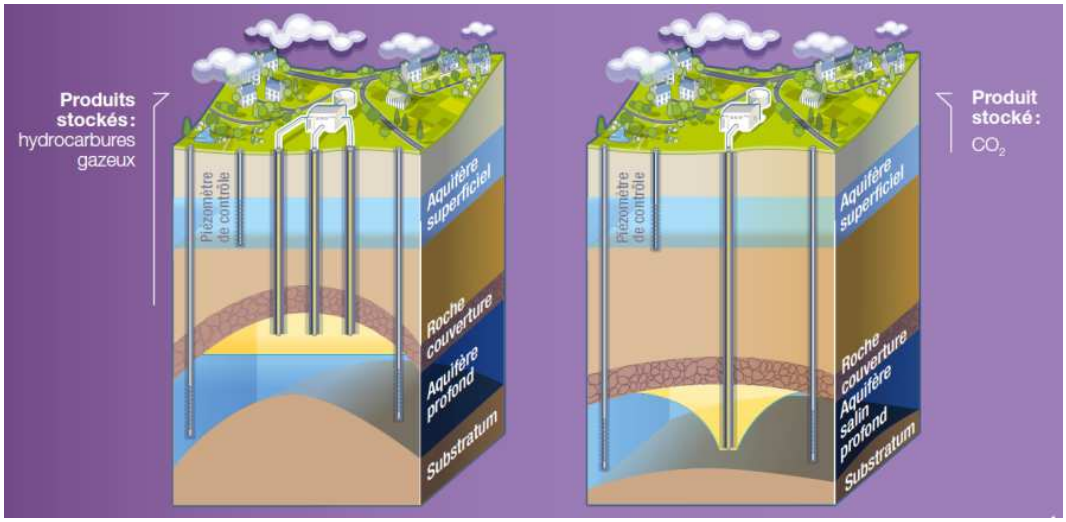


Figure 2. Schéma de stockages en aquifère profond (INERIS, 2016)

Les deux précédents types de stockages fonctionnent avec un soutirage en continu : pour des stockages de courte durée (quelques jours), les cavités souterraines sont mieux adaptées (Ghoreychi, 2015). Il s'agit de vides artificiellement créés dans une roche imperméable (Figure 3), par moyens mécaniques s'il s'agit d'une roche dure (cavité minée) ou par dissolution s'il s'agit d'une roche soluble (cavité saline). On peut aussi réutiliser d'anciennes cavités creusées pour d'autres usages (extraction de minerai), ce qui constitue des stockages en cavité abandonnée. Ces types de stockage sont apparus aux USA en 1940 (cavité saline), 1950 (cavité minée) et 1960 (cavité abandonnée). En France, il en existe 6 en cavités salines (soit 78 cavités stockant environ 14 millions de m3 d'hydrocarbures liquides et 2 milliards de m3 de gaz naturel) et 4 en cavités minées (soit 9 cavités d'un volume cumulé de 0,5 million de m3) : un seul avait été réalisé en cavité abandonnée mais il a été arrêté.

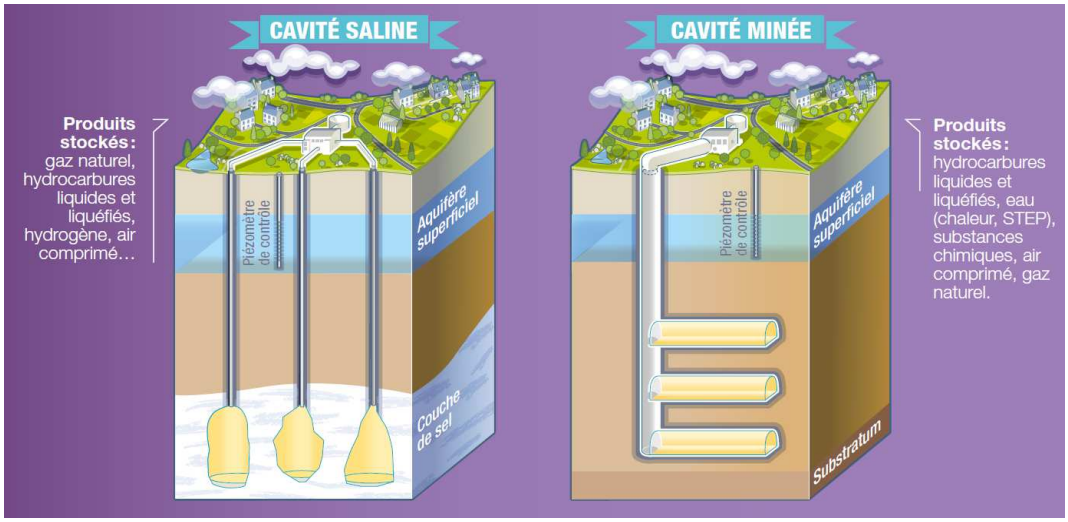


Figure 3. Schéma de stockages en cavités (INERIS, 2016)

2.3 Nature des produits stockés

On ne traitera ici que des produits stockés qui ont vocation à être récupérés et non à faire l'objet d'un stockage définitif. Il peut s'agir de produits gazeux (gaz naturel, gaz carbonique, hydrogène, air comprimé…), liquides (hydrocarbures liquides ou liquéfiés, produits chimiques, eau chaude…) ou solides (déchets…).

Certains types de stockage souterrain sont mieux adaptés à certains produits, du fait de leurs caractéristiques physiques (pression, température, viscosité) ou chimiques (acidité) : les cavités salines peuvent stocker tout type de fluide, les aquifères n'acceptent que les produits gazeux et les cavités minées préférentiellement des produits solides.

3. Les stockages souterrains du futur

Dans un monde de plus en plus décarboné et raccordé à des sources d'énergie renouvelable, le plus souvent intermittentes (éolien, solaire), les hydrocarbures vont être remplacés par d'autres produits à vocation énergétique, destinés à stocker le surplus d'électricité ou de chaleur produite à certaines périodes de faible consommation, pour les restituer ultérieurement. Il devrait principalement s'agir d'énergie chimique (hydrogène), potentielle (air comprimé, STEP) ou thermique (issue de la récupération de la chaleur fatale, cf. Allen et al., 1984).

3.1 Stockage d'hydrogène

L'hydrogène étant très mobile, son stockage est difficile et exige le recours à un milieu géologique parfaitement étanche : c'est le cas du sel. C'est en outre un gaz très inflammable et particulièrement énergétique : sa densité énergétique est d'environ 3 kWh/Nm^3, soit 300 kWh/m^3 à une pression de 10 MPa.

Pour les besoins des industries chimiques et pétrochimiques, 4 stockages souterrains d'hydrogène en cavités salines existent dans le monde, aux États Unis et au Royaume-Uni (Ghoreychi, 2015). En fonctionnement pour certains depuis 30 ans, ils n'ont pas subi à ce jour d'accidents ou d'incidents majeurs.

Par ailleurs, plusieurs projets de recherche et développement sont en cours sur le stockage souterrain d'hydrogène en cavité salines, dans le contexte des énergies renouvelables (Figure 4g.). En effet, grâce à la forte densité énergétique de l'hydrogène, ce type de stockage présente un intérêt à l'échelle nationale. Le stockage sous forme d'hydrogène de la part d'énergie renouvelable prévue à l'horizon 2020 nécessiterait la réalisation d'environ 100 à 200 cavités salines de ce type en France, nombre est à comparer aux 78 cavités salines actuellement existantes.

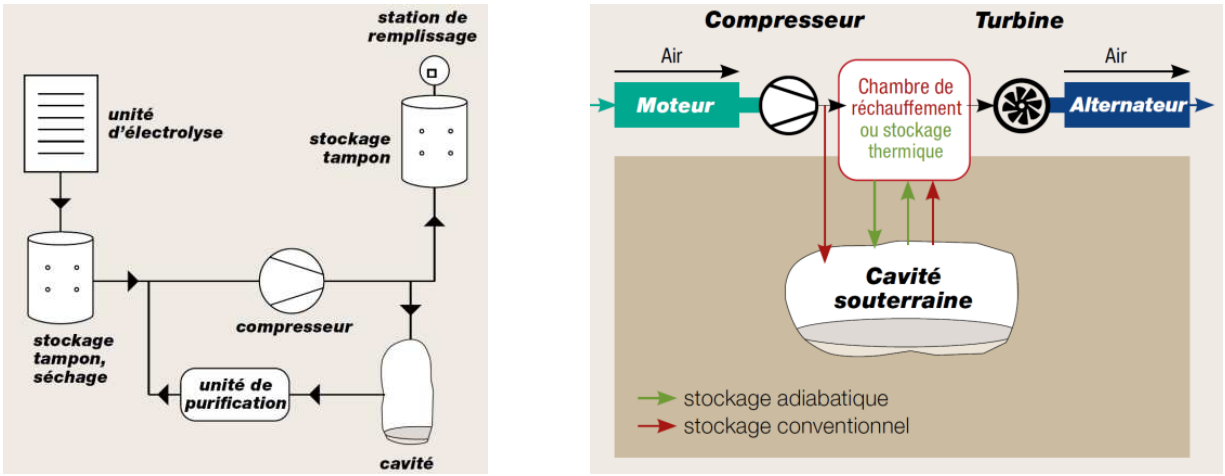


Figure 4. Schéma simplifié des installations d'un stockage souterrain d'hydrogène (à g.) et d'air comprimé (à d.) (INERIS, 2016)

3.2 Stockage d'air comprimé

Dans le stockage souterrain d'air comprimé (« Compressed Air Energy Storage » ou CAES), on amène de l'air à une pression très élevée au sein d'un réservoir souterrain, dans le but de le libérer ultérieurement afin de produire de l'électricité par détente dans une turbine (Figure 4d.).

L'intérêt du stockage souterrain par rapport aux stockages existant en surface est de pouvoir stocker de grands volumes d'air comprimé (jusqu'à plusieurs centaines de millions de Nm^3) sous forte pression (20 MPa et plus). Les puissances installées vont de quelques mégawatts (micro-CAES) jusqu'à plusieurs centaines de mégawatts. Il existe actuellement deux sites opérationnels dans le monde (Crotogino et al., 2001) : Huntorf en Allemagne (290 MW) et McIntosh aux États-Unis (110 MW).

Il s'agit de CAES « conventionnel » car il ne récupère pas la chaleur générée par la compression de l'air, dont la température peut atteindre 600°C. Il faut donc réchauffer cet air avant de le détendre pour éviter que sa température n'endommage la turbine, ce qui diminue le rendement global du système (40 à 50%). La technologie appelée « CAES isochore adiabatique » ou AA-CAES (Advanced Adiabatic-CAES) stocke la chaleur

induite par la compression de l'air pour le réchauffer en phase de détente, ce qui monte le rendement du système à plus de 70%. Cependant, du fait des températures élevées ainsi générées, on s'oriente vers un stockage de cette chaleur en surface (Thoraval, 2016). Il existe une usine pilote de AA-CAES en souterrain en Allemagne (RWE, 2010) qui devrait générer 200 MW.

Sachant que la densité énergétique de l'air comprimé n'est que de 2,78 kWh/m^3, à 10 MPa de pression, 100 cavités de 100 000 m^3 chacune (à raison d'un cycle d'injection-soutirage complet par jour) ne pourraient stocker qu'environ 5 TWh par an, soit seulement 1,5% de la part d'énergies renouvelables prévue à l'horizon 2020. Ce mode de stockage ne peut donc pas être une solution à l'échelle nationale mais il peut avoir un intérêt à l'échelle locale, par exemple pour lisser la production d'un champ d'éoliennes ou d'une ferme solaire.

3.3 Station de Transfert d'Energie par Pompage (STEP)

Une STEP est constituée de deux réservoirs d'eau situés à des altitudes différentes. En période de pointe, on fait turbiner l'eau du réservoir haut vers le réservoir bas, puis celle-ci est remontée par pompage en période creuse. Lorsque les deux réservoirs sont situés en surface, il s'agit de STEP conventionnelles qui représentent actuellement près de 99% des stockages d'énergie installés dans le monde. Il en existe près de 400 dont 6 en France, ce qui en fait une technologie opérationnelle et bien maîtrisée mais requérant des sites spécifiques. On peut s'affranchir de la contrainte de site en implantant sous terre l'un et/ou l'autre des réservoirs : on parle alors de STEP semi-souterraine ou souterraine (Salmon, 2015 ; Figure 7).

Dans ce mode de stockage, le coût du creusement du réservoir souterrain est élevé, d'où l'idée d'utiliser des cavités souterraines existantes (mines, carrières, tunnels). Des projets sont ainsi en cours d'étude en Allemagne et aux États-Unis (Madlener et Specht, 2013).

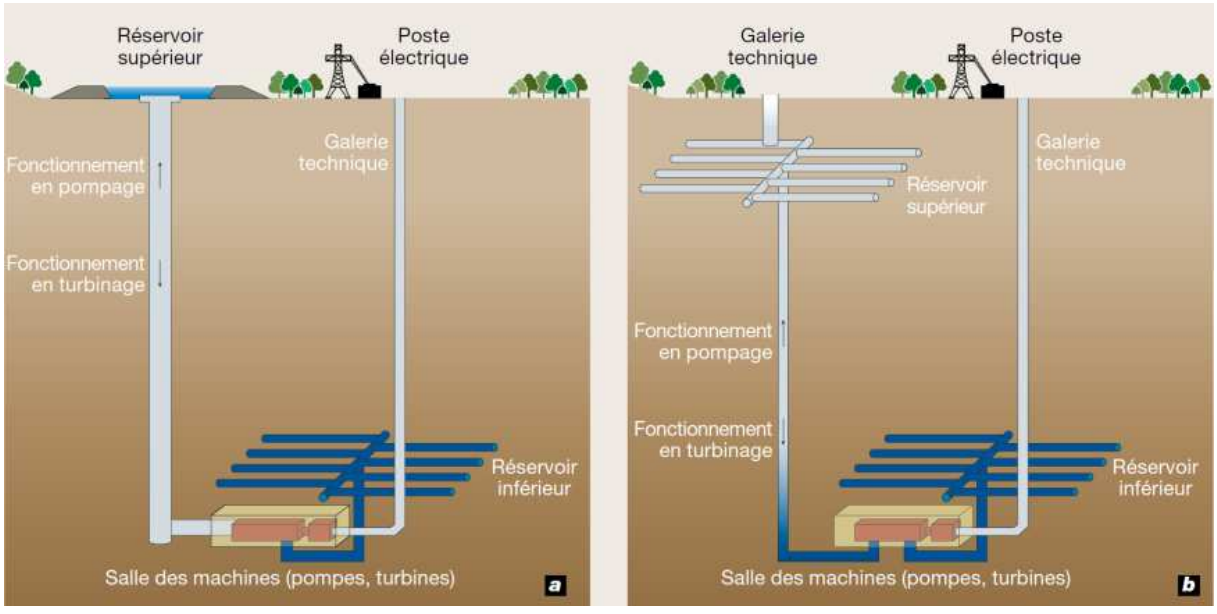


Figure 7. Schéma de principe de l'utilisation d'anciennes cavités souterraines comme STEP semi-souterraine (a) et souterraine (b) (Salmon, 2015)

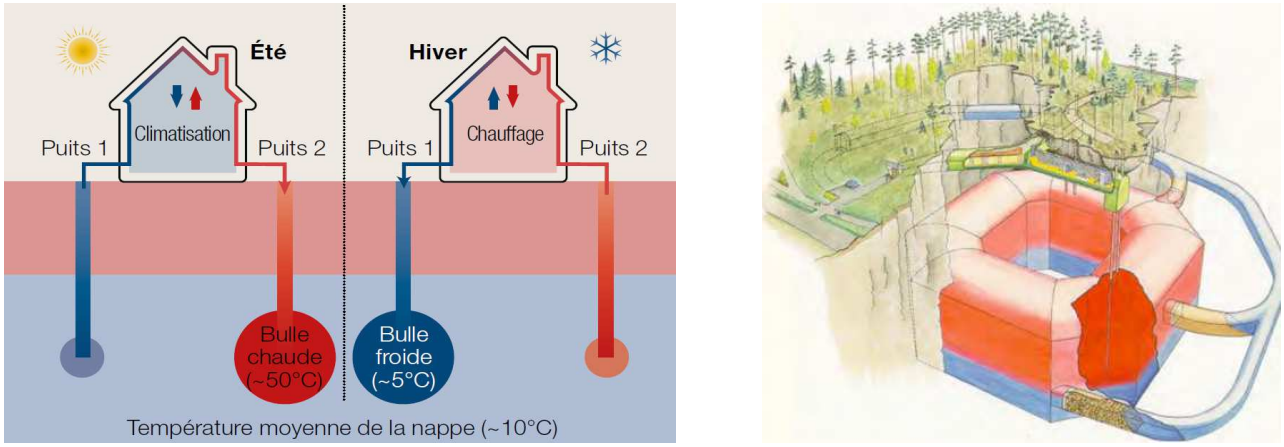
Sachant qu'un dénivelé de 500 m fournit une densité énergétique de 1,4 kWh/m^3 d'eau stockée, une cavité de 100 000 m^3 peut fournir 110 MWh par cycle, soit environ la production de 10 éoliennes pendant 6 h. En prenant 100 cavités de ce volume, on ne

pourrait stocker qu'environ 4 TWh/an, soit 1% de la part des énergies renouvelables prévue à l'horizon 2020. Ce mode de stockage a donc surtout un intérêt local.

3.4 Stockage d'énergie thermique

Il s'agit ici de stocker temporairement dans le sous-sol de l'énergie thermique (chaleur ou froid) produite par l'homme, en vue d'une réutilisation ultérieure. Le cyclage est généralement saisonnier principe : la chaleur est stockée en été pour être réutilisée en hiver (Sanner et Bartels, 2009) Pour que ce type de stockage soit rentable, il faut disposer d'une source d'énergie thermique gratuite, dite « fatale ».

On peut stocker cette énergie en utilisant la capacité thermique des roches (pieux ou sondes géothermiques) ou de l'eau souterraine (Figure 6) : ce cas correspond au Stockage d'Énergie Thermique en Aquifère (SETA) ou en Cavité (SETC).



a) Schéma de principe d'un SETA

b) Cavité souterraine de Lyckebo en Suède (Hellström, 2012)

Figure 6. Stockage souterrain d'énergie thermique en aquifère (a) et en cavité (b)

Un SETA efficace nécessite une porosité et une perméabilité élevées de la roche-réservoir, couplée à une faible vitesse de circulation de la nappe (Gombert, 2015). Alors qu'il existe plus de 700 aux Pays-Bas, ces conditions ne sont pas réunies en France où aucun SETA n'a été implanté.

Le STEC permet de s'affranchir de ces contraintes. Dans le nord de l'Europe, il existe quelques projets de SETC où les cavités sont creusées en roche dure (Martna, 1983 ; Brunström et al., 1985 ; Hellström, 2012) ou tendres (Dannemand et al., 2013) : cavité de 190 000 m^3 en roche dure à Oulu (Finlande) ou fosse de 200 000 m^3 en formation sableuse à Vojens (Danemark). On peut également réutiliser des cavités souterraines déjà existantes (Gedung et Margen, 1988) et un projet de recherche sur le stockage d'énergie thermique en carrière souterraine est en cours à l'INERIS.

L'énergie thermique emmagasinée dans 1 m^3 d'eau est de 1,2 kWh/°C (INERIS, 2016). En prenant 100 cavités de 100 000 m^3 d'eau portée à 40°C au-dessus de sa température initiale, on peut ainsi stocker environ 0,4 TWh/an en France, soit 0,1% de la part d'énergies renouvelables prévues à l'horizon 2020. Comme pour l'air comprimé et les STEP, ce type de stockage a donc un intérêt local.

4. Principaux risques

La plupart des risques liés au stockage souterrain de l'énergie sont déjà connus dans le cadre du stockage de gaz naturel ou de CO_2 (Gombert et Thoraval, 2010 ; Farret et Thoraval, 2013 ; Prats, 2013). D'après INERIS (2016), ils sont liés :

- aux installations de surface ; il s'agit alors de risques accidentels tels que rencontrés dans les installations de stockage de gaz sous pression (présence de gaz chauds, inflammables et/ou explosibles) ;
- aux ouvrages d'accès ; il s'agit surtout de défauts d'étanchéité liés aux interfaces roche-cimentation-tubage ou à une dégradation progressive des équipements de puits ; d'après Farret et Thoraval (2013), il peut en découler une éruption brutale et massive à travers un puits (avec un risque d'incendie ou d'explosion), ou une fuite lente et diffuse à travers les terrains (avec un risque de contamination d'un aquifère) ;
- aux réservoirs souterrains, partie du stockage qui réserve le plus d'incertitude au niveau des risques et de leur maîtrise.

C'est donc au niveau du réservoir souterrain que devra porter le plus gros effort de R&D, notamment en ce qui concerne (INERIS, 2016) :

- la perte d'étanchéité, due à de fortes variations de température ou de pression, au creusement des ouvrages souterrains ou aux cycles d'injection-soutirage ;
- l'instabilité, induite par les cycles d'injection-soutirage qui peuvent générer soulèvement puis affaissement de la surface du sol (Charmoille et Thoraval, 2010) ; cela pourrait éventuellement être le cas des STEP semi-souterraines, comme cela est observé lors de l'ennoyage ou du dénoyage des mines ;
- l'émission de gaz du sous-sol, principalement dans le cas des STEP semi-souterraines où l'injection d'eau implique l'expulsion de l'atmosphère souterraine avec un risque d'effet de souffle ou d'émission de gaz toxique ou asphyxiant (CH_4, CO_2, radon…) ;
- la qualité des eaux souterraines, avec des interactions géochimiques, biochimiques ou microbiologiques en cas de communication du stockage avec un aquifère d'eau douce (phénomène redox ou acido-basique, dissolution-précipitation…).

5. Conclusion

Le stockage souterrain d'énergie repose sur la transformation de l'électricité excédentaire en énergie chimique (hydrogène) ou potentielle (CAES, STEP), ainsi que sur la récupération de la chaleur fatale. L'énergie ainsi stockée peut ensuite être retransformée en électricité ou utilisée telle quelle (hydrogène, chaleur).

Grâce à sa forte capacité énergétique, le stockage souterrain de l'hydrogène apparaît comme le seul capable de stocker massivement la production d'énergie renouvelable prévue en France à l'horizon 2020, les autres stockages souterrains d'énergie n'étant appelés qu'à jouer un rôle local ou régional. Cependant, le développement de la filière de stockage souterrain de l'hydrogène se heurte à des défis liés aux risques technologiques et aux impacts environnementaux de ce gaz.

Par rapport à la solution par batteries, le stockage souterrain d'énergie est actuellement onéreux du fait des équipements requis : installations de surface, puits d'accès et cavités souterraines. Toutefois, il permet un stockage nettement plus massif et son coût devrait diminuer au fur et à mesure du développement de la demande, ainsi que si l'on parvient à réutiliser des cavités souterraines existantes.

Le stockage souterrain de l'énergie pourra donc jouer un rôle majeur dans la transition écologique en cours s'il parvient à maîtriser les risques le plus en amont possible.

6. Bibliographie

Allen R.D., Kannberg L.D., Raymond J.R. (1984). Seasonal thermal energy storage. Pacific Northwest Laboratory, US DOE, Contract DE-AC06-76RLO1830.

Brunström C., Larsson M., Holst P., Zinko H., Hillström C.G. (1985). The Lyckebo rock cavern seasonal storage plant after one year of operation. Sunworld, 9(3), pp. 93-95.

Charmoille A., Thoraval A. (2010). Synthèse de l'état des connaissances et des pratiques en matière d'abandon des stockages souterrains. Rapport INERIS DRS-08-86168-00481D, 11/01/2010.

Crotogino F., Mohmeyer K.U., Scharf R. (2001). Huntorf CAES: more than 20 years of successful operation », Spring 2001 Meeting, Orlando, FL, USA, 15-18 April.

Dannemand A.J., Bødker L., Jensen M.V. (2013). Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating. Proc. of the 18th Int. Conf. on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Paris (F), pp. 3351-3354.

Farret R., Thoraval A. (2013). Retour d'expérience des incidents et accidents sur des sites d'exploitation ou de stockage en milieu souterrain – Application au stockage géologique du CO2. Rapport INERIS DRS-12-126009-13886B, 30/05/2013.

Gedung H., Margen P. (1988). Converted oil cavern used for thermal energy storage. STES Newsletter, vol. X, n°2, June 1988.

Ghoreychi M. (2015). Stockage souterrain de l'hydrogène. Note technique INERIS-DRS-15-10182-03229A, 30 /03/2015.

Gombert P., Thoraval A. (2010). Etat des connaissances sur les risques liés au stockage géologique du CO2. Rapport INERIS DRS-08-95145-11842B, 19/03/2010.

Gombert P. (2015). Le stockage souterrain d'énergie thermique dans le contexte de la transition énergétique. Rapport INERIS DRS-15-149645-11964A, 17/12/2015.

Hellström G. (2012) UTES Experiences from Sweden. Underground Thermal Energy Storage Seminar. 31 May 2012, London (UK).

INERIS, 2016. Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique. Maîtrise des risques et impacts. INERIS référénces, www.ineris.fr

Madlener R., Specht J.M. (2013). An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Coal Mines. FCN Working Paper No. 2/2013, February 2013.

Martna J. (1983). The Avesta research plant for hot water storage – State of the project. Swedish Council for Building Research, Stockholm, 1983, n°16, pp. 367-372.

Prats F. (2013). Règles méthodologiques applicables aux études de danger des stockages souterrains, rapport INERIS DRA-13-133158-12929A, 03/12/2013.

RWE, 2010. ADELE – Adiabatic compressed-air energy storage for electricity supply. https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/391748/data/364260/1/rwe-powerag/innovations/Brochure-ADELE.pdf

Salmon R. (2015). Note relative à la valorisation d'anciennes mines et carrières en Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) dans le contexte de la Transition Énergétique. INERIS DRS-15-153745-10023A, 21/10/2015.

Sanner B., Bartels J. (2009). Thermal energy storage in aquifers – three decades of experience gained, and what are future prospects? IFP. Deep saline aquifers for geological storage of CO2 and energy, Rueil-Malmaison (F), April 2009.

Thoraval A. (2016). Stockage souterrain de l'air comprimé dans le contexte de la transition énergétique. Rapport INERIS DRS-16-149645-00148A, 11/01/2016.