



# Risks and opportunities related to underground energy storage in France

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

► **To cite this version:**

Philippe Gombert, Mehdi Ghoreychi, Franz Lahaie, Romuald Salmon, Alain Thoraval. Risks and opportunities related to underground energy storage in France. *Tunnels et Espace Souterrain*, 2017, pp.47-62. ineris-01853332

**HAL Id: ineris-01853332**

**<https://hal-ineris.archives-ouvertes.fr/ineris-01853332>**

Submitted on 3 Aug 2021

**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.

## **Risques et opportunités liés aux stockages souterrains d'énergie en France.**

Gombert P<sup>1\*</sup>, Ghoreychi M<sup>1</sup>, Lahaie F<sup>2</sup>, Salmon R<sup>1</sup>, Thoraval A<sup>2</sup>

<sup>1</sup> INERIS, Parc Technologique Alata, 60550 Verneuil-en-Halatte

<sup>2</sup> INERIS, c/o Ecole des Mines, Campus ARTEM CS 14234, 54042 Nancy

\* [philippe.gombert@ineris.fr](mailto:philippe.gombert@ineris.fr)

### **Résumé :**

Du fait du caractère intermittent de certaines énergies renouvelables, il est nécessaire de stocker l'énergie non consommée pour la redistribuer ultérieurement. Parmi les diverses possibilités, le stockage souterrain permet un bon isolement par rapport à la surface et le stockage de grands volumes, notamment sous forte pression. On sait déjà stocker dans le sous-sol du gaz naturel et des hydrocarbures. Dans un futur proche, on envisage d'y stocker d'autres produits sous forme d'énergie chimique (hydrogène), potentielle (air comprimé, eau dans le cadre des stations de transfert d'énergie par pompage) ou thermique (eau chaude/froide).

Cela nécessitera la réalisation de cavités (par creusement, lessivage ou par reconversion d'anciens vides souterrains) ou l'utilisation d'aquifères profonds ou de gisements d'hydrocarbures déplétés. Le recours à chacun de ces types de stockage dépendra des caractéristiques géologiques du sous-sol : présence d'un gisement de sel, d'une roche dure, d'un aquifère profond...

L'hydrogène possède une forte capacité énergétique et son stockage souterrain massif pourrait avoir un intérêt à l'échelle nationale. Il faudra cependant surmonter des défis liés aux risques technologiques et aux impacts environnementaux de ce gaz spécifique. Le retour d'expérience des nombreux stockages souterrains de gaz naturel et des quelques stockages souterrains d'hydrogène à usage industriel prouve déjà une bonne maîtrise de ces risques.

Le coût de réalisation et d'exploitation d'un stockage souterrain d'énergie est également un élément important du fait des équipements de surface et en souterrain qui sont nécessaires. Ces coûts devraient cependant diminuer progressivement au fur et à mesure du développement de la demande.

**Mots clés :** stockage souterrain, stockage d'énergie, énergie renouvelable, hydrogène, air comprimé, chaleur, STEP

### **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 de l'ordre de 30 Mtep<sup>1</sup> ou 352 TWh<sup>2</sup>. Le développement des énergies renouvelables se heurte toutefois au caractère intermittent de certaines d'entre elles. Pour y remédier, il est nécessaire de stocker l'énergie produite en excès ou non consommée pour faire face aux demandes ultérieures. Les solutions possibles de stockage vont des batteries aux stockages souterrains en passant par les réservoirs de surface. Pour un stockage de grande capacité à moyen ou long terme (plusieurs jours à plusieurs mois), le stockage souterrain d'énergie présente un certain nombre d'atouts, notamment liés à la possibilité de disposer de grands volumes et de pressions élevées sans impact majeur en surface.

En dehors du stockage thermique (plusieurs centaines de sites déjà opérationnels aux Pays-Bas, en Scandinavie, en Allemagne...), peu de stockages souterrains d'énergie sont opérationnels dans le monde. On dispose cependant de nombreux exemples de stockages d'hydrocarbures (méthane, pétrole,

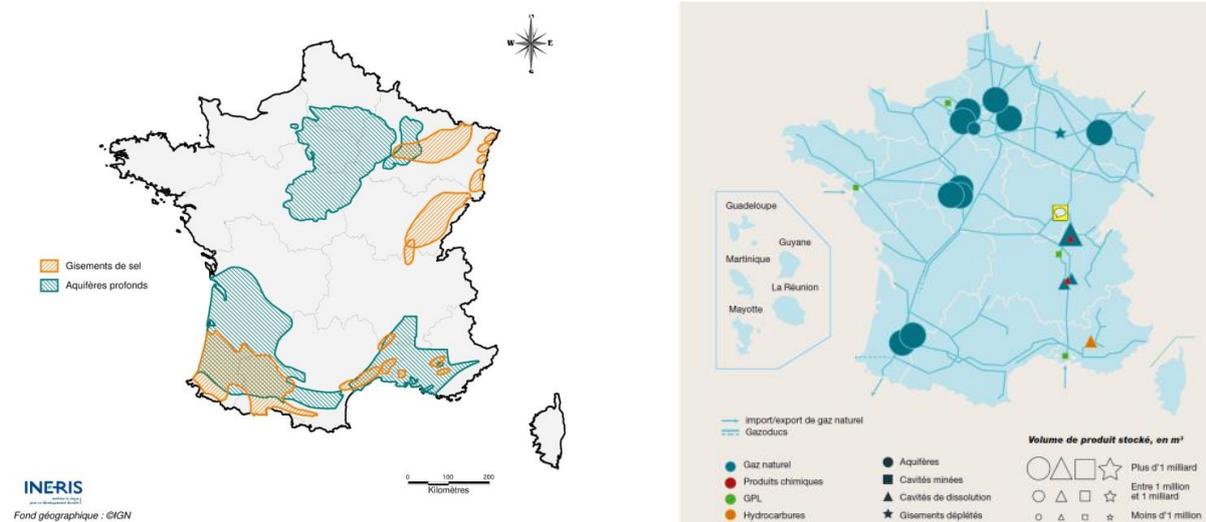
---

<sup>1</sup> 1 tep (tonne équivalent pétrole)  $\approx 4,2 \cdot 10^{10}$  J

<sup>2</sup> 1 TWh  $\approx 3,6 \cdot 10^{15}$  J

GPL<sup>3</sup>...) qui permettent d'avoir un retour d'expérience significatif qui peut être mis à profit dans le contexte énergétique, en particulier en termes de maîtrise des risques.

En France, grâce à une géologie favorable (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.a**), il existe 23 sites de stockage souterrain de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés, ou de produits chimiques, chacun d'entre eux comportant en général plusieurs réservoirs : il s'agit tantôt d'un aquifère (gaz naturel), d'une cavité (gaz naturel, pétrole, produits chimiques) ou d'un gisement épuisé (gaz naturel). Au total, cela représente environ 100 réservoirs souterrains en France, la plupart étant en service depuis des décennies.



a) Contextes géologiques favorables

b) Localisation, nature et type

Figure 1. Les stockages souterrains en France

On présentera ici les principales filières de stockage souterrain d'énergie sous forme chimique (hydrogène, biogaz), mécanique (air comprimé), hydraulique (station de transfert d'énergie par pompage) et thermique (chaleur, froid).

Bien qu'il vise à construire une économie décarbonée, ce qui est l'un des maillons de la transition énergétique, le stockage de CO<sub>2</sub> ne sera pas abordé ici car il ne s'agit pas d'un produit énergétique. En revanche, les études portant sur ce type de stockage souterrain massif ont permis de développer une méthodologie d'analyse de risque dont s'inspirent les autres modes de stockage souterrain.

## 2. Présentation des stockages souterrains actuels

### 2.1 Types de stockage

En France, les stockages souterrains concernent principalement le gaz naturel, les hydrocarbures et certains produits chimiques. Il en existe trois grands types (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.b**) qui sont, par ordre d'importance, les aquifères (12 sites), les cavités (10 sites) et les gisements déplétés (1 site).

Les gisements déplétés ont été les premiers utilisés dans le monde avec une réalisation au Canada (Ontario) dès 1915 (INERIS, 2016). Il s'agit de stockages souterrains naturels, protégés par un recouvrement géologique imperméable. Sous ce recouvrement, les hydrocarbures sont piégés à forte pression au sein d'une roche poreuse et perméable (appelée roche-réservoir). Une fois leur exploitation terminée, au lieu d'abandonner ces sites à faible pression, on peut les reconverter en stockage de gaz

<sup>3</sup> Gaz de Pétrole Liquéfiés (mélange de butane et de propane régi par la norme européenne EN-589)

naturel ou d'hydrocarbures. Actuellement, environ 76% des stockages de gaz naturel dans le monde sont de ce type (soit un peu moins de 500) contre un seul en France : situé à Trois-Fontaines-l'Abbaye, dans la Marne, il a une capacité de stockage de 2 milliards de m<sup>3</sup> mais il est « en sommeil » depuis 2014 pour des raisons économiques.

Les stockages en aquifère sont les équivalents artificiels des gisements d'hydrocarbures (INERIS, 2016). On injecte du gaz naturel dans un aquifère profond, non utilisable pour l'eau potable, recouvert d'une roche imperméable interdisant toute migration vers la surface (

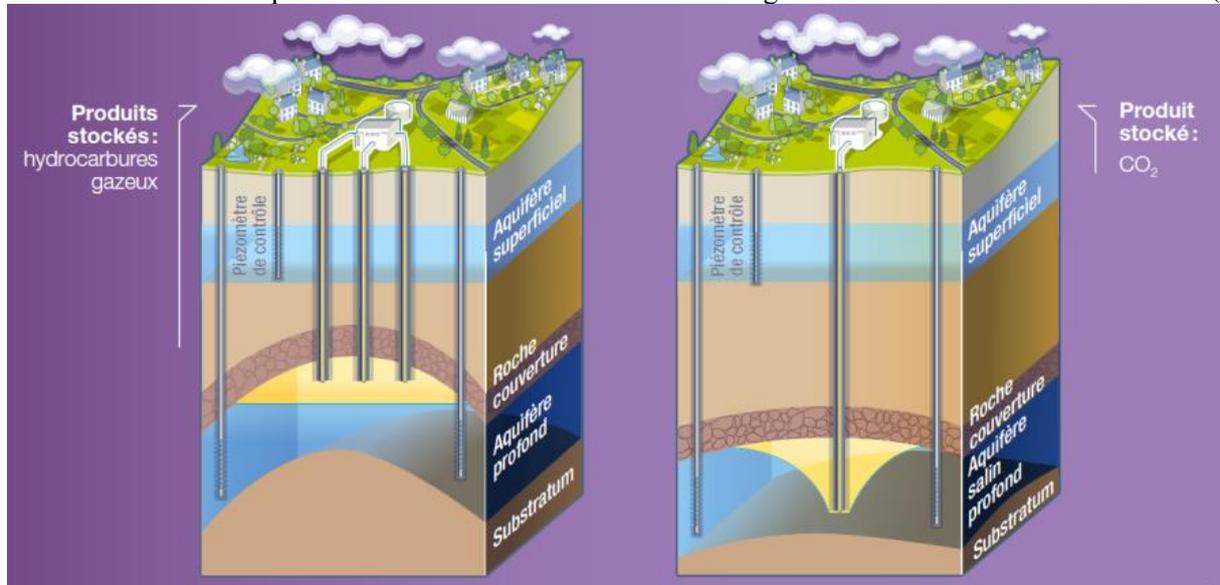


Figure 2). Injecté à une pression supérieure à celle de l'eau souterraine, le gaz, peu miscible à court terme, le repousse et le remplace au sein des pores de l'aquifère. Le volume de « gaz utile », c'est-à-dire celui qu'il est possible de soutirer et/ou de réinjecter, représente environ la moitié du volume total stocké car une partie reste immobilisée au sein des pores afin de maintenir une pression d'exploitation minimale (on parle de « gaz coussin »). Depuis le premier stockage de ce type, réalisé en 1946 aux États-Unis (Kentucky), il en existe environ 90 dans le monde, dont 13 en France. Notre pays a en effet majoritairement opté dans le passé pour ce type de stockage dont le volume utile total est actuellement voisin de 11 milliards de m<sup>3</sup>.

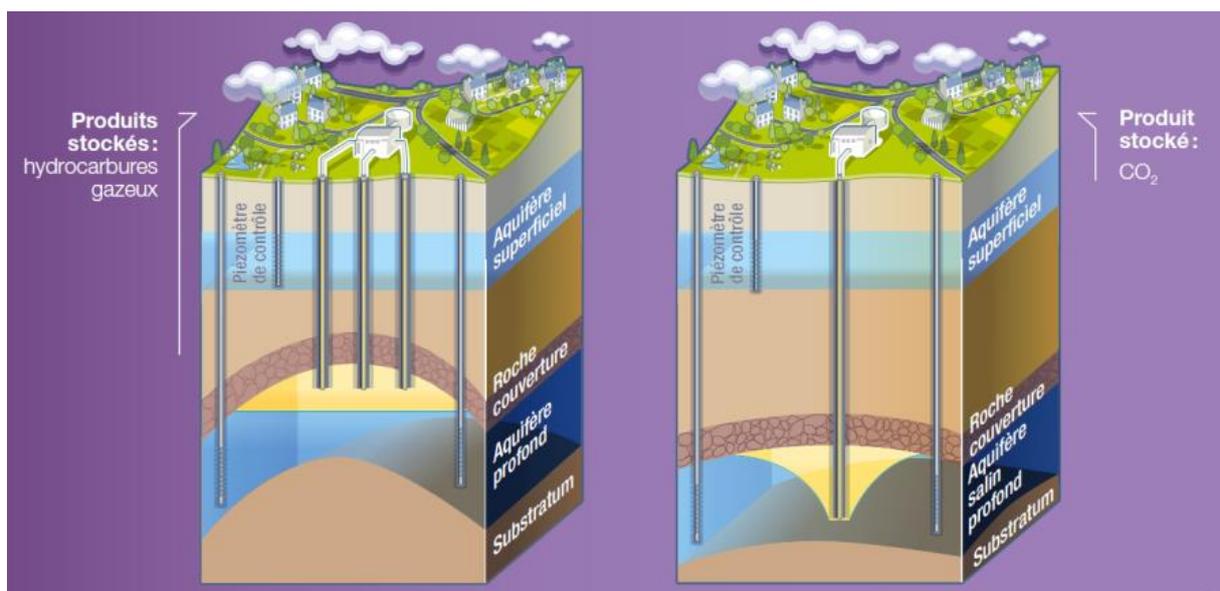


Figure 2. Représentation schématique des stockages en aquifère profond

Pour des besoins de stockages de courte durée (quelques jours à quelques semaines), les stockages en cavités sont plus adaptés que les deux types précédents qui nécessitent un soutirage en continu (Ghoreychi, 2015). On utilise ici un vide artificiellement créé au sein d'une roche imperméable (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**), à l'aide d'engins mécaniques ou d'explosifs s'il s'agit d'une roche dure (cavité minée), ou par dissolution s'il s'agit d'une roche soluble (cavité saline). Il existe aussi la possibilité de réutiliser à des fins de stockage d'anciennes cavités creusées pour d'autres usages (extraction de minerai) : on parle alors de stockage en cavité abandonnée, cas moins fréquent et actuellement peu usité.

Les premiers essais de stockage d'hydrocarbures en cavités ont tous été réalisés aux Etats-Unis : ils datent de 1940 pour une cavité saline, de 1950 pour une cavité minée et de 1960 pour une cavité abandonnée. En France, il existe actuellement 6 sites de stockage en cavités salines (représentant au total 78 cavités) et 4 en cavités minées (représentant au total 9 cavités) : un seul stockage avait été réalisé en cavité abandonnée, dans une ancienne mine de fer du Calvados, mais il a été abandonné. Profondes de 300 à 1 500 m, les cavités salines permettent de stocker environ 14 millions de m<sup>3</sup> d'hydrocarbures liquides et 2 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel. Par contre, les cavités minées ne se trouvent qu'entre 80 et 150 m de profondeur (en France) et n'ont qu'un volume cumulé de 0,5 million de m<sup>3</sup>. On notera que la tendance actuelle est de réaliser des cavités salines de très grand volume, pouvant dépasser le million de m<sup>3</sup> par unité.

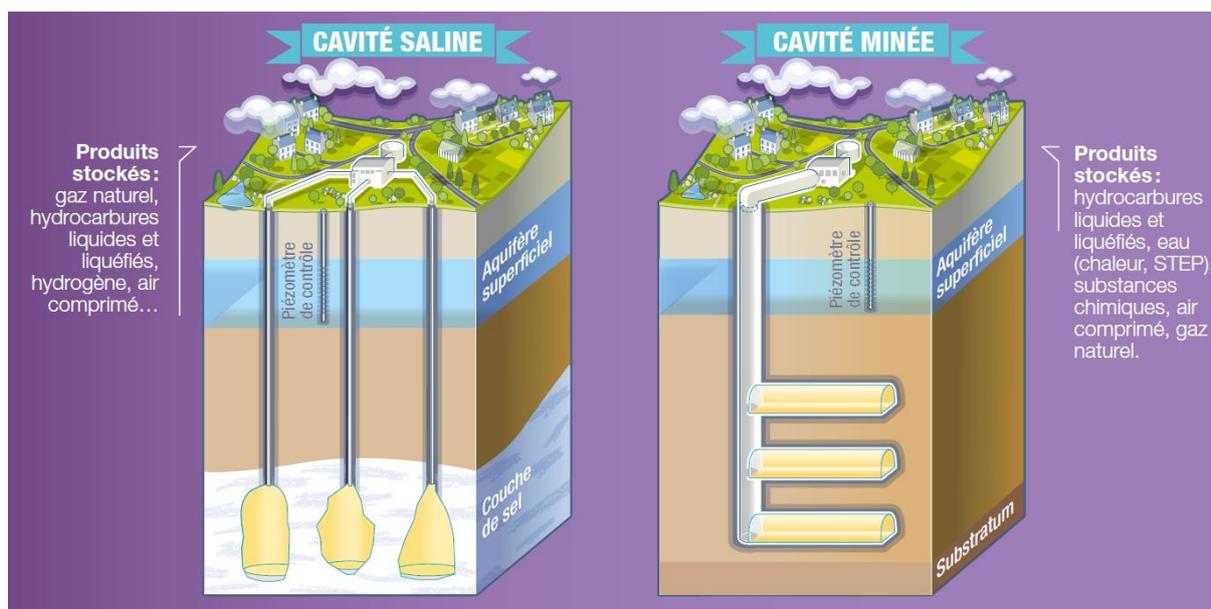


Figure 3. Représentation schématique des stockages en cavités

## 2.2 Nature des produits stockés

Il existe deux catégories de produits stockés : ceux qui ont vocation à être récupérés et ceux destinés à faire l'objet d'un stockage définitif. Plusieurs types de produits de la première catégorie peuvent faire l'objet d'un stockage souterrain (INERIS, 2016) : gaz (gaz naturel, gaz carbonique, hydrogène, air comprimé...), liquides (hydrocarbures liquides ou liquéfiés, produits chimiques, eau chaude ou froide...) voire solides (déchets ultimes, déchets radioactifs...).

Selon les caractéristiques physiques (pression, température, viscosité) et chimiques (nature, acidité) de ces produits, certains types de stockage souterrain sont plus ou moins adaptés (Tableau 1).

Tableau 1. Adéquation entre types de produit et de stockage souterrain (INERIS, 2016)

Produit stocké	Gisement	Aquifère	Cavité de		Cavité	Commentaires
----------------	----------	----------	-----------	--	--------	--------------

	déplété		dissolution		minée	
Hydrocarbures gazeux	X	X	X		X	
Gaz carbonique	X	X				Également en veines de charbon et en roches basiques ou ultrabasiqes
Hydrogène			X			
Air comprimé			X			
Hydrocarbures liquides ou liquéfiés			X		X	Plus rarement en mine abandonnée
Produits chimiques			X		X	
Déchets industriels					X	Fréquemment en mine abandonnée

### 2.3 Réglementation

Le régime réglementaire d'un stockage souterrain diffère selon la nature du produit stocké. Il convient, à cet égard, de distinguer ici :

- les stockages souterrains de gaz et hydrocarbures liquéfiés ou gazeux ou de produits chimiques à destination industrielle, qui ont été intégrés au code minier en 2003 mais qui sont explicitement inclus depuis 2015 dans la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ;
- les stockages souterrains d'énergie thermique qui sont également régis par différentes disposition du code minier ;
- les autres stockages souterrains d'énergie (hydrogène, air comprimé) qui n'ont pas encore de cadre réglementaire spécifique en France ; on peut toutefois imaginer qu'ils seront soumis au droit commun du code minier mais que les stockages souterrains d'hydrogène seront également intégrés à la nomenclature ICPE ;
- les installations de surface des stockages sous pression (hydrogène, air comprimé) qui sont également soumises à la réglementation ICPE et à celle relative aux équipements sous pression.

Les procédures applicables en vertu du code minier sont rappelées en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

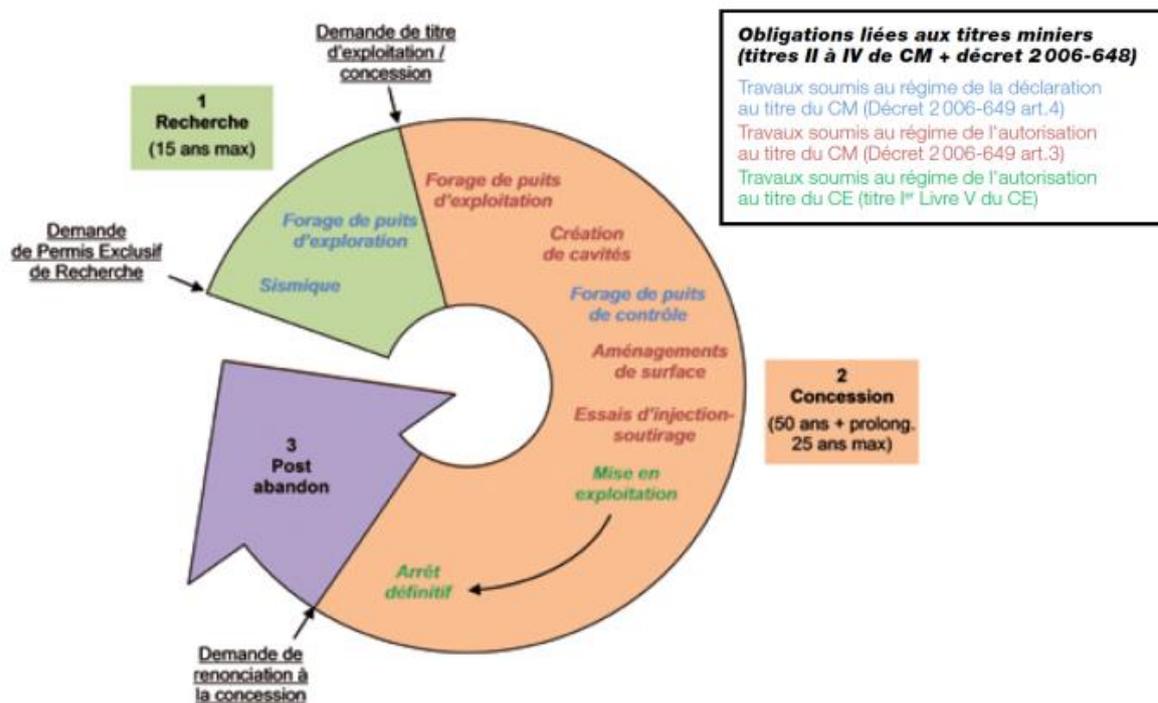


Figure 4. Principales étapes réglementaires de la vie d'un stockage souterrain de gaz et hydrocarbures

### 3. Différentes filières de stockage souterrain d'énergie

Il s'agit principalement de récupérer l'électricité excédentaire produite en heures creuses en la convertissant sous forme d'énergie chimique (hydrogène) ou d'énergie potentielle (air comprimé, STEP) pour la stocker dans un vaste réservoir souterrain. Lorsque la demande en électricité est forte (ou son prix élevé), cette énergie est alors libérée afin de produire de l'électricité par combustion (hydrogène), détente dans une turbine (air comprimé) ou turbinage hydraulique (STEP).

Il existe toutefois une autre possibilité qui consiste à stocker puis à réutiliser l'énergie directement sous forme thermique. Pour que cela soit rentable, il faut disposer d'une énergie thermique gratuite telle que celle produite par les usines d'incinération ou le refroidissement des panneaux photovoltaïques, ou encore disponible à la sortie des pompes à chaleur, etc. (Allen et al., 1984) : c'est ce qu'on appelle de l'énergie thermique « fatale ».

#### 3.1 Stockage d'hydrogène

L'hydrogène ayant une molécule très petite, mobile et légère (15 fois moins dense que l'air), son confinement est difficile et son stockage souterrain exige le recours à un milieu géologique adapté ainsi qu'une parfaite maîtrise de l'étanchéité. En outre, c'est un gaz incolore, inodore, non toxique mais très inflammable et particulièrement énergétique : sur la base de son Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI), la densité énergétique<sup>4</sup> de l'hydrogène est d'environ 3 kWh/Nm<sup>3</sup>, soit 300 kWh/m<sup>3</sup> à une pression de 100 bar.

Il existe déjà quatre stockages souterrains d'hydrogène dans le monde, en fonctionnement depuis 30 ans pour certains, implantés dans des cavités salines (Ghoreychi, 2015) : trois aux États Unis (Clemens Dome, Moss Bluff, Spindletop) et un au Royaume-Uni (Teesside). Cet hydrogène est utilisé par les industries chimiques et pétrochimiques et non pour le besoin spécifique du stockage de l'énergie.

De nombreux projets de recherche et développement sont en cours sur le stockage souterrain d'hydrogène dans le contexte des énergies renouvelables. Ils sont motivés par la possibilité de stocker

<sup>4</sup> mesurée en Normal-m<sup>3</sup> (Nm<sup>3</sup>) c'est-à-dire dans des conditions normales de pression et de température

sous forte pression un grand volume d'hydrogène, offrant ainsi une puissance énergétique considérable. L'option envisagée est celle du stockage en cavité salines (

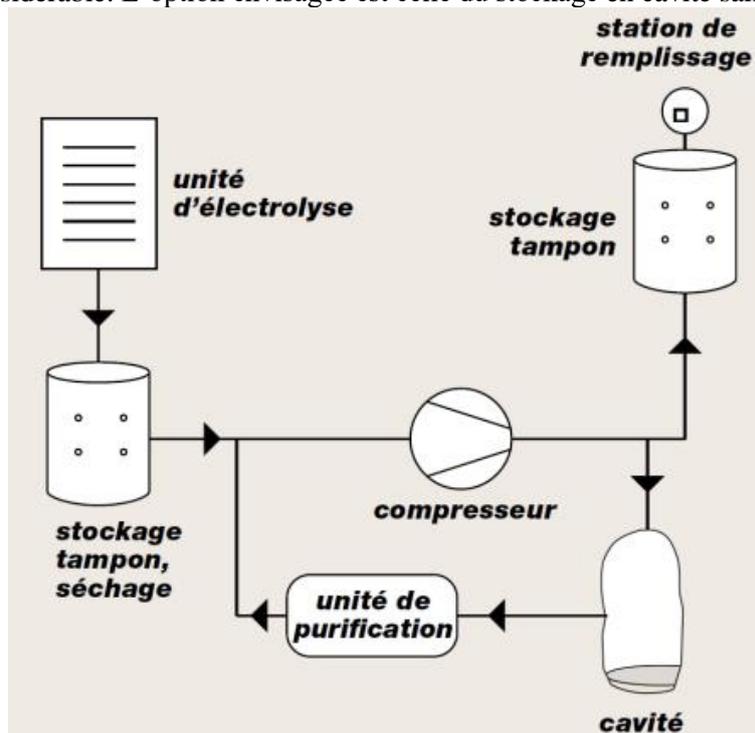


Figure 5), plutôt qu'en aquifère, ce dernier pouvant être affecté par l'interaction entre l'hydrogène, l'eau et les roches et/ou les micro-organismes présents dans le réservoir.

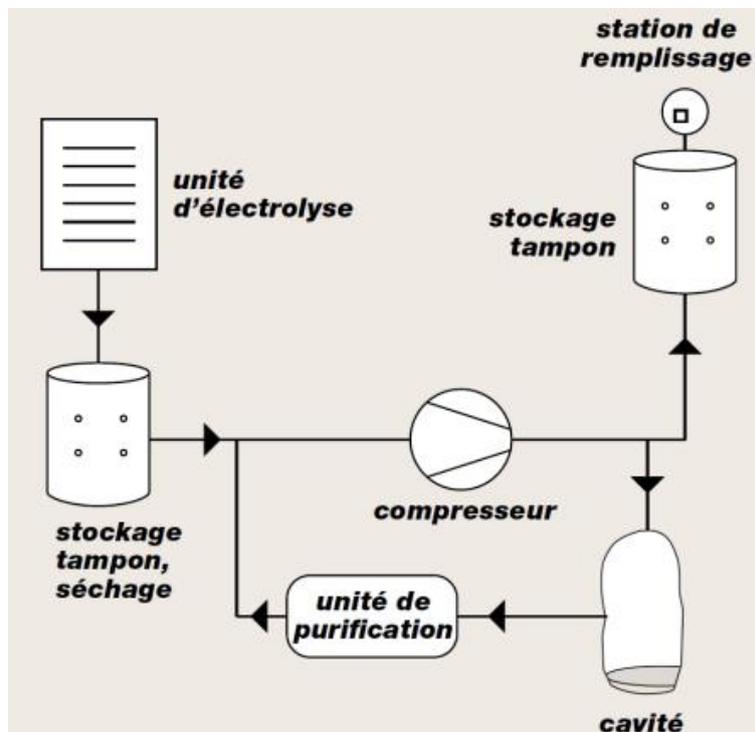


Figure 5. Schéma simplifié des installations d'un stockage souterrain d'hydrogène

Ainsi, une cavité souterraine de 500 000 m<sup>3</sup> de volume à la pression de 200 bar permet de stocker, sur la base d'un rendement de 50%, une énergie de 150 GWh par cycle d'injection-soutirage (INERIS, 2016). Dans le cadre d'un stockage à l'échelle locale, cela correspond par exemple à la production énergétique d'un champ de 10 éoliennes modernes, fonctionnant 24 h sur 24 pendant 250 jours.

Mais, du fait de la forte densité énergétique de l'hydrogène, le principal intérêt de ce type de stockage se trouve à l'échelle nationale. En effet, le stockage sous forme d'hydrogène de la part d'énergie renouvelable prévue à l'horizon 2020 nécessiterait la réalisation de 100 à 200 cavités salines de ce type en France, sur la base d'un à deux cycles d'injection-soutirage par mois, voire moins en se basant sur des cavités de très grand volume (un million de m<sup>3</sup>). Ce nombre est à comparer aux 78 cavités salines actuellement existantes pour le stockage de gaz naturel et d'hydrocarbures.

### 3.2 Stockage d'air comprimé

Le stockage souterrain d'air comprimé consiste à utiliser l'électricité excédentaire produite en heures creuses pour comprimer de l'air à pression élevée et le stocker dans un réservoir pour ensuite le libérer lorsque la demande en électricité est forte (ou son prix élevé) afin de produire celle-ci par détente dans une turbine. Il s'agit du procédé appelé « Compressed Air Energy Storage » (CAES) en anglais.

Il existe déjà des stockages d'air comprimé en surface mais soit d'un volume faible et d'une pression élevée (de l'ordre de 2 000 Nm<sup>3</sup> sous 200 bar), soit d'un volume plus élevé mais d'une pression plus faible. L'intérêt du stockage souterrain (en cavités, voir Figure 6) est de pouvoir stocker de grands volumes d'air comprimé (jusqu'à plusieurs centaines de millions de Nm<sup>3</sup>) sous forte pression (200 bar et plus). En effet, l'énergie produite lors de la détente de l'air comprimé est proportionnelle à la fois à la pression et au volume de stockage. Les puissances installées vont ainsi de quelques mégawatts (micro-CAES) jusqu'à plusieurs centaines de mégawatts comme dans les deux seuls sites opérationnels dans le monde (Crotogino et al., 2001) : Huntorf en Allemagne (290 MW) et McIntosh aux États-Unis (110 MW).

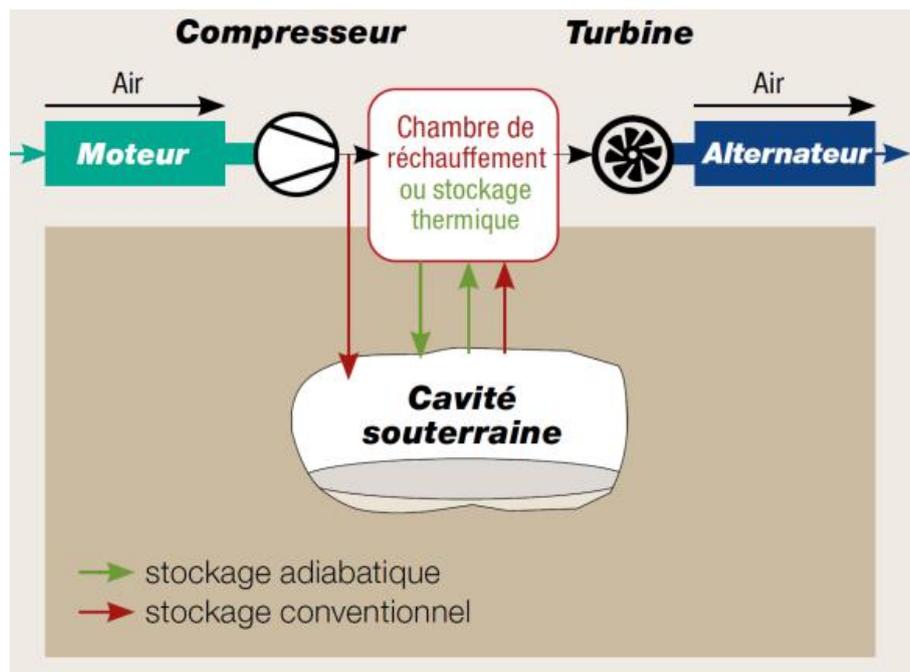


Figure 6. Schéma simplifié des installations d'un stockage souterrain d'air comprimé

Il s'agit ici de CAES dit conventionnel, c'est-à-dire sans récupération de la chaleur générées par la compression de l'air, dont la température peut atteindre 600 °C. De ce fait, il faut réchauffer cet air avant de le détendre sans quoi sa température, trop basse, pourrait endommager la turbine, et le rendement global du système est faible (de 40 à 50%). Il existe une autre technologie appelée « CAES isochore adiabatique », désigné sous le sigle AA-CAES (Advanced Adiabatic-CAES) qui permet de stocker également la chaleur induite par la compression pour réchauffer l'air pendant sa phase de détente : son rendement théorique est ainsi estimé à plus de 70%. Cependant, les températures très élevées produites lors de la phase de compression sont difficilement admissibles par la plupart des roches : on s'oriente donc plutôt vers un stockage de cette chaleur en surface (Thoraval, 2016). Il

existe une usine pilote de AA-CAES en souterrain en Allemagne (Finkenrath et al., 2009 ; RWE, 2010 ; Kepplinger et al., 2011) qui, pour un coût global de 10 millions €, devrait générer une puissance électrique de 200 MW pendant cinq heures (soit une capacité de stockage de 1000 MWh).

On peut avoir une idée de la capacité énergétique offerte par le stockage de l'air comprimé, sachant que sa densité énergétique est de 2,78 kWh/m<sup>3</sup> à une pression de 100 bar. Le volume de cavité souterraine nécessaire pour le stockage d'une journée complète de production énergétique d'un champ de 10 éoliennes est de l'ordre de 70 000 m<sup>3</sup>, soit un cube de 40 m de côté (INERIS, 2016). Si l'on considère, à l'échelle de la France, 100 cavités de 100 000 m<sup>3</sup> chacune à raison d'un cycle d'injection-soutirage par jour, la capacité de stockage peut être estimée à environ 5 TWh par an, soit seulement 1,5% de la part d'énergies renouvelables prévue à l'horizon 2020. Le stockage souterrain de l'air comprimé ne peut donc pas être une solution de stockage massif de l'énergie à l'échelle nationale mais il peut avoir un intérêt à l'échelle locale.

### 3.3 Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)

Une STEP est constituée de deux réservoirs d'eau situés à des altitudes différentes. Lors des périodes de surproduction d'électricité ou de tarif bas (nuit), l'eau du réservoir inférieur est pompée vers le réservoir supérieur. En cas de besoin de production d'électricité ou en période de tarif haut (jour), on procède à la vidange de tout ou partie du réservoir supérieur. L'écoulement gravitaire de l'eau à travers une turbine permet alors de produire l'électricité.

L'énergie ainsi produite est proportionnelle à la fois à l'écart d'altitude des deux bassins et au volume d'eau stockée. Les STEP conventionnelles sont réalisées en surface et représentent actuellement près de 99% des stockages d'énergie installés dans le monde. Il en existe près de 400 dans le monde, dont 6 en France, avec un potentiel de production de 6 à 7 TWh par an. Il s'agit donc d'une technologie de stockage de l'énergie déjà opérationnelle et maîtrisée mais requérant des conditions de site très spécifiques et contraignantes sur le plan environnemental. Cependant, on peut s'affranchir de la contrainte de site en utilisant une ou plusieurs cavité(s) souterraine(s) comme réservoir(s) : il s'agit alors du concept de STEP semi-souterraine ou souterraine (Salmon, 2015 ; Figure 7).

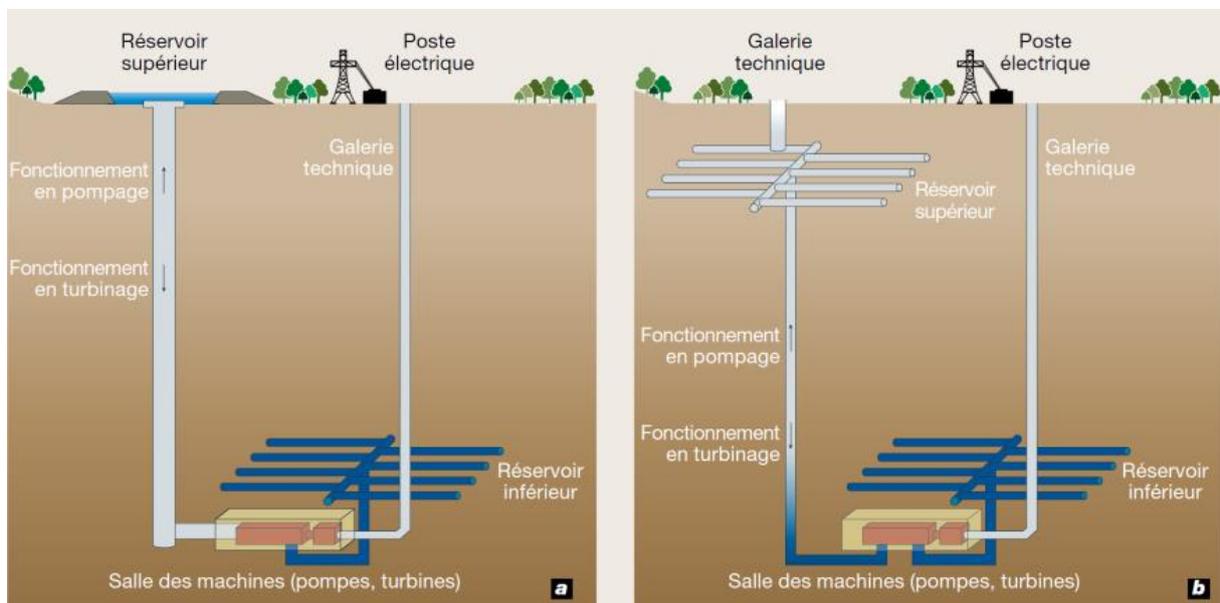


Figure 7. Schéma de principe de l'utilisation d'anciennes mines souterraines comme STEP semi-souterraine (a) et souterraine (b)

Plusieurs projets ont déjà été étudiés mais le surcoût lié au creusement du réservoir souterrain n'a pas encore permis de les concrétiser. L'exploitation des mines et carrières ayant laissé des vides de grandes dimensions, notamment en France, leur usage comme réservoir souterrain est une perspective

intéressante si ces derniers sont encore accessibles. Un certain nombre de projets sont ainsi en cours d'étude de faisabilité dans le monde, en particulier en Allemagne et aux États-Unis (Toncray, 2012 ; Charlton & Haag, 2012 ; Madlener & Specht, 2013).

Pour estimer le potentiel offert par les STEP, on peut calculer qu'un dénivelé de 500 m fournit une densité énergétique de 1,4 kWh/m<sup>3</sup> d'eau stockée. Sur la base d'un volume d'eau de 100 000 m<sup>3</sup> transitant entre les deux réservoirs, on obtient une fourniture d'énergie totale de 110 MWh par cycle de stockage-vidange pour un rendement de 80%. Cela correspond à la production énergétique de 2 éoliennes fonctionnant en continu pendant 24 heures. En prenant 100 cavités de 100 000 m<sup>3</sup> de volume à raison d'un cycle par jour, on obtient une capacité de stockage d'environ 4 TWh/an, soit 1% de la part des énergies renouvelables prévue à l'horizon 2020. Comme précédemment, les STEP souterraines ou semi-souterraines auront principalement un intérêt local.

### 3.4 Stockage Souterrain d'Énergie Thermique

Le stockage souterrain de l'énergie thermique est un concept différent de la géothermie (Gombert, 2015). Il ne s'agit pas ici d'exploiter la chaleur naturelle du sous-sol profond mais de stocker temporairement de l'énergie thermique (chaleur ou froid) produite par l'homme, en vue d'une réutilisation ultérieure. Le principe consiste à injecter de la chaleur en été dans une zone du sous-sol tout en récupérant, pour la climatisation, du froid dans une autre zone où il avait préalablement été stocké l'hiver précédent (Sanner & Bartels, 2009) : au bout de 6 mois, le cycle est inversé et permet de récupérer de la chaleur l'hiver suivant, tout en stockant de nouveau du froid. On rappelle que, pour que ce type de stockage soit rentable, il faut disposer d'une source d'énergie thermique fatale.

On peut stocker cette énergie thermique en utilisant la capacité thermique des roches (pieux géothermiques) ou, mieux, de l'eau souterraine : ce dernier cas correspond au Stockage d'Énergie Thermique en Aquifère (SETA ; voir Figure 8) ou en Cavité (SETC).

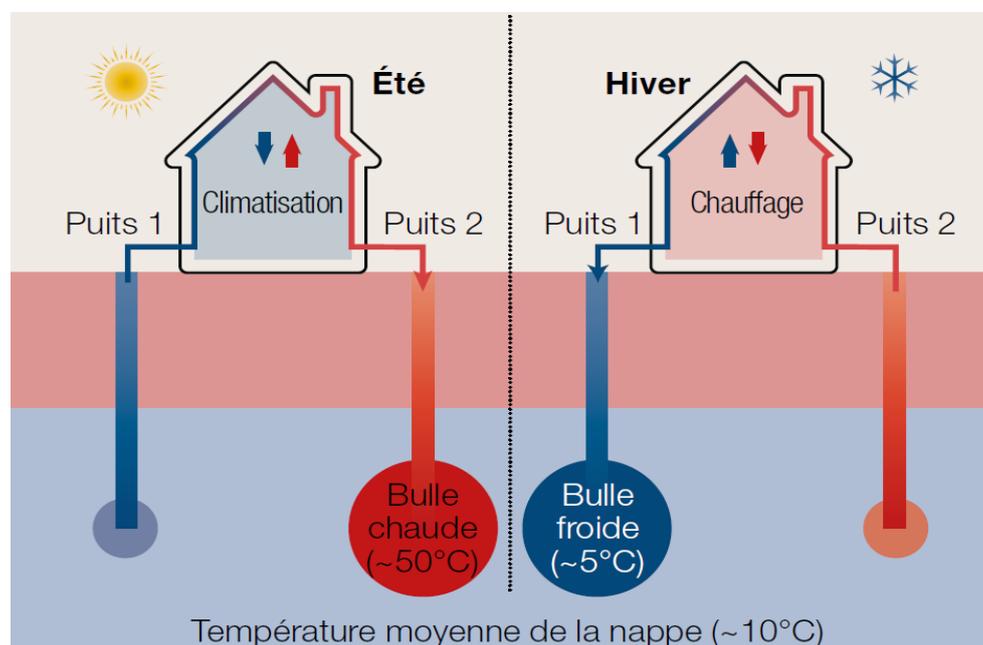


Figure 8. Schéma de principe d'un stockage souterrain d'énergie thermique en aquifère

Trois conditions doivent être réunies pour un SETA efficace (Gombert, 2015) : une porosité suffisante de la roche-réservoir (volume de stockage), une perméabilité élevée (pour un soutirage à fort débit) et un faible vitesse de circulation de la nappe (faible dispersion du panache de chaleur). En France, ces conditions ne sont pas souvent réunies et aucun SETA ne semble y exister (contre plus de 700 aux Pays-Bas). Par contre, le SETC permet de s'affranchir de ces contraintes à la condition de disposer d'une cavité souterraine de taille suffisante (de l'ordre de 100 000 m<sup>3</sup>). Comme précédemment, on

peut réutiliser les cavités souterraines déjà existantes comme les mines ou carrières (Gedung & Margen, 1988).

Il existe quelques projets de SETC dans le nord de l'Europe (Martna, 1983 ; Axelsson et al., 1985 ; Brunström et al., 1985 ; Hellström, 2012 ; Dannemand et al., 2013) : une cavité souterraine de 190 000 m<sup>3</sup>, creusée en roche dure sous la ville d'Oulu (Finlande) ou une fosse de 200 000 m<sup>3</sup> réalisée dans des formations sableuses près de Vojens (Danemark). En France, on pourrait utiliser certaines anciennes mines ou carrières souterraines dont il existe plusieurs dizaines de milliers de sites : un projet de recherche sur le stockage d'énergie thermique en carrière souterraine est d'ailleurs en cours depuis 2015 à l'INERIS avec le soutien financier de la région Picardie.

L'énergie thermique emmagasinée dans 1 m<sup>3</sup> d'eau est de 1,2 kWh/°C (INERIS, 2016). Ainsi, un volume d'eau de 100 000 m<sup>3</sup> porté à 40 °C au-dessus de sa température initiale représente un stockage de 4 GWh<sub>thermique</sub>, sur la base d'un rendement de 80%. En prenant 100 cavités de ce type, la capacité de stockage peut être estimée à environ 0,4 TWh/an en France, à raison d'un cycle annuel d'injection-soutirage d'eau (été-hiver). Cela ne correspond qu'à 0,1% de la part d'énergies renouvelables prévues à l'horizon 2020. Comme pour l'air comprimé et les STEP, le stockage souterrain d'énergie thermique est donc destiné à une échelle locale.

## 4. Risques et opportunités

### 4.1 Principaux risques

Certains risques sont spécifiques à une filière de stockage mais la plupart ont déjà été identifiés pour le stockage de gaz naturel ou de CO<sub>2</sub> (Gombert & Thoraval, 2010 ; Farret & Thoraval, 2012 ; Prats, 2013). Les principaux risques liés aux stockages souterrains d'énergie proviennent i) des installations de surface, ii) des ouvrages d'accès et iii) du réservoir souterrain (INERIS, 2016).

En ce qui concerne les installations de surface, le risque concerne essentiellement les fuites de gaz (stockage d'hydrogène ou d'air comprimé) ou la présence de fluides très chauds (AA-CAES). Bien que l'hydrogène soit plus inflammable et explosible que le gaz naturel, on est dans le domaine des risques accidentels, tel que rencontré habituellement dans les installations de stockage de gaz sous pression. Notons par ailleurs que le cas des STEP et des SETA/SETC ne devrait pas générer de risque spécifique en surface du fait de l'absence de fluide dangereux de par sa nature, sa température ou sa pression.

Les ouvrages d'accès présentent surtout des risques de défaut d'étanchéité, notamment au niveau des interfaces roche-cimentation-tubage ou du fait d'une dégradation progressive des équipements de puits. Il peut en découler un risque de fuite, tantôt brutale et massive, qui implique le plus souvent un puits, tantôt lente et diffuse à travers les terrains. Selon la nature du gaz, les fuites ou éruptions massives de gaz en surface peuvent donner lieu à un incendie ou une explosion (particulièrement important pour l'hydrogène ou le méthane), alors que les fuites plus lentes et plus diffuses sont susceptibles de contaminer un aquifère (Farret & Thoraval, 2013). Ces nouveaux types de stockage nécessiteront la mise en place d'une auscultation et d'une surveillance des ouvrages d'accès pendant toute la durée d'exploitation du stockage, afin notamment de suivre l'évolution des pressions et de la température du fluide en tête de puits et de réaliser régulièrement des essais d'étanchéité et des contrôles du puits.

Le milieu souterrain est la partie du stockage qui réserve le plus d'incertitude au niveau des risques et de leur maîtrise. C'est donc elle qui nécessitera le plus gros effort de R&D, notamment en ce qui concerne (INERIS, 2016) :

- la perte d'étanchéité : on insiste ici sur un endommagement engendré par de fortes variations de température ou de pression (risque de fracturation thermique en cas de refroidissement brutal par détente de gaz), par le creusement des ouvrages souterrains ou par les cycles d'injection-soutirage des produits stockés ; les dispositions à prendre concernent le confinement de la paroi de la cavité par la pression du fluide stocké, la limitation de la vitesse d'injection-soutirage du fluide ou de la fréquence des cycles ;

- les mouvements du sol et la stabilité des ouvrages souterrains : les cycles d'injection-soutirage peuvent générer des mouvements de la surface du sol (soulèvement, affaissement) dont l'amplitude est d'autant plus faible que le stockage est profond et que le différentiel de pression est faible (Charmoille & Thoraval, 2010) ; dans le cas des STEP semi-souterraines, comme cela a été observé lors de l'ennoyage ou du dénoyage des mines (Gombert et al, 2014), on pourrait observer un soulèvement ou un affaissement respectif de la surface du sol ;
- les gaz du sous-sol : dans le cas des STEP semi-souterraines, le déplacement de grandes masses d'eau implique celui de grandes masses d'air et le risque associé à l'effet de souffle ou à l'émission de gaz d'origine souterraine (CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, radon...) est à prendre en compte ;
- la qualité des eaux : des interactions géochimiques, biochimiques ou microbiologiques peuvent se produire en cas de communication du stockage avec un aquifère d'eau douce ; il s'agit généralement de phénomènes redox (dus à des fluides réducteurs comme H<sub>2</sub>, ou oxydants comme l'air comprimé ou l'eau de surface dans les STEP semi-souterraines) ou acide-base (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>...) ; on peut aussi rencontrer des problèmes de dissolution-précipitation (dans les cavités salines, en cas de variation de température, lors de la reconversion d'anciens ouvrages souterrains si l'eau de remplissage n'est pas en équilibre chimique avec le massif rocheux).

On notera également que le retour d'expérience sur les stockages souterrains montre qu'un facteur de risque important est la connaissance insuffisante du milieu souterrain, notamment sa mauvaise caractérisation initiale ou la sous-estimation de certains phénomènes lors de la phase de conception (Farret & Thoraval, 2013).

Par ailleurs, les mesures de maîtrise des risques édictées ne devront pas s'arrêter en fin d'exploitation car les phases d'abandon et de suivi post-exploitation sont fondamentales pour garantir l'absence de risques sur le long terme (Charmoille & Thoraval, 2010 ; Lahaie & Thoraval, 2011).

#### **4.2 Analyse de risques spécifiques à certaines options de stockage**

Parmi les risques spécifiques à certaines options de stockage souterrain, on trouve :

- pour le stockage d'hydrogène, l'évaluation et la maîtrise des risques accidentels en cas de fuite ou d'éruption, compte tenu du caractère inflammable et explosible de ce gaz ;
- pour le stockage d'air comprimé, la recherche de solutions techniques particulières comme le choix du milieu et des matériaux adaptés au stockage de chaleur dans le cas du AA-CAES ;
- pour les STEP souterraines, évaluation de l'impact d'une reconversion d'anciennes cavités en termes de stabilité mécanique et d'interactions hydrogéochimiques ; pour les STEP semi-souterraines, prise en compte du risque de mouvement de terrain en surface et d'émissions de gaz d'origine souterraine ;
- pour le stockage d'énergie thermique, utilisation d'eau à haute température (>80 °C), notamment en ce qui concerne son impact sur les processus de précipitation/dissolution dans le réservoir de stockage, les forages ou les canalisations.

#### **4.3 Eléments de coût**

Comme pour toute opération industrielle, la réalisation d'un stockage souterrain intègre (INERIS, 2016) :

- principalement des dépenses d'investissement ou CAPEX (« Capital Expenditure »), surtout liées à la construction du stockage souterrain (150-550 €/m<sup>3</sup> pour un creusement en roche dure, 30-60 €/m<sup>3</sup> pour un lessivage en roche saline, soit entre 3 et 55 M€ pour une cavité de 100 000 m<sup>3</sup> de volume) mais aussi aux installations de surface (Tableau 2) ;
- des dépenses d'exploitation ou OPEX (« Operational Expenditure »), dues à l'exploitation, entretien, à la maintenance, aux consommations d'énergie...).

Dans le cas particulier du stockage d'hydrogène, il faut également prendre en compte le coût de l'électrolyse de l'eau ou ELEX (« Electricity Expenditure »). Ce coût peut devenir aussi important que le CAPEX s'il s'agit d'un important stockage souterrain d'hydrogène régulièrement sollicité : 1 à

6 €/kgH<sub>2</sub> (Lord et al., 2011) ou 300 à 2 000 €/kW, soit 10 M€ pour une unité de 6 MW (Durville et al., 2015).

On notera toutefois que le prix de vente de l'hydrogène ainsi produit et stocké est plus ou moins proche de celui de l'hydrogène en tant que carburant pour véhicules (prix à la pompe de 7-9 €/kgH<sub>2</sub> d'après Durville et al., 2015). Les résultats d'une étude réalisée en Allemagne montrent que le stockage souterrain d'hydrogène peut être compétitif dès 2025 (soit 5-6 €/kgH<sub>2</sub> pour HyUnder, 2014), si l'hydrogène est utilisé pour le transport, ce qui ne sera pas le cas pour sa transformation en électricité qui nécessitera une autre étape technologique.

Le coût du kWh d'électricité issu d'un stockage souterrain peut paraître élevé, comparé au prix actuel des principales sources d'énergie mais il est globalement plus faible que celui d'un stockage en batteries et ce, d'autant plus que le flux de produit stocké est important (volume et nombre de cycles d'injection- soutirage élevés). La compétitivité de cette filière dépend non seulement des caractéristiques du stockage souterrain mais aussi et surtout de la demande du marché, celle-ci étant intimement liée au niveau de succès de la transition énergétique et écologique.

Tableau 2. Comparaison des coûts d'investissement de quelques filières de stockage souterrain (d'après INERIS, 2016)

Coût d'investissement d'un stockage souterrain	En termes de puissance (€/kW)	En termes d'énergie (€/kWh)
Hydrogène	1300-1800	8-11
Air comprimé (CAES et AA-CAES)	450-1 200	10-120
STEP (aérienne <sup>5</sup> )	470-2 200	8-60
(Batteries, pour mémoire)	(200-3 000)	(100-1 800)

## 5. Conclusion

Le stockage souterrain d'énergie concerne soit la transformation en électricité d'énergie chimique (hydrogène) ou potentielle (air comprimé, STEP), soit le stockage direct d'énergie thermique. Cette filière est confrontée à des défis technologiques majeurs, en particulier par rapport au rendement du processus lorsqu'il s'agit de transformer le produit stocké en électricité.

L'hydrogène, grâce à sa forte capacité énergétique, apparaît comme le seul produit dont le stockage souterrain massif pourrait tamponner la production d'énergie renouvelable prévue en France à l'horizon 2020 : les autres stockages souterrains d'énergie ne sont appelés à jouer qu'un rôle local ou régional. Le développement de la filière de stockage souterrain de l'hydrogène se heurte encore à des défis importants liés aux risques technologiques et aux impacts environnementaux de ce gaz spécifique, même si le retour d'expérience des stockages souterrains de gaz existants montre que ces risques sont globalement maîtrisables.

Un autre élément important est le coût du stockage souterrain d'énergie, lequel demeure onéreux du fait des équipements requis : installations de surface (notamment pour la production d'hydrogène ou la transformation en électricité), puits d'accès et cavités souterraines. Ces coûts devraient cependant diminuer progressivement au fur et à mesure du développement de la demande : des études récentes montrent ainsi que le stockage souterrain d'hydrogène peut déjà être compétitif si ce gaz est utilisé directement comme carburant dans des véhicules et non pour produire de l'électricité.

<sup>5</sup> données non disponibles pour des STEP souterraines ou semi-souterraines

Au final, la filière de stockage souterrain de l'énergie semble amenée à jouer un rôle majeur dans la nécessaire transition écologique en cours mais l'avenir de ces nouvelles technologies dépendra de leur aptitude à maîtriser les risques le plus en amont possible.

## 6. Bibliographie

Allen RD, Kannberg LD, Raymond JR, 1984. Seasonal thermal energy storage. Pacific Northwest Laboratory, US Dpt of Energy, Contract DE-AC06-76RLO1830.

Axelsson CL, Carlstedt A, Johnson J, Karlqvist L, Lintu Y, Olsson T, Särnblad L, 1985. Hydrogeological investigations at the storage cavern for heated water at Avesta. Hydrogeology in the Service of Man, Memoires of the 18th Congress of the International Association of Hydrogeologists, Cambridge: 104-116.

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

Charlton A, Haag T, 2012. Pumped Storage: Investigating Development of the Elmhurst Quarry Project. In hydroworld.com, 12 January 2012, <http://www.hydroworld.com/articles/hr/print/volume-31/issue-08/articles/pumped-storage-investigating-development-of-the-elmhurst-quarry-project.html>

Crotogino F, Mohmeyer KU, Scharf R, 2001. Huntorf CAES: more than 20 years of successful operation », Spring 2001 Meeting, Orlando, Florida, USA, 15- 18 April.

Dannemand AJ, Bødker L, Jensen MV, 2013. Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating. Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Paris 2013: 3351-3354.

Durville JL, Gazeau JC, Cueugnet J, Legait B, 2015. Filière hydrogène-énergie. Rapport CGEDD-CGE, n°010177-01, septembre 2015.

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 CO<sub>2</sub>. Rapport INERIS DRS-12-126009-13886B, 30/05/2013.

Finkenrath M, Pazzi S, D'Ercole M, Marquardt R, Moser P, Klafki M, Zunft S, 2009. Status and Technical Challenges of Advanced Compressed Air Energy Storage (CAES) Technology. International Workshop on Environment and Alternative Energy, Munich, Germany.

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 CO<sub>2</sub>. Rapport n°1 : les risques en phase d'injection. Rapport INERIS DRS-08-95145-11842B, 19/03/2010.

Gombert P, Arbia A, Daupley X, Bouffier C, Pacot R, 2014. Surveillance de l'aléa « mouvement de terrain » au droit d'un aquifère minier testé par pompage. 24<sup>e</sup> Réunion des Sc. de la Terre (RST), 27-31 Octobre 2014, Pau, France.

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.

HyUnder, 2014. Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe. Executive Summary. Grant agreement no.: 303417, 23 JUNE 2014.

- INERIS, 2016. Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique. Maîtrise des risques et impacts. INERIS références, août 2016, [www.ineris.fr](http://www.ineris.fr)
- Kepplinger J, Crotogino F, Donadei S, Wohlers M, 201. Present trends in Compressed Air Energy and Hydrogen Storage in Germany », SMRI Fall 2011 Technical Conference, York, United Kingdom, 3-4 October.
- Lafortune S, 2015. Synthèse bibliographique succincte sur la géochimie abiotique.
- Lahaie F, 2015. Général Note relative au cadre législatif et réglementaire des stockages souterrains.
- Lahaie F, Thoraval A, 2011. L'abandon des cavités de stockage lessivées dans le sel : stratégies envisagées pour la fermeture des cavités et la maîtrise des aléas à long terme. Rapport INERIS DRS-11-118134-02433A, 23/12/2011
- Madlener R, Specht JM, 2013. An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Coal Mines. FCN Working Paper No. 2/2013. February 2013 Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN).
- Martna J, 1983. The Avesta research plant for hot water storage – State of the project. Swedish Council for Building Research, Stockholm, 1983, n°16: 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. Note technique INERIS DRS-15-153745-10023A, 21/10/2015.
- Lord AS, Kobos PH, Klise GT, Borns DJ, 2011. A life cycle cost analysis framework for geologic storage of hydrogen: a user's tool. Sandia National Laboratories, Report SAND2011-6221, Sept. 2011.
- Sanner B, Bartels J, 2009. Thermal energy storage in aquifers – three decades of experience gained, and what are future prospects? EGEC, IFP. Deep saline aquifers for geological storage of CO2 and energy, Rueil-Malmaison, France, 17 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.
- Toncray M, 2012. Mason County considered for hydropower project. Ledger Independent. 4 May 2012, [http://www.maysville-online.com/news/mason-county-considered-for-hydropower-project/article\\_df00a8b8-be64-5323-901e-f1a2d4b7a142.html](http://www.maysville-online.com/news/mason-county-considered-for-hydropower-project/article_df00a8b8-be64-5323-901e-f1a2d4b7a142.html)