



Transport et stockage de l'hydrogène sous forme liquide

ALLAMAND Lora BAKADOUR Mohamed Nadir BENEZECH Antoine
BERTUCAT Achille CAILLARD Rachele DEBRICON Etienne
EJARQUE BUENO Lidia GAINETTE Eva GALOIS Florine HINGOUET Matthieu
HORRY Nermine LOUVRIER Arthur POUYANNE Clémence SOUSSI Skander
TRIBOT Raphaël WELLENSTEIN Valentin

Novembre - Décembre 2022

* * * * *

Rapport réalisé par les élèves de première année du cycle ingénieur civil des Mines de Paris dans le cadre
des Métiers de l'Ingénieur Généraliste. **MIG LH₂**.
Encadrants : EL AHMAR Elise et HADJ HASSEN Faouzi

Résumé

Abstract

Remerciements

Nous souhaiterions remercier l'ensemble des personnes qui nous ont accompagnés durant cette étude, qui ont pris de leur temps pour nous présenter le domaine de l'hydrogène et pour nous encadrer sur plusieurs heures ou plusieurs jours.

Nos premiers remerciements vont à Elise El-Ahmar et Faouzi Hadj-Hassen pour leur patience et leur ténacité dans notre encadrement pendant les trois semaines. Leur disponibilité, leurs conseils et leur aide ont été très précieux pour arriver au bout du projet et écrire ce rapport.

Nous souhaiterions également remercier l'ensemble des chercheurs du Centre de Géosciences MINES Paristech et du Centre de Thermodynamique des Procédés MINES Paristech nous ayant encadrés. Merci à : Laura Blanco Martin pour l'utilisation du logiciel DEMETHER, Emmanuel Ledoux pour ses explications sur la création des cavités, Cathy Descamps-Large pour son exposé sur les aspects sociaux et environnementaux, Bruno Tessier pour les connaissances en géologie qu'il nous a transmises, Emad Jahangir pour son aide dans l'étude du stockage liquide, Damien Goetz pour les bases d'analyse économique qu'il nous a inculquées et Marco Campestrini et Salem pour l'aide dans l'étude du procédé de liquéfaction.

Enfin, notre reconnaissance va vers toutes les personnes nous ayant accompagnés pendant la première semaine, que ce soit par des visites très enrichissantes de leurs lieux de travail ou par des présentations autour de l'hydrogène : Christelle Werquin (France Hydrogène) qui nous a donné une vue très complète du secteur de l'hydrogène, Elogen pour nous avoir accueillis, Florian Jalia et Rémy Linotte (Engie) qui nous ont très bien renseignés, Philippe Arpentinier, Thibault Plays, Simon Jallais, Fabrice Del Corso et Déborah Houssin (Air Liquide) pour leurs présentations essentielles à notre étude, Arnaud Réveillère (Géostock) qui nous a présenté plus en détail les problématiques de stockage et Grégoire Hévin (Storengy) qui nous a fait visiter le site d'Etrez.

Table des matières

Introduction	1
1 L'hydrogène comme vecteur énergétique	2
1.1 Le contexte de la transition énergétique	2
1.2 Les objectifs de la France et de l'Europe en 2030 et 2050	2
1.3 Les chaînes de procédés	3
1.4 Nos scénarios	4
2 Le stockage souterrain d'hydrogène	4
2.1 Dimensionnement préliminaires des stockages	5
2.1.1 Configuration de cavité saline	5
2.1.2 Configurations de cavité minée	5
2.1.3 Configurations du stockage liquide	6
2.2 Rhéologie des roches	7
2.3 Simulations numériques des cavités	7
2.3.1 Des cavités pour GH ₂	7
2.3.2 Des cavités pour LH ₂	11
2.4 Réalisations des cavités	14
2.4.1 Création de cavités salines par lessivage	14
2.4.2 Création des cavités minées revêtues	15
3 Production, conditionnement, transport	16
3.1 Production d'hydrogène bas carbone	16
3.1.1 Technologie SMR et CCS	16
3.1.2 L'électrolyse de l'eau	17
3.2 Conditionnement de l'hydrogène	19
3.2.1 Compression	19
3.2.2 Liquéfaction	20
3.3 Transport d'hydrogène	22
3.3.1 Transport de GH ₂	22
3.3.2 Transport de LH ₂	23
3.4 Applications aux scénarios retenus	23
4 Impacts environnementaux et sociétaux	25
4.1 Réglementation	25
4.2 Sécurité et risques environnementaux	25
4.3 Acceptabilité	26
4.4 Les sites de stockage	26
4.4.1 Critères de choix	26
4.4.2 Choix des sites pour les cavités salines	27
4.4.3 Choix de sites potentiels pour des cavités minées	27
4.4.4 Choix des sites pour le stockage liquide	27
5 Bilan économique	28
5.1 Flux monétaires	28
5.1.1 Evaluation des CAPEX	29
5.1.2 Evaluation des OPEX	29
5.1.3 Flux entrants : évaluation des recettes	29
5.1.4 Actualisation et cash-flows	30
5.2 Rentabilité du projet	31
Conclusion	31
Annexes	32

Bibliographie	50
Références aux présentation	50

Introduction

Le dihydrogène H_2 , communément appelée hydrogène, est la molécule la plus répandue dans l'univers. Elle est le constituant principal du Soleil et des planètes géantes comme Jupiter ou Saturne. Sur Terre, l'hydrogène n'existe presque pas seul. La molécule d'hydrogène est combinée à d'autres éléments plus lourds. Par exemple, le méthane CH_4 est composé d'un atome de carbone C et de 2 molécules de dihydrogène. La molécule de dihydrogène est une des molécules les plus simples dans l'univers. Un atome d'hydrogène n'est qu'un proton H^+ autour duquel gravite un unique électron. Deux atomes d'hydrogène en liaison covalente simple forment H_2 .

Pour réduire nos émissions de gaz à effet de serre et ainsi respecter les accords de Paris, il devient nécessaire de se passer des ressources fossiles. Depuis quelques années, l'hydrogène est alors à la mode. Il est présenté comme une solution d'avenir pour supporter la transition énergétique. Nous éclairons avant toute chose un point crucial : l'hydrogène n'est pas une énergie primaire. En effet, comme mentionné plus haut, l'hydrogène n'est pas présent à l'état naturel. Il faut donc réaliser des transformations chimiques et thermodynamiques pour le produire. En somme, il faut apporter de l'énergie de l'extérieur pour produire de l'hydrogène. Cette énergie doit être bas-carbone, c'est alors qu'on parle d'hydrogène bas-carbone, parfois appelé à tort - l'hydrogène est incolore - hydrogène vert.

L'hydrogène est utilisé dans différents procédés : dans l'industrie chimique ou comme carburant dans les fusées par exemple. Afin de garder notre planète vivable, nous devons réduire, voire annuler, les émissions de gaz à effet de serre dans chaque secteur. Dans cette étude, nous analysons les secteurs industriels et de la mobilité : l'hydrogène peut contribuer à leur décarbonnaison.

Présentons donc les intérêts de l'hydrogène dans ces secteurs. Tout d'abord, l'hydrogène pour pallier à l'intermittence des énergies renouvelables. Sa production nécessitant de grandes quantités d'énergie, on produirait de l'hydrogène lorsqu'il y a beaucoup de vent, ou beaucoup de soleil. Le stockage d'hydrogène est plus aisés que le stockage de l'électricité. L'hydrogène serait conservé pour une utilisation ultérieure. Sa dénomination de *vecteur énergétique* prend dès lors tout son sens.

Imaginons une production d'hydrogène pour la mobilité : des camions ou des voitures dont le réservoir contient de l'hydrogène. Ces véhicules sont équipés de moteurs à hydrogène, des piles réalisant la réaction inverse de production de l'hydrogène, et qui ne produisent que de l'électricité et de la vapeur d'eau.

Imaginons une utilisation dans l'industrie : la synthèse de métal à partir d'oxyde de celui-ci (typiquement FeO) ne serait plus émettrice de CO_2 mais ne produirait que de la vapeur d'eau.

L'utilisation de l'hydrogène gazeux commence à se développer. En France, l'hydrogène pourrait constituer 20% de la demande finale d'énergie en 2050. De nombreux projets pilotes sont en cours d'élaboration : stockage pilote à Etrez, développement d'un réseau de bus à hydrogène à Pau ou encore déploiement d'une flotte de taxis à Paris. Dans le même temps, un autre enjeu serait de développer l'hydrogène liquide. Il a plusieurs avantages significatifs : sa densité énergétique est plus élevée, sa forme liquide facilite son transport et son stockage notamment.

L'objectif général de notre travail est d'étudier la production, le conditionnement, le transport et le stockage d'hydrogène dans l'optique de son utilisation. Pour ce faire, nous justifierons l'intérêt de son usage gazeux et liquide dans le contexte plus global des enjeux énergétiques et nous définirons les scénarios étudiés. Nous étudierons ensuite de plus près les enjeux du stockage en cavités salines et en cavités minées, en les dimensionnant à l'aide des modèles thermodynamiques et mécaniques. Nous nous intéresserons alors à l'entièreté de la chaîne de production, de conditionnement et de transport afin de définir les configurations les plus adaptées aux scénarios choisis. Nous prolongerons l'étude technique en nous concentrant sur la faisabilité d'un point de vue concret : l'étude de la réglementation, des impacts environnementaux et de l'acceptabilité sociale nous permettront de choisir des sites de stockage potentiels. Pour finir, nous évaluons économiquement les projets choisis afin de conclure sur les intérêts de ces procédés.

1 L'hydrogène comme vecteur énergétique

L'hydrogène pourrait devenir un acteur majeur dans la transition énergétique. Il agirait en tant que vecteur énergétique.

1.1 Le contexte de la transition énergétique

France Hydrogène prévoit que l'hydrogène pourrait répondre à 20 % de la demande d'énergie finale en France d'ici 2050 [4]. De plus, l'hydrogène permet de lutter contre le réchauffement climatique : il réduirait les émissions annuelles de 55 millions de CO_2 , soit un tiers des émissions supplémentaires.

L'ADEME a identifié les objectifs pour le vecteur hydrogène dans le cadre de la transition énergétique. Il apporterait de la flexibilité et optimisera les réseaux énergétiques dans le futur mix énergétique. En effet, les énergies solaire et éolienne étant intermittentes, l'hydrogène permettrait de stocker l'énergie produite et de la réutiliser plus tard. L'hydrogène permettrait aussi l'autoconsommation d'énergies pour des zones non interconnectées au réseau électrique. Il diversifierait l'offre d'électromobilité et décarbonerait certains secteurs de l'industrie qui utilisent l'hydrogène comme matière première en développant de nouvelles technologies réduisant l'utilisation d'énergies fossiles lors de la synthèse d'hydrogène.

Le marché de l'hydrogène représente 70 millions de t/an dans le monde et 900 000 t/an en France. L'hydrogène industriel provient à 95 % d'énergies fossiles, et à 5% de l'électrolyse. Le marché français de l'hydrogène émet 9 millions tCO₂/an. En effet, bien que l'utilisation d'hydrogène ne soit pas émettrice de gaz à effet de serre, sa production l'est (cf. figure 1).

De plus, il coûte aujourd'hui moins cher de produire l'hydrogène avec des énergies fossiles qu'avec des énergies renouvelables. Produire de l'hydrogène bas carbone et à faible coût représente donc un défi technique de taille.

Ressource électrique	Facteur d'émission lié à la production d'hydrogène par électrolyse, kgCO ₂ /kgH ₂
Mix électrique FR 2023	2,77
Mix électrique EU 2023	19,8
Éolien	0,7
Photovoltaïque	2,58
Hydraulique	0,45

FIGURE 1 – Facteur d'émission de la production d'hydrogène par électrolyse en fonction de la source d'électricité [3]

L'utilisation de l'hydrogène sous sa forme liquide n'est pas encore très répandue, elle demande des technologies encore peu développées. Elle est restreinte à des niches comme l'aérospatial qui concentre 34% de la production de LH₂, et à l'électronique (30%), surtout en Amérique du nord (80% de la consommation mondiale) selon l'International Energy Agency (IEA).

1.2 Les objectifs de la France et de l'Europe en 2030 et 2050

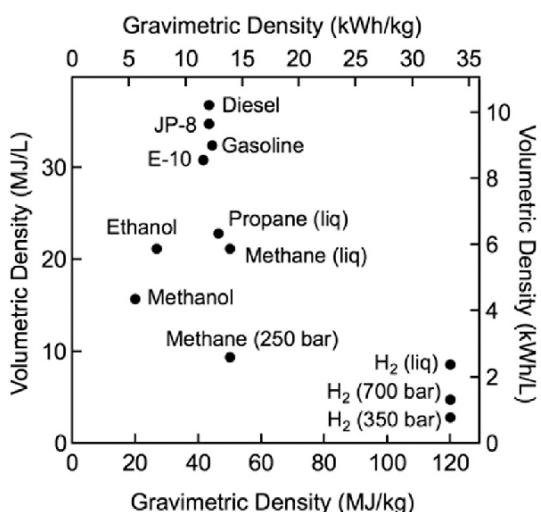


FIGURE 2 – Comparaison des densités massiques et volumiques de différentes espèces chimiques [2]

L'hydrogène liquide présente un fort potentiel de croissance dans les années qui viennent. Son intérêt majeur vient de sa densité énergétique. En effet pour un même contenu énergétique, l'hydrogène liquide est deux fois plus dense que l'hydrogène gazeux à haute pression (700 bars), ce qui permet de stocker et de transporter des volumes plus importants d'hydrogène dans les mêmes volumes. Les densités énergétiques de différents combustibles sont présentés en 2.

Les objectifs de la transition énergétique française ou européenne sont déterminés par diverses organisations, quelles soient non-gouvernementales comme GIEC(Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), ou gouvernementales comme l'Union Européenne.

Au niveau de l'UE et en réponse à la guerre en Ukraine, le projet REPowerEU prévoit de produire des énergies renouvelables, entre autres de produire 10 millions de tonnes d' H_2 renouvelable et d'en importer 10 millions d'ici 2030. De plus, l'UE souhaite déployer 40 GW de capacité d'électrolyse d'ici là.

En France, France Hydrogène propose deux scénarios pour le développement d'hydrogène décarboné en France : Ambition 2030 qui consiste à utiliser 680 kt/an et un scénario ambitieux Ambition 30+ qui consiste à utiliser 1090 kt/an. L'association souhaite favoriser trois secteurs : l'industrie, la mobilité et l'énergie. D'ici 2050, la stratégie française hydrogène prévoit l'installation d'une capacité de 6.5GW d'électrolyseurs. Un budget de 7.2 milliards de dollars a été consacré à cette stratégie et en octobre 2021, Emmanuel Macron a présenté France 2030, un plan d'investissement s'élevant à 30 milliards d'euros sur 5 ans et visant à faire de la France le leader de l'hydrogène vert en 2030.

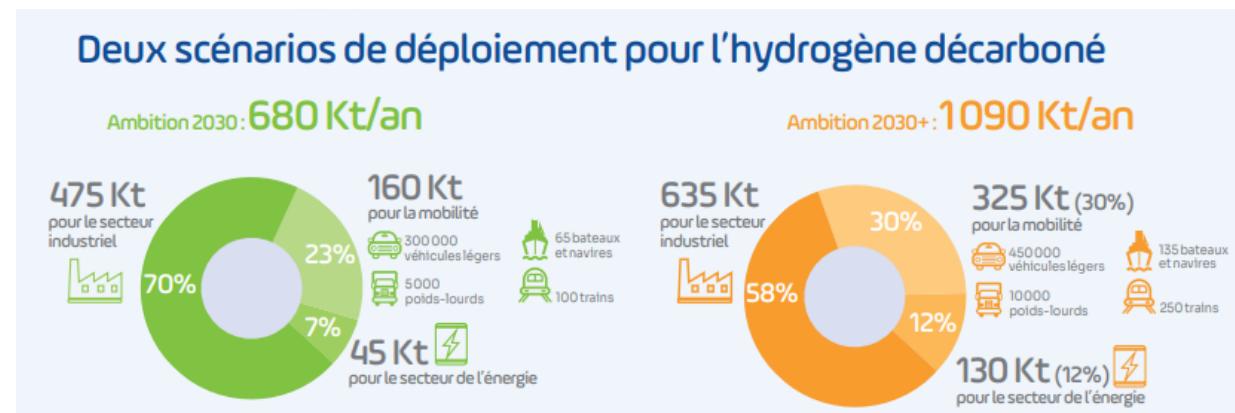


FIGURE 3 – Détail des scénarios France Hydrogène [8]

1.3 Les chaines de procédés

Aujourd'hui, la plupart de l'hydrogène est produit par vaporeformage du méthane, ou steam methane reforming en anglais (SMR), ce qui est coûteux en émission carbone. Pour décarboner la synthèse de l'hydrogène, on envisage d'installer des techniques de captage de CO₂ sur le procédé de vaporeformage et de développer l'électrolyse, en utilisant de l'électricité décarbonée. On envisage d'installer 80Mt d'électrolyseurs en France et 850 GW dans le monde d'ici 2030 pour atteindre la neutralité carbone en 2050 (IEA). Nous détaillons donc ces deux méthodes de production de l'hydrogène dans notre étude.

Le développement à grande échelle de l'hydrogène nécessite d'installer des infrastructures de stockage et de distribution. Premièrement, l'hydrogène est stocké dans des réservoirs. Pour des raisons d'encombrement, il est pressurisé ou liquéfié. Ces réservoirs peuvent être enterrés, semi-enterrés ou aériens. Les réservoirs enterrés présentent de nombreux avantages : ils occupent moins de place au sol, ont une plus grande capacité de stockage et sont plus sécurisés. Nous avons alors choisi de nous dimensionner uniquement le stockage enterré par la suite. Nous nous sommes intéressés à trois types de cavités : les cavités salines, les cavités minées non revêtues et les cavités minées revêtues.

Ensuite, il faut des infrastructures pour l'approvisionnement des véhicules. France Hydrogène prévoit d'augmenter le nombre de stations en service en France en passant de 57 en 2021, à 400 en 2025 puis entre 1000 et 1700, suivant le scénario envisagé, en 2030. La France pourrait importer de l'hydrogène depuis l'Ukraine, le Maghreb, le Moyen-Orient ou l'Amérique du Sud, ces derniers présentant des conditions favorables au développement d'énergies renouvelables. Il faudrait développer des pipelines entre pays frontaliers et au sein des pays, en parallèle du développement d'un réseau de camions, de bateaux ou de trains pour le transport.

Quels que soient les scénarios envisagés par l'ADEME, une grande part de l'hydrogène est utilisée dans l'industrie, que ce soit dans les raffineries, la production d'engrais (synthèse de l'ammoniac), l'industrie chimique ou l'acier. Un autre secteur prometteur est le domaine des transports. Nous n'avons considéré que l'industrie et les mobilités par la suite.

1.4 Nos scénarios

Les scénarios retenus s'ancrent dans deux thématiques : alimenter les industries ou les mobilités (Power to Mobility / Power to Industry)

Scénario 1 : Power to Industry

Alimentation de l'aéroport Charles de Gaulles, stockage en cavité saline. On se propose ici d'alimenter toute l'infrastructure de l'ensemble de l'aéroport Charles de Gaulles à l'hydrogène. Cela ne concerne pas le carburant des avions. L'hydrogène serait produit par électrolyse et stocké en cavité saline. La consommation journalière de l'aéroport en H₂ serait selon une estimation donnée par Air Liquide de 300T par jour, avec 12h d'injection et 12h de soutirage.

Scénarios 2 : Power to Mobility

Stockage en cavité minée de l'hydrogène pour alimenter les mobilités (taxis, bus, voitures). Ici on stocke 230 T d'H₂ par jour avec 12h d'injections et 12h de soutirage.

Scénario 3 : Power to Industry

Alimentation d'un pôle industriel en Hydrogène (l'énergie utilisée par tout le pôle sera l'Hydrogène). Stockage dans une cavité saline selon le modèle de celle de Spindletop au Texas. On injecte pendant 5 mois pour soutirer pendant 1 mois 6400 T d'H₂. L'hydrogène serait produit par SMR.

Scénario 4 : Power to Industry

Alimentation de toutes les infrastructures du port de Marseille-Fos. C'est un projet qui aura lieu entre 2026 et 2031 et qui vise à décarboner l'activité industrielle du port de Marseille-Fos. L'Hydrogène serait produit par SMR. L'Hydrogène serait stocké en cavité minée, la période d'injection serait de 3 semaines pour 1 semaine de soutirage. La masse d'Hydrogène utile serait 1000 tonnes.

Scénario 5 : Power to Mobility

Étude du stockage de l'hydrogène sous forme liquide dans un réservoir enterré de 73m³. Ces réservoirs d'une capacité de 5T permettraient d'alimenter des stations pour les véhicules à Hydrogène.

Scénario 6 : Power to Mobility

Stockage de l'hydrogène sous forme liquide dans des stations afin d'alimenter une flotte de 10 000 taxis à Paris. La demande en Hydrogène est de 27 T par jour.

Scénario 7 : Power to Industry.

Stockage de l'hydrogène sous forme liquide en cavité minée. Cette configuration est analogue à celle du port de Marseille puisqu'elle vise à comparer l'efficacité du stockage sous forme liquide et gazeuse. Les durées de soutirage et la masse utile (1000 T) sont les mêmes que pour le scénario de Marseille-Fos.

Les schémas de chacun des scénarios seront présentés en annexe A. Elles permettent de visualiser plus directement les différentes applications et usages.

2 Le stockage souterrain d'hydrogène

Un des intérêts premiers de l'hydrogène est sa capacité, une fois produit, d'être stocké sans pertes énergétiques. *A contrario*, des batteries stockant de l'électricité qui se déchargent au cours du temps. En tirant partie de cette propriété de l'hydrogène, nous caractérisons donc des réservoirs pour celui-ci.

Ceux-ci seront enterrés : la pression des roches entourant les stockages permet d'utiliser moins de matériaux de construction. De plus grandes quantités d'hydrogène peuvent ainsi être conservées.

Il existe différentes techniques de stockage en fonction de la géologie du terrain. Dans certains sols, à des profondeurs très variables, on constate la présence de couche de sel sur plusieurs kilomètres d'épaisseur. Ce sont les vestiges d'anciennes mers intérieures qui se sont évaporées. Ces roches de sels sont une aubaine : le sel étant à la fois étanche aux gaz et soluble dans l'eau, le stockage de gaz et la création de cavité est grandement facilité (voir sous-section création de cavité). C'est une technique de stockage très répandue pour le gaz naturel. On peut notamment citer les stockages de gaz naturel de *Storengy*, filiale d'*Engie* à Etrez dans l'Ain. Lorsqu'il n'y a pas de couches de sel, on est contraint de creuser la roche.

2.1 Dimensionnement préliminaires des stockages

Nous détaillons ici les techniques de dimensionnement de différentes configurations.

2.1.1 Configuration de cavité saline

Nous cherchons à déterminer la pression dans la cavité et son volume. Prenons comme exemple la première configuration. On injecte l'H₂ dans la cavité pendant 12h puis on le soutire pendant les 12h restantes. Le débit d'injection (respectivement soutirage) serait alors donné par

$$D_{\text{injection}} = \frac{m_{H_2}}{T_{\text{injection}}} \quad D_{\text{soutirage}} = \frac{m_{H_2}}{T_{\text{soutirage}}}$$

On considère un cube élémentaire à une profondeur H. Le sol environnant exerce des contraintes sur chacune de ces faces (voir figure 4) La contrainte verticale est donnée par le poids de la <> colonne de terre >> au-dessus de lui :

$$\sigma_v = \rho g H$$

avec ρ la masse volumique du sel, $g = 9.81 \text{ m.s}^{-2}$ l'accélération de la gravité et H la profondeur.

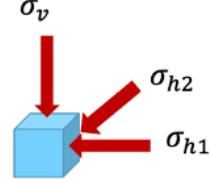


FIGURE 4 – Représentation des contraintes

Pour simplifier on considère que les deux contraintes horizontales dues au mouvement géologique des sols sont égales à la contrainte verticale $\sigma_v = \sigma_{h1} = \sigma_{h2}$. Ensuite on prend un coefficient de sécurité pour les pressions maximales et minimales : une pression trop élevée peut causer des fractures dans le sel, endommageant l'étanchéité de celui-ci et une pression trop basse peut faire que la cavité se referme sur elle-même. Ainsi : $P_{\max} \leq 0,8\sigma_v$ et $P_{\min} \geq 0,2\sigma_v$

La volume de la cavité est donc

$$V_{\text{cav}} = \frac{m_{\text{totale}} RT}{M(H_2) \Delta P}$$

On définit la masse d'hydrogène coussin comme la masse d'hydrogène pour la pression minimale et on déduit la masse utile :

$$m_{\text{utile}} = m_{\text{totale}} - m_{\text{coussin}}$$

Reste à dimensionner les puissances électriques nécessaires à ce type d'installation. La puissance de l'électrolyseur doit être de $P_{\text{elec}} = PCI \times D_m$ où le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène (*PCI*) est de 121000 MJ/kg . Sachant que les électrolyseurs ont un rendement de 0.62, la puissance électrique nécessaire est de $P = \frac{P_{\text{elec}}}{0.62}$. L'ensemble des résultats sont disponibles en annexe B.

2.1.2 Configurations de cavité minée

On s'intéresse aux cavités minées, dans un premier temps pour stocker du gaz, et ensuite du liquide. Les tableaux de données sont encore une fois disponibles en annexe B.

Il faut équilibrer les forces de pression du gaz sur la cavité *FLRC* (Lined Rock Cavern, Cavité minée revêtue) et le poids W de des roches surplombant celle-ci, comme on peut le voir sur la figure 5. On a

$$F_{\text{FLRC}} = \pi r^2 \rho \quad , \quad W = \rho g \pi [r^2 d + (rd^2 \tan(\alpha)) + \frac{1}{3} d^3 \tan^2(\alpha)]$$

On note donc $FS = W/F_{\text{FLRC}}$ le facteur de sécurité. La figure 6 le montre à différentes pression en fonction de la profondeur :

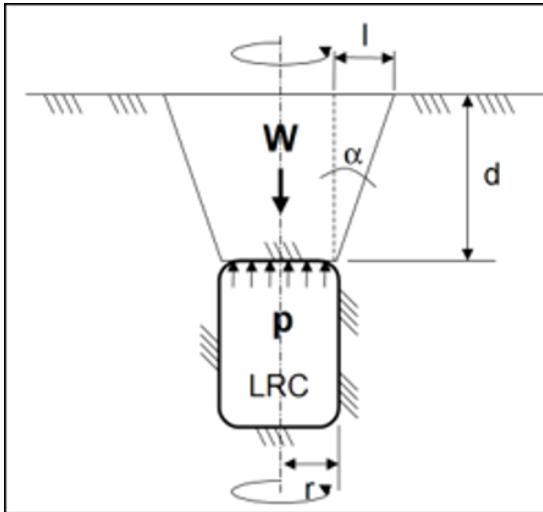


FIGURE 5 – Cavitée minée et représentation des forces.

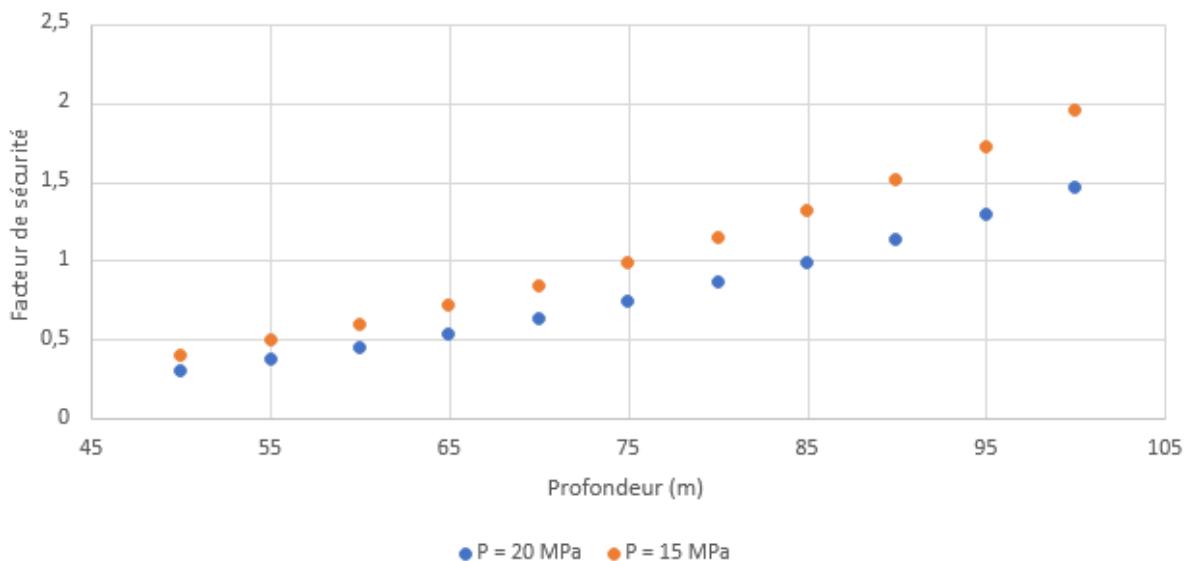


FIGURE 6 – Facteur de sécurité en fonction de la profondeur aux pressions de 20 MPa et 15MPa.

Le facteur de sécurité étant jugé suffisant à partir de 1,5 on choisit une pression de 20 MPa pour une profondeur de 100m (on a fixé $\alpha = 40^\circ$ et on a pris un rayon de 15m).

2.1.3 Configurations du stockage liquide

L'hydrogène ne peut exister sous forme liquide qu'à des températures extrêmement basses (de l'ordre de -253°C), cependant aucune forme de stockage n'est capable de maintenir l'hydrogène à cette température, celui-ci se réchauffe donc entraînant l'évaporation d'une partie du stock et l'augmentation de la pression dans le réservoir, c'est le phénomène de boil-off.

Si l'on néglige ce boil-off, le stockage de l'hydrogène sous forme liquide est relativement simple à dimensionner, en effet, sa densité liquide est quasiment constante. De plus les conditions de pression étant plus favorables, on peut stocker le LH₂ en surface, dans des réservoirs enterrés à de très faibles profondeurs ou dans des cavités minées revêtues.

Il y a deux approches de dimensionnement, la première est de reprendre les scénarios de stockage gazeux précédent et de calculer la quantité d'hydrogène liquide que l'on peut stocker dans une cavité de même dimension ; on obtient dans ce cas là, une masse de 5000 tonnes d'hydrogène stockable dans une cavité de 75000m^3 . La seconde approche consiste à dimensionner une nouvelle cavité plus petite et directement adaptée à l'usage considéré.

On peut également considérer le stockage dans un réservoir enterré dont les dimensions sont données

en annexe C. On peut donc calculer le volume du réservoir cylindrique : $71,5m^3$ et, connaissant la masse volumique de l'hydrogène liquide ($71,0kg/m^3$), on en déduit que le réservoir stocke 5 tonnes d'hydrogène. De tels réservoirs seraient adaptés au scénario 5.

2.2 Rhéologie des roches

Lors du dimensionnement d'une cavité (saline ou minée), il est important de connaître les caractéristiques thermomécaniques des roches dans lesquelles la cavité sera créée. Pour ce faire, des échantillons sous forme de carottes sont prélevés dans le site considéré et envoyés dans un laboratoire spécialisé pour réaliser des essais géomécaniques.

Outre la mesure des propriétés physiques (masse volumique et vitesse du son qui caractérise la continuité du matériau) et des propriétés thermiques (conductivité, capacité volumique, coefficient de dilatation), la caractérisation de la roche au laboratoire comprend divers types d'essais de résistance des matériaux (essais brésiliens, de compression simple et triaxiale, de cisaillement) dont le détail est donné Annexe C.

Aussi, le sel étant un matériau viscoplastique, il convient de réaliser un essai de fluage. En effet, si on applique une contrainte constante à notre éprouvette de sel, sa déformation va dépendre du temps. On effectue donc un essai triaxial durant quelques mois pour mesurer la déformation relative de l'échantillon au cours de l'expérience sous différents paliers de déviateur de contraintes et de température.

Plusieurs lois permettent de caractériser cette déformation, mais nous avons choisi d'utiliser la loi puissance de Lemaitre. En somme, au cours d'un essai de fluage, la déformation axiale totale de l'éprouvette est la somme d'une déformation élastique, d'une déformation viscoplastique irréversible donnée par la loi de Lemaitre, et d'une déformation de dilatation thermique.

$$\epsilon = \frac{q}{E} + \left(\frac{q}{K} \right)^\beta \exp(A[\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}])t^\alpha + a_{th}(T - T_0)$$

Avec :

- q le déviateur de contraintes
- E le module d'Young
- α, β, K les paramètres de la loi de Lemaitre
- A le coefficient de la loi d'Arrhenius
- T, T_0 et T_{ref} les température, température initiale et température de référence
- t le temps
- a_{th} le coefficient de dilatation thermique linéaire.

Les résultats des essais de fluage sont ajustés grâce à une méthode des moindres carrés pour déterminer les paramètres de la loi de Lemaitre (a, b, K, A) ainsi que le coefficient de dilatation thermique a_{th} .

2.3 Simulations numériques des cavités

Le but est maintenant de confirmer la fiabilité du dimensionnement préliminaire défini ci-dessus en modélisant les différentes cavités. Pour cela, nous avons simulé les propriétés thermomécaniques des cavités à l'aide du logiciel *DEMETHER* et nous avons vérifié la stabilité des stockages. Nous avons également adapté le dimensionnement aux résultats.

2.3.1 Des cavités pour GH₂

Pour pouvoir faire les simulations des cavités de stockage, il faut tout d'abord s'intéresser à la théorie de la modélisation et au fonctionnement du logiciel utilisé.

A-Théorie des modélisations

Afin de vérifier la stabilité des cavités, la simulation du comportement des cavités prend en compte les propriétés thermomécaniques des roches. Une cavité est définie par plusieurs critères :

- Les déformations et les contraintes doivent être limitées.
- Il ne doit pas y avoir de traction.
- Il ne doit pas y avoir de dilatance de la roche (seulement dans le cas du sel).
- La perte de volume de la cavité doit être inférieure à 1% par an.

Sans ces critères, il y a un risque d'effondrement des cavités ou de fuite d'hydrogène.

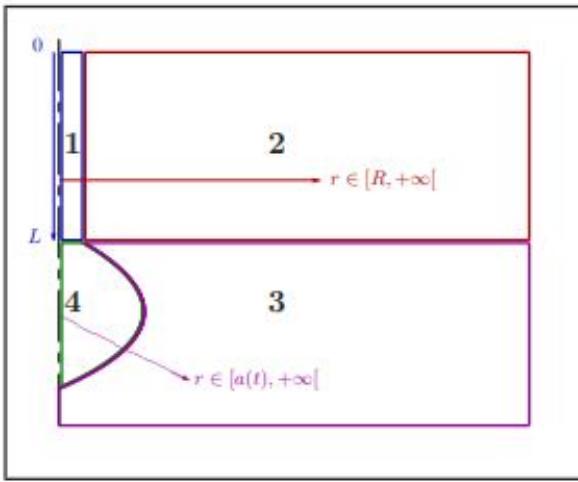


FIGURE 7 – Découpage typique d'une cavité

Le logiciel DEMETHER que nous avons utilisé nous a permis de vérifier la stabilité des cavités. Pour cela, il découpe la zone qui nous intéresse en 4 parties :

1. Le puit
2. Le massif autour du puit
3. Le massif autour de la cavité
4. La cavité

Il permet de simuler le lessivage de la cavité, le remplissage avec de l'hydrogène, le cyclage.

Le logiciel s'intéresse à différents phénomènes :

- Le puits est simulé en 1D et découpé en 2 espaces (central et annulaire). On s'intéresse spécifiquement à l'écoulement du fluide (densité, vitesse d'écoulement, température).
- La simulation du massif autour du puits prend surtout en compte la conduction thermique (température).
- Au niveau du massif de la cavité, on s'intéresse à la conduction et aux réactions mécaniques (température et contraintes).
- Dans la cavité, il s'agit de s'intéresser aux états thermodynamiques des différents fluides présents (température, pression, conductivité thermique).

Les principales équations thermomécaniques utilisées sont les suivantes :

$$\begin{aligned}\vec{\nabla}\sigma + \rho\vec{g} &= \vec{0} \\ \rho C \frac{\partial T}{\partial t} + \text{div}(\vec{j}) &= S \\ \vec{j} &= -\lambda \vec{\nabla}T\end{aligned}$$

Avec :

- σ le tenseur des contraintes de Cauchy
- \vec{g} l'accélération de pesanteur
- ρ la masse volumique
- C la capacité thermique
- T la température
- \vec{j} la densité de courant de chaleur et λ la conductivité thermique
- S le terme source

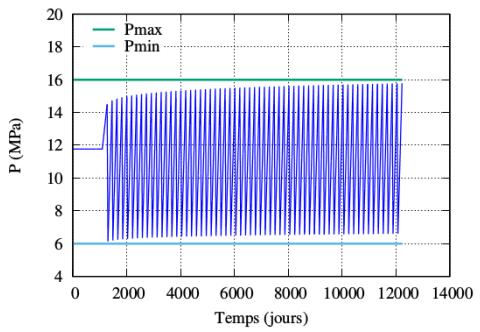
Pour les cavités salines, il est également nécessaire de prendre en compte le fluage du sel, ce qui est donné par l'équation de Lemaitre.

DEMETHER va alors résoudre l'ensemble des équations thermomécaniques pendant les différentes phases dans les zones voulues. Nous nous sommes surtout intéressés aux zones 3 et 4, qui sont les plus importantes pour notre étude.

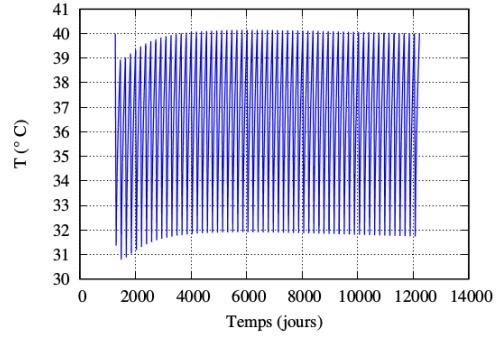
B-Application aux cavités salines

On a donc simulé grâce au logiciel DEMETHER l'état de ces quatre zones dans le cas de l'installation et la maintenance d'une cavité saline cylindrique pendant une durée de plus de trente ans (correspond environ à la durée de vie d'une cavité). La modélisation commence par le lessivage (technique pour creuser la cavité dans le cas des cavités salines), puis on remplit la cavité et finalement on simule 30 ans de cycle. On a également étudié deux situations : le cas où le stockage est destiné à l'industrie, et le cas où il est destiné à la mobilité (voir annexe). Les données utilisées sont exposées en Annexe.

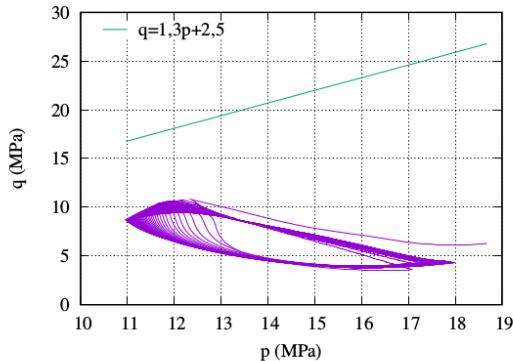
Dans une application à l'industrie, nous considérons 1095 jours de lessivage à $P = P_{saumure} = 11,7 \text{ MPa}$, 180 jours de remplissage (où la pression diminue jusqu'à $P = 14,5 \text{ MPa}$) et 30 ans de cycle. Nos résultats ont confirmé que la cavité saline envisagée était bien réalisable. En effet, nos modélisations servent notamment à vérifier plusieurs conditions de stabilité, parmi lesquelles on a : une pression minimale et une pression maximale, des contraintes négatives (ce qui confirme qu'il s'agit bien d'une compression et non pas d'une traction) et faibles (autour de 15 MPa en valeur absolue), des pertes volumiques en dessous de 1% par an et des conditions particulières sur les déviateurs. Dans le cas de l'industrie, on vérifie que toutes ces conditions sont bien remplies.



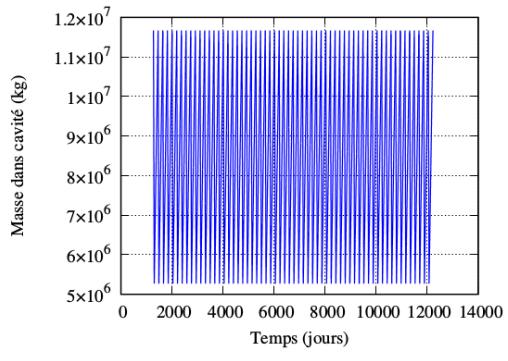
(a) Evolution de la pression (MPa).



(b) température (°C).



(c) déviateurs (MPa).



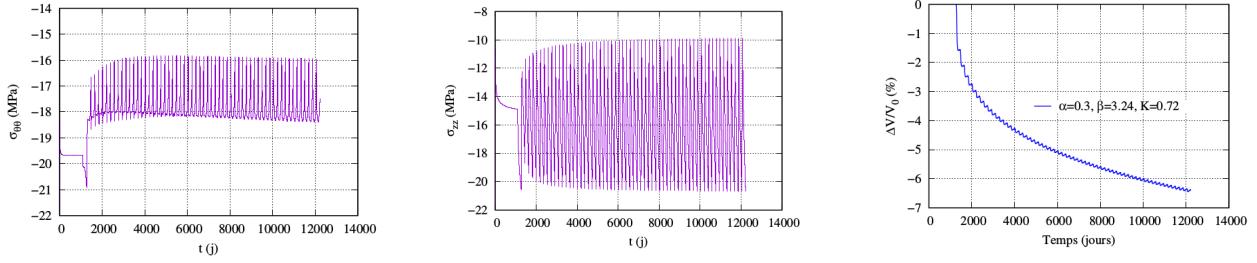
(d) masse (kg).

FIGURE 8 – Evolution de la pression (MPa), température (°C), déviateurs (MPa), masse (kg)

On remarque que les conditions de stabilité citées précédemment sont bien remplies. La pression est bien comprise dans l'intervalle de pressions stables (supérieure à P_{\min} pour éviter le fluage et inférieure à P_{\max} pour empêcher la création de fractures), le déviateur $q(p)$ est toujours inférieur à la droite tracée et les contraintes sont bien négatives et faibles.

C-Applications aux cavités minées revêtues

Nous avons utilisé le logiciel DEMETHER dans le but de simuler la création, le remplissage et les cycles soutirage-injection des cavités minées non revêtues (le logiciel ne permettant pas de modéliser l'interaction



(a) contrainte orthoradiale (MPa).

(b) contrainte selon z (MPa)

(c) écart volumique (%).

FIGURE 9 – Evolution de la contrainte orthoradiale (MPa), contrainte selon z (MPa) et écart volumique (%) au cours du temps dans la cavité

entre revêtement et le gaz/les roches) et d'adapter le dimensionnement préliminaire pour assurer la stabilité.

Contrairement au sel, les roches n'ont pas un comportement visco-plastique mais uniquement élastique, il n'y a pas de phénomène de fluage. Nous avons pris en entrée, cinq paramètres pour décrire les propriétés thermodynamiques des roches compétentes qui entourent la cavité : deux propriétés mécaniques et trois propriétés thermiques résumées dans le tableau ci-dessous :

Module D'Young (Pa)	$2,5 \times 10^{10}$
Coefficient de Poisson	0,25
Conductivité thermique ($W.m^{-1}.K^{-1}$)	0,22
Diffusivité thermique ($m^2.s^{-1}$)	0,08265
Coefficient de dilatation thermique (K^{-1})	5×10^{-1}

TABLE 1 – Données thermomécaniques des roches compétentes

Les critères de stabilité des cavités minées à respecter sont : une pression maximale pour ne pas créer de microfissures dans la roche, une pression minimale pour éviter un effondrement de la cavité, des contraintes négatives pour que les roches soient en permanence en compression (elles résistent très mal à la traction), des variations de températures raisonnables, des températures positives pour éviter que les roches ne gèlent et se dilatent.

Nous avons simulé des cavités cylindriques contenant du dihydrogène gazeux avec les débits d'injection et de soutirage issus du dimensionnement préliminaire. Des simulations ont permis de montrer que les dimensionnements préliminaires conduisaient à des cavités instables. La solution était alors de créer plusieurs cavités plus petites.

Application	Profondeur (m)	Nombre de cavités	Hauteur (m)	Rayon (m)	Volume (m^3)
Industrie	100	3	45	15	32 000
Mobilité	100	2	30	15	22 000

TABLE 2 – Propriétés des stockages en cavités minées revêtues

Regardons les résultats obtenus pour une application industrielle du stockage de l'hydrogène gazeux (les résultats pour une application à la mobilité sont donnés en annexe). A noter que nous avons simulé la cavité et la roche autour de celle-ci, mais pas le puits ni la roche autour de celui-ci.

Les cavités ont été simulées sur une durée de trente ans, ce qui correspond plus ou moins à leur durée de vie.

On simule dans un premier temps l'évolution de la pression.

Les phases où la pression diminue correspondent au soutirage, celle où la pression augmente à l'injection. On constate que la pression reste dans l'intervalle $[P_{min}; P_{max}]$.

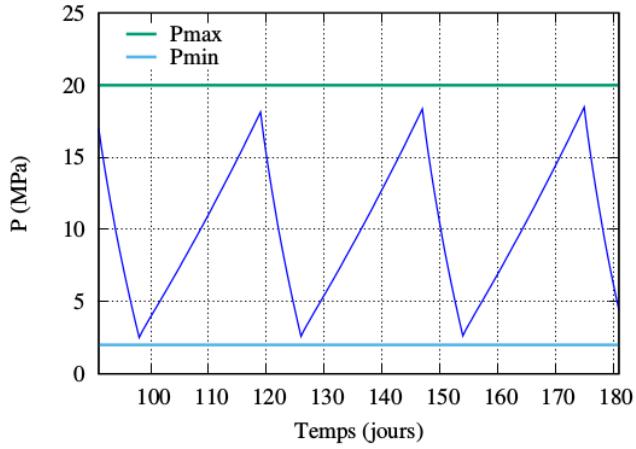


FIGURE 10 – Evolution de la pression dans la cavité au cours du temps sur trois cycles

On simule dans un second temps l'évolution de la température dans la cavité.

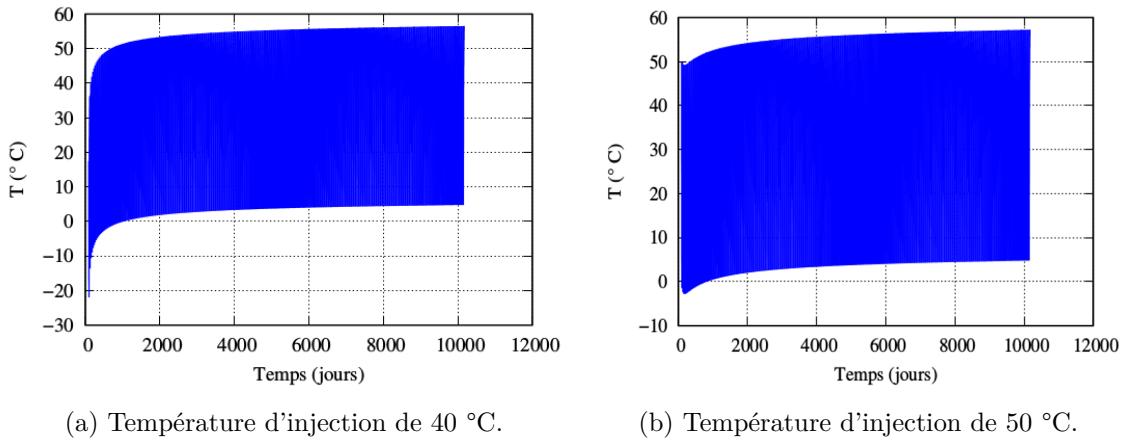


FIGURE 11 – Evolution de la température au cours du temps dans la cavité

On constate que les roches subissent des écarts de température d'environ 50 °C. La température lors du remplissage devient négative. Cette diminution de température dans la cavité lors du remplissage vient du fait que le gaz se détend. C'est pourquoi nous avons augmenté la température d'injection de l'hydrogène de 10 °C lors d'une deuxième simulation.

On simule enfin les contraintes dans la cavité. La composante orthoradiale de la contrainte correspond à une contrainte en rotation autour de l'axe z.

Ces contraintes prennent des valeurs positives. Les roches entourant la cavité entrent donc en traction, ce qui justifie la nécessité d'un revêtement.

2.3.2 Des cavités pour LH₂

On distingue les réservoirs enterrés et les cavités minées revêtues.

A-Réservoirs enterrés

Afin d'augmenter sa densité énergétique, l'hydrogène peut être stocké sous forme liquide. Nous allons ici nous intéresser au stockage dans des réservoirs enterrés. Le réservoir est une cuve cylindrique (cf figure 1) enfoui à quelques mètres de profondeur constituée de dalles de béton, de sable, d'un isolant et de deux coques en acier. Les dimensions sont données sur (figure 2).

Due à la température de l'hydrogène liquide dans le réservoir ($T = 20K$), le froid risque de se propager dans le sol entourant la cuve et l'eau qu'il contient peut se geler. L'eau solide occupant un volume plus

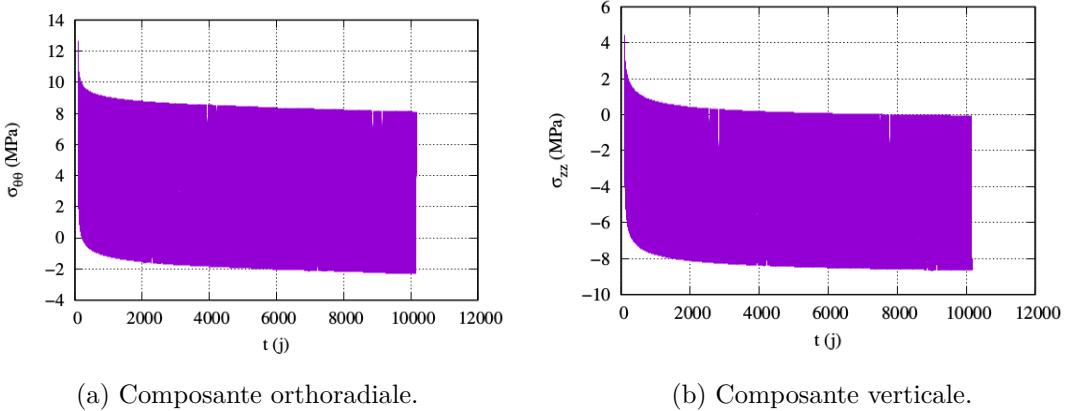


FIGURE 12 – Evolution de la contrainte pour la cavité cylindrique au cours du temps

important que l'eau liquide, cela risquerait d'engendrer un phénomène de gonflement du sol. Afin d'éviter ce phénomène, nous avons mené une étude sur le logiciel COMSOL pour suivre l'évolution de température dans le sol et en surface.

Pour cela, nous allons dimensionner le type d'isolant, l'épaisseur de l'isolant et la profondeur d'enfouissement.

Nous avons travaillé sur un réservoir en 2D sur le logiciel d'une part pour écourter les temps de calculs et d'autre part car l'étude en 2D est plus contraignante que celle en 3D : en effet on néglige les effets de bord en 2D, ce qui en réalité permet une meilleure évacuation de la chaleur. Nous avons pris également en compte le gradient de température dans le sol : on perd 3°C tous les 100m. Tous les clichés présentés sont pris au bout de 10ans(annexe F).

— Température extérieure constante

Dans un premier temps nous avons lancé la simulation pour une température extérieure constante de 17°C, deux types d'isolants (air et perlite) d'une épaisseur de 15cm. Les résultats sont présentés en figure 3.

— Température extérieur variable

En réalité, la température dépend des saisons. Pour en tenir compte on suppose une température sous la forme :

$$T_a(t) = A_a = B_a \cos\left(\frac{2\pi(t - t_a)}{\tau}\right)$$

$$A_a = \frac{1}{2}(T_{max} + T_{min}), \quad B_a = \frac{1}{2}(T_{max} - T_{min})$$

Avec $T_{max} = 25^{\circ}C$, $T_{min} = 5^{\circ}C$ et $\tau = 365j$.

Voir figure 4 pour les différents résultats ainsi que figure 5 ou on fait varier les épaisseurs. On voit que l'air, même à 30cm d'épaisseur ne constitue pas un très bon isolant. Pour la perlite, on peut descendre à 7 cm sans que l'eau contenue dans le sol ne gèle. Pour que le dimensionnement puisse garantir l'isolation pour des conditions plus extrêmes de température (qui dépendent de l'endroit de creusement) et pour maintenir une marge de sécurité, on prend une épaisseur de 30cm. Dans ce cas, même pour une température moyenne de 2°C, l'isolation est efficace alors que ce n'est pas le cas pour une épaisseur de 7cm (figure 6)

On peut maintenant jouer sur 3 autres paramètres :

- la porosité du sol : plus un sol est poreux et plus le froid se propage loin (figure 7)
- La profondeur : on voit que dans les deux cas, la répartition de température est assez semblable (figure 8). Pour des raisons économiques évidentes, on va donc se placer à une faible profondeur.
- H , le coefficient d'échange avec le sol : on voit que lorsque les échanges thermiques avec la surface sont importants, le froid se propage vers le bas, et remonte moins en surface. (figure 9)

Ainsi en tenant compte de ces conditions, on retiendra pour notre isolant la perlite avec une épaisseur de 30cm et une faible profondeur de du réservoir.

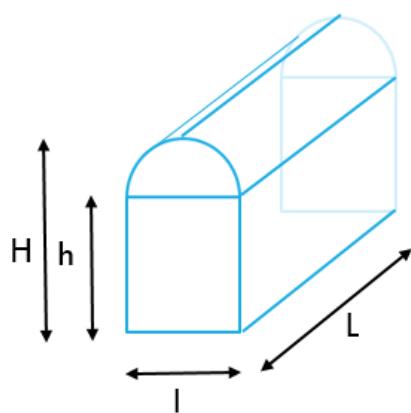
B- Cavités minées revêtues

Les cavités minées revêtues sont une autre alternative pertinente pour le stockage de l'hydrogène liquide. Premièrement, l'hydrogène sous forme liquide est beaucoup plus dense énergétiquement que l'hydrogène gazeux, ce qui explique que l'on recherche à le stocker sous cette forme, malgré les contraintes physiques auxquelles l'on doit faire face. Ensuite, stocker de l'hydrogène liquide plutôt que gazeux pourrait permettre de réaliser un gain économique considérable. De fait, il n'est pas nécessaire de construire ces cavités très profondes, puisqu'il n'y a aucune contrainte concernant la pression (question qui se pose lors du stockage d'hydrogène gazeux). Enfin, les cavités minées revêtues semblent être le moyen de stockage le plus adapté à l'hydrogène liquide. En effet, il est nécessaire d'avoir un revêtement isolant (afin de conserver l'hydrogène à une température de 20 Kelvin, mais aussi pour garantir la stabilité des roches, qui peuvent supporter des températures allant jusqu'à - 80°C selon le rapport de Geostock [5]), ainsi qu'étanche, pour éviter toute fuite d'hydrogène liquide.

Nous avons donc envisagé l'utilisation de cavités minées revêtues pour le scénario 7, en nous basant essentiellement sur l'étude de Geostock concernant le stockage de GNL (Gaz Naturel Liquéfié), ainsi que sur la cavité pilote réalisée à Daejon en Corée du Sud avec de l'azote liquide [10]. De fait, il n'existe pas encore de cavité minée revêtue pour le stockage d'hydrogène liquide (ni pour le GNL).

Nous devions ainsi dimensionner la cavité afin qu'elle ait une capacité de 143 tonnes d'hydrogène, soit un volume total de 2014 m³. Nous avons donc choisi de réaliser deux cavités de 1007 m³ reliées par un réseau de galeries d'accès, comme pour le projet de Geostock [Figure 13].

Pour chaque cavité nous avons conservé la forme des cavités standards (qui est régie par les panneaux d'acier utilisés pour le revêtement). En choisissant une section caractéristique de 36 m², nous avons obtenu les dimensions suivantes [Figure 14].



$$\begin{aligned} \text{Dimensionnement} &= 2 \text{ cavités de } 1007 \\ S &= 36 \text{ m}^2 = l(h + \frac{\pi}{8}) \\ l &= 28 \text{ m} \\ h &= 6.7 \text{ m} \\ l &= 6 \text{ m} \\ h &= 3.7 \text{ m} \end{aligned}$$

10

FIGURE 14 – Dimensionnement des deux cavités minées revêtues

Nous nous sommes ensuite intéressés au revêtement de la cavité minée [Figure 15 a]. Celui-ci est constitué de plusieurs épaisseurs. La première est un « pare-vapeur » permettant l'étanchéité de la cavité. Ensuite vient une couche de béton, puis une couche d'isolant (généralement de la mousse de polyuréthane) entre deux épaisseurs de contreplaqué (afin d'avoir une surface parfaitement plane), ce qui permet à la fois de maintenir l'hydrogène à 20K, mais aussi d'éviter les températures extrêmement froides dans les roches. Puis vient un panneau ondulé en acier inoxydable de faible épaisseur (1,2 mm). Ce revêtement est inspiré de ceux utilisés dans les cuves des méthaniers transportant du gaz naturel liquéfié [Figure 15 b] qui sont également adaptés

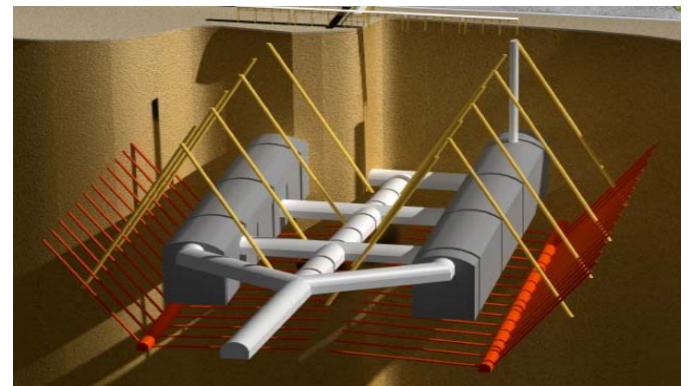
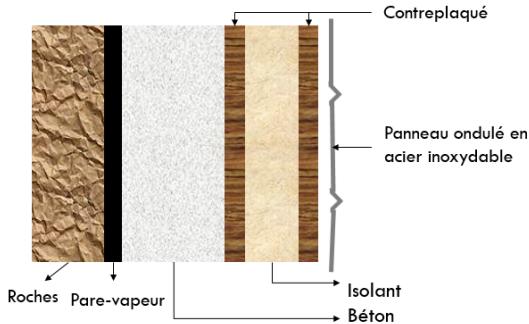
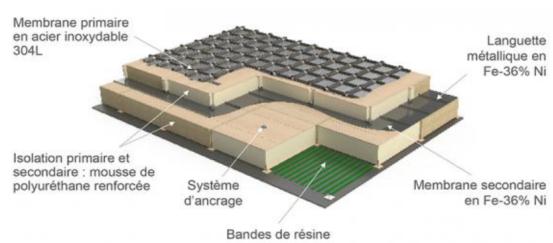


FIGURE 13 – Structure des deux cavités minées revêtues du projet de Geostock pour le GNL

au transport d'un liquide devant être maintenu à très basse température (-160°C à pression atmosphérique).



(a) Structure du revêtement de la cavité



(b) Structure du revêtement des cuves des méthaniens

(c) Revêtements des cavités

Ensuite, nous nous sommes intéressés au phénomène de formation de glace autour de la cavité. En effet, contrairement au cas du réservoir enterré, il n'est pas nécessaire ici d'éviter complètement la formation de glace, car la cavité est située à une dizaine de mètres en dessous du sol. De plus, la formation d'un anneau de glace autour de la cavité sert également de seconde barrière d'étanchéité (en empêchant l'eau de s'infiltrer mais également l'hydrogène liquide de s'échapper). Cependant, il est nécessaire de contrôler la formation de glace autour de la cavité, pour éviter une surpression contre le revêtement. Ainsi pendant la création de la cavité, il est nécessaire de drainer l'eau des roches environnantes.

Enfin, pour améliorer notre dimensionnement (notamment calculer l'épaisseur exacte d'isolant à utiliser), il faudrait effectuer des simulations à l'aide du logiciel COMSOL, de même que pour le réservoir enterré.

2.4 Réalisations des cavités

Les techniques de création de cavités de stockage pour l'hydrogène dépendent de la nature géologique du terrain.

2.4.1 Création de cavités salines par lessivage

La méthode utilisée pour créer une cavité saline est le lessivage, elle s'appuie sur la dissolution de la couche de sel lorsque l'on injecte de l'eau. Il existe deux types de lessivage : direct et inverse. Dans notre étude, nous n'étudierons que le premier type car plus simple, bien que la valorisation de la saumure (eau salée) récupérée soit moindre (figures en annexe).

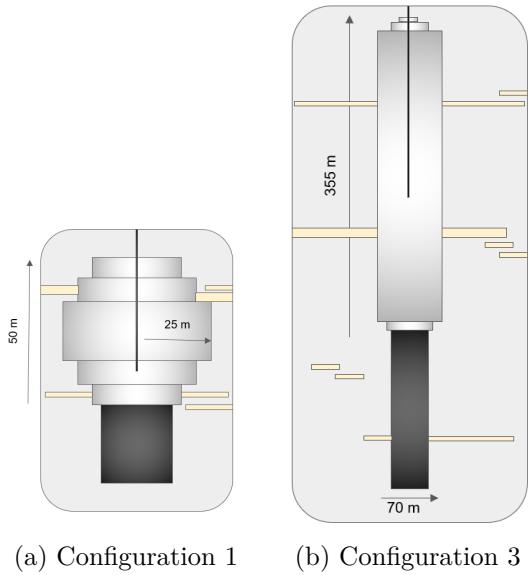
Nous nous sommes appuyés sur la loi de Saberian qui donne la vitesse de dissolution du sel en fonction de différents paramètres :

$$a = a_0 \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3$$

Avec $a_0 = 0,5 \text{m/jour}$ la vitesse de dissolution du sel pour une paroi verticale avec de l'eau douce et à température 35°C ; F1 fonction de la salinité de la saumure ; F2 fonction de la température ; F3 fonction de la géométrie.

Il est techniquement impossible de lessiver sur une hauteur supérieure à 30m, c'est pourquoi nous créons la cavité par pas, c'est-à-dire que nous superposons plusieurs cylindres de hauteur inférieure à 30m et de rayon différent. Nous avons dessiné les cavités correspondant aux configurations 1 et 3 (Figure 16), puis avons simulé la création afin d'obtenir l'évolution du rayon de la cavité au cours du temps et celle de la concentration de saumure (Figure 17).

Nous remarquons que la durée de création de la cavité pour la configuration 3 est extrêmement longue (plus de 5500 jours, ce qui correspond à plus de 15 ans), nous avons donc essayé d'optimiser ce temps en doublant le débit (100 à 200 m³/h), en sachant que cela allait diminuer la concentration de saumure. On obtient donc une durée plus raisonnable : 3500 jours, ce qui correspond à moins de 10 ans (voir graphes en annexes). En ce qui concerne la configuration 1, la création dure 470 jours, nous n'avons donc pas modifié le débit.



(a) Configuration 1 (b) Configuration 3

FIGURE 16 – Cavités salines correspondantes aux configurations 1 et 3

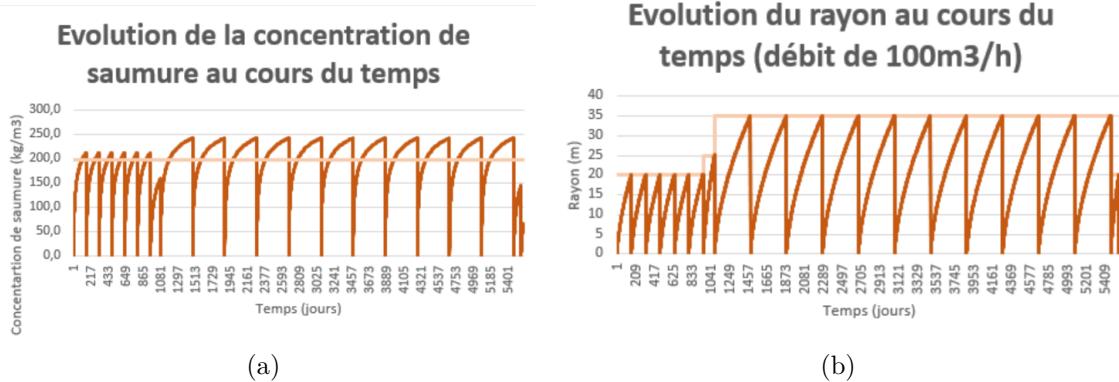


FIGURE 17 – Graphiques de l'évolution du rayon (b) et de la concentration de saumure (a) au cours du temps pour la configuration 3

En général la couche de sel n'est pas pure, il y a donc des impuretés dans la couche que nous appelons "insolubles". Nous avons considéré un taux global homogène d'insolubles de 10% dans la couche que l'on dissout, qui peut être sous la forme de couches épaisses qu'il est nécessaire de faire s'effondrer dans le puisard (partie de la cavité dédiée à recueillir les insolubles) ou bien de petits éléments épars dans la couche. La méthode d'effondrement des couches d'insolubles est détaillée en annexe.

2.4.2 Crédation des cavités minées revêtues

Dans cette partie, nous nous intéressons à la création même des cavités minées pour le stockage souterrain d'hydrogène sous phase gazeuse. A la différence des cavités salines, les roches minées ne disposent pas d'une étanchéité naturelle et le coût des travaux est nettement plus important que le simple lessivage. Les techniques pour creuser des galeries et la cavité sont déjà bien connues, notamment celle dite des longs trous dont la méthode est détaillée en annexe pour creuser la cavité elle-même. Creuser les galeries est aussi bien maîtrisé par les ingénieurs.

Nous aurions pu éventuellement cherché à améliorer la disposition des explosifs pour creuser les galeries mais nous avons écarté cette piste de recherche dans notre travail par manque de temps. Une projet pilote de stockage d'hydrogène gazeux en cavité minée est encore en cours en Suède à Skallen avec une cavité de 50 000 m³. Il est intéressant de remarquer que la taille de ce type de stockage est aussi beaucoup plus petite que les cavités salines. Nous nous sommes basés sur ce pilote pour déterminer une technique d'étanchéification de la paroi. Le revêtement est constitué de :

- Un béton projeté d'épaisseur maximale 0.7m mis en place au moment du creusement et permettant d'assurer une surface régulière (tolérance sur les hors-profil de $\pm 0.3\text{m}$).

- Un système de drainage installé dans le béton projeté à proximité de l'interface avec la roche pour évacuer l'eau interstitielle.
- Un revêtement de béton de génie civil armé de 0.7m d'épaisseur qui permet le transfert uniforme de la pression du gaz au terrain, une bonne répartition des déformations du terrain dans le revêtement jusqu'à l'interface béton-acier. Le ferraillage permet aussi de disperser les fissures et de les partager en micro-fissures pour empêcher qu'elles puissent pénétrer dans le liner métallique
- Un liner métallique de 12 à 15 mm qui a pour objectif d'assurer une barrière imperméable (étanchéité).
- Un liner bitumineux d'épaisseur 5 mm intercalé entre le béton et l'acier pour éviter la transmission des déformations du terrain à l'acier. Il autorise ainsi un mouvement relatif du liner par rapport au béton et permet que l'ensemble du revêtement résiste aux déformations mécaniques.

Selon les scénarios, il est nécessaire de multiplier les cavités car celles-ci sont limitées en taille. Enfin, suite aux contraintes exercées sur les parois, on ne peut pas disposer aléatoirement les cavités dans les scénarios où il y a plusieurs cavités. Le détail des calculs est donné en annexe. Il faut retenir que pour conserver une marge de sécurité suffisante, chaque cavité doit être éloignée d'une distance au moins égale au double du diamètre des cavités. Le détail des calculs est exposé en annexe.

3 Production, conditionnement, transport

La synthèse d'hydrogène n'est pas récente. Cependant, si l'hydrogène doit devenir un vecteur énergétique majeur dans une société décarbonnée, cela impose de revoir toute la chaîne de procédés : de sa production jusqu'à sa consommation. A partir des configurations types détaillées en chapitre 1, nous dimensionnons ces procédés.

3.1 Production d'hydrogène bas carbone

Les réactions thermodynamiques qui amènent à la production d'hydrogène sont toutes défavorisées : il faut donc amener des sources extérieures d'énergie. Il existe de nombreuses façons de synthétiser de l'hydrogène mais seules des productions bas carbone de celui-ci sont détaillées dans cette étude. Actuellement, l'hydrogène est produit à 96% à partir de ressources fossiles [11]. Deux synthèses sont ici détaillées : le vaporeformage qui utilise du gaz naturel (la technique la plus commune) et l'électrolyse de l'eau. Il existe d'autres procédés, certains encore au stade de développement. Ils seront décrits en annexe.

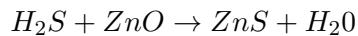
3.1.1 Technologie SMR et CCS

La vaporeformage, ou *Steam Methane Reforming* (SMR), est la technique de synthèse d'hydrogène la plus commune. Elle utilise du gaz naturel et est émettrice de gaz à effet de serre. Nous n'envisageons donc la production d'hydrogène par SMR que couplée avec un procédé de capture de CO_2 (CCS). 48% de l'hydrogène est actuellement produit par SMR. Les autres procédés fossiles utilisent du naphta ou du charbon (resp. 30% et 18%) [5].

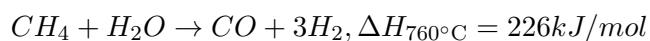
Les SMR fonctionnent au gaz naturel et cette technique est émettrice de CO_2 . On s'intéresse donc à la production d'hydrogène par SMR couplé à un captage de CO_2 pour rendre, si possible, ce procédé durable. Les unités de grande taille de production d'hydrogène atteignent aujourd'hui une production de 220.000 Nm³/h. C'est sans conteste le procédé le moins cher et le plus efficace.

Le vaporeformage utilise du gaz naturel. Les étapes de production sont les suivantes :

1. Il faut dans un premier temps traiter les composants chlorés et soufrés qui endommagent les catalyseurs lors de la suite du processus. Le soufre est éliminé dans des réacteurs d'adsorption à l'oxyde de zinc [6] avec la réaction



2. Le gaz naturel et les hydrocarbures légers sont ensuite transformés en gaz de synthèse par vaporeformage. La conversion du méthane est favorisée par une haute température, une basse pression et un large excès de vapeur d'eau. Des bruleurs fonctionnant à l'aide d' H_2 assurent la température. La réaction SMR :



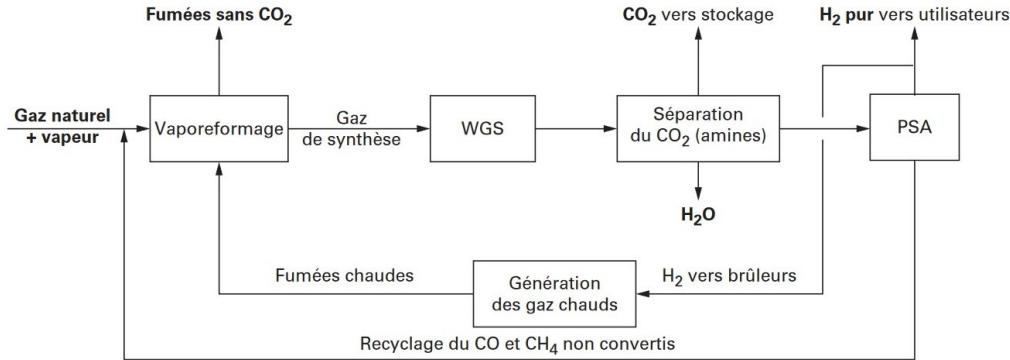
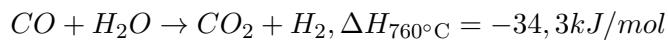


FIGURE 18 – Technique de vaporeformage avec séquestration de CO_2 [6]

3. Ensuite on effectue en *Water Gas Shift* (WGS) pour convertir CO en CO_2 . On souhaite augmenter la teneur en H_2 dans le gaz de synthèse avant la purification finale. La conversion du CO est favorisée à basse température et en large excès de vapeur d'eau [5]. La réaction WGS :



4. Le CO_2 produit est ensuite récupéré par absorption par des amines dans une solution aqueuse. CO_2 est séparé de H_2 . Il existe d'autres technologies en développement comme la récupération par cryogénie, développée par *Air Liquide*.
5. L'hydrogène est ensuite purifié dans des unités PSA. Le PSA est un procédé de séparation basé sur l'affinité des différents composés d'un fluide pour un adsorbant solide à la surface duquel certains composés s'adsorbent. L'hydrogène ressort enfin pur.

On peut maintenant caractériser la technique SMR par ordres de grandeur.

- **Charge.** Pour produire 1kg de H_2 il faut environ 3,7kg de gaz naturel [5].
- **La taille** d'une unité SMR est comprise entre 10.000 et 200.000 Nm^3/h [5]
- **Séquestration du carbone** Les unités de capture actuelles du CO_2 nécessitent en moyenne entre 750 et 1100 $kWh/tonCO_2$. On pense atteindre 300 $kWh/tonCO_2$ avec des nouvelles technologies [6].
- **Le CO_2 est capturé** à hauteur de 80 à 95%. 1 kg d' H_2 produit génère donc $5,5kg \times 0.10 = 550g$ de CO_2 [6].
- **Prix SMR type** une unité de production d'hydrogène à partir du gaz naturel type d'une capacité de 100000 Nm^3/h avec purification de l'hydrogène par PSA (pureté 99,9 % en volume, taux de récupération d'environ 90 %) représente un investissement d'environ 120 M€.

3.1.2 L'électrolyse de l'eau

Contrairement au vaporeformage, l'électrolyse utilise principalement de l'énergie électrique pour produire de l'hydrogène gazeux. Cela correspond à la réaction d'oxydo-réduction :



Le signe positif de l'enthalpie signifie que la réaction est endothermique. Il y a plusieurs façons d'exploiter cette réaction à travers des demi réactions différentes. Nous nous sommes intéressés à trois technologies :

1. L'Électrolyse à oxyde solide

Les électrolyseurs utilisant cette méthode sont composés d'une anode en LSM (Manganite de lanthane dopé au strontium), et une cathode en nickel. Les deux réactions mis en jeu étant pour l'anode : $2O_2^- \rightarrow O_2 + 4e^-$, et pour la cathode : $H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O_2^-$. Cet électrolyseur nécessite une eau à haute température, un électrolyte pour faire migrer les ions et a une faible densité de courant.

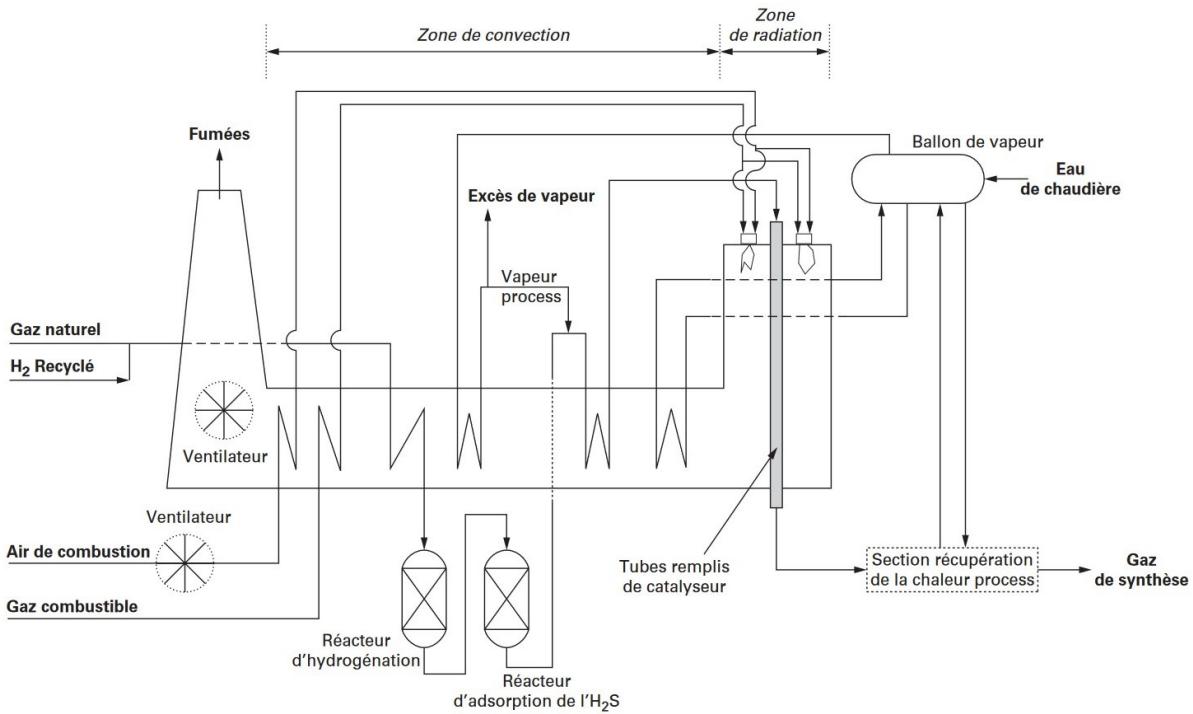


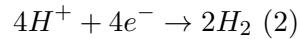
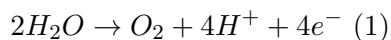
FIGURE 19 – Arrangement typique d'un four de vaporeformage [6]

2. L'Électrolyse alcaline

L'anode de ces électrolyseurs est à base de titane ou de nickel, et la cathode est en acier. Les réactions ayant lieu étant alors pour l'anode : $2OH^- \rightarrow H_2O + 1/2O_2 + 2e^-$, et pour la cathode : $2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2HO^-$. Cet électrolyseur fait intervenir une migration lente des ions OH⁻ à travers une membrane dans un électrolyte, et une faible densité de courant.

3. L'Électrolyse PEM :Proton Exchange Membrane

L'anode de ces électrolyseurs est faite en oxyde d'iridium (IrO₂) ou de ruthénium (RuO₂), et la cathode est en platine. Le fer et le cobalt catalysent la réaction eux aussi mais sont instables dans les conditions de la réaction, d'où l'utilisation du platine. Les réactions aux électrodes sont pour l'anode (1) et la cathode (2) :



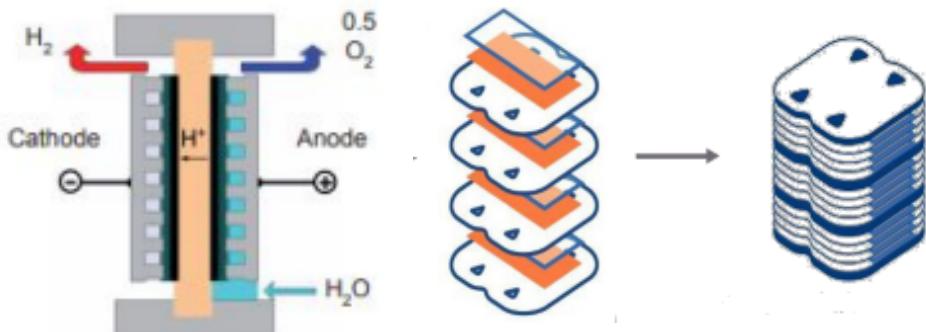
Dotés d'un temps de réponse de l'ordre de la miliseconde et pouvant supporter de grande intensité, nous allons choisir ces électrolyseurs.

Electrolyseurs	Oxyde solide	Alcalins	PEM
Densité de courant maximal	2 A/cm ²	0,5A/cm ²	3A/cm ²
Puissance d'un stack	150KW	2,5MW - 5MW	3MW
Température de fonctionnement	650-1000 °C	70-90 °C	50-70 °C
Pression de fonctionnement	1 bar	0,3 - 30 Bar	Jusqu'à 35bar

TABLE 3 – Caractéristiques des différents électrolyseurs [VII]

On peut maintenant caractériser la pile PEM par ordre de grandeur :

- Les unités sont regroupés pour former des stacks (Figure 20(b))
- La réaction d'électrolyse ayant une **enthalpie** de $\Delta H = 280KJ/mol$
- La **tension de fonctionnement** est alors de $U = \Delta H^0/n \times \mathfrak{F} = 1,4V$ avec n le nombre d'électrons échangés et \mathfrak{F} la constante de Faraday. La tension varie en pratique entre 1,23V et 1.48V.



(a) Pile d'un électrolyseur PEM.
(b) Formation d'un stack à partir de plusieurs unités.

FIGURE 20 – Une pile PEM

- Cette enthalpie nous permet de déduire qu'il faut théoriquement $38KWh$ d'énergie pour $1kg$ de H_2 .
- Avec un rendement d'électrolyseurs de 70% cette énergie peut monter à $55kWh$ par kilogramme de H2

3.2 Conditionnement de l'hydrogène

L'hydrogène, après avoir été produit par électrolyse ou SMR doit être conditionné en amont et en aval du stockage en cavité. Pour dimensionner ce conditionnement il convient de réfléchir sur l'état de stockage ou de transport de l'hydrogène, à savoir gazeux ou liquide.

Pour appréhender cette partie, il est bon de retenir que le LH₂ est plus dense énergétiquement et permet de baisser le coût global d'une chaîne de procédés si le transport est effectué sur des grandes distances ou en grandes quantités. Dans le cas contraire, on préférera le GH₂. En effet, pour deux camions de poids identique de $36t$, le premier a une capacité de $4500kgLH_2$ tandis que pour le second, de seulement $300kgGH_2$ [V]. Notons aussi que le stockage ou transport sous forme liquide garantit une meilleure sécurité des installations. [V]

3.2.1 Compression

L'hydrogène sort de l'électrolyseur à 3 MPa et à 60°C , et de la cellule SMR à 2 MPa et à 27°C . La pression d'injection de l'hydrogène en cavité saline (14 à 15 MPa) et minées revêtues (18 MPa) étant supérieure à celle de sortie de l'électrolyseur, il faut donc comprimer le gaz. En sortie de la cavité, il est parfois nécessaire de recomprimer le gaz (qui s'est détendu en sortant de la cavité), mais nous avons décidé de ne pas étudier cette étape dans notre étude.

D'un point de vue technique, le taux de compression ne peut techniquement pas dépasser 3, c'est-à-dire que la pression de sortie doit être inférieure à trois fois la pression d'entrée. De plus, la température dans le compresseur ne doit pas excéder 150°C afin de ne pas l'endommager [VI]. Par conséquent, il est nécessaire de refroidir l'hydrogène en sortie du compresseur avec des échangeurs et d'utiliser plusieurs étages de compression.

Pour ce faire, nous avons, à l'aide du diagramme des frigoristes de l'hydrogène, réalisé une étude thermodynamique simple pour dessiner les différents étages de compression, puis les avons modélisés à l'aide du logiciel ASPEN PLUS, couramment utilisé dans l'industrie notamment dans le domaine de la thermodynamique des procédés.

En ce qui concerne le choix des compresseurs, nous avions le choix entre des compresseurs volumétriques et dynamiques. Après des recherches bibliographiques, le choix du compresseur volumétrique nous a paru le plus pertinent au vu des propriétés volumiques de l'hydrogène (densité)[VII]. Nous l'avons modélisé sur ASPEN PLUS comme un compresseur idéal isotherme. Pour les échangeurs, le liquide réfrigérant utilisé est

de l'eau.

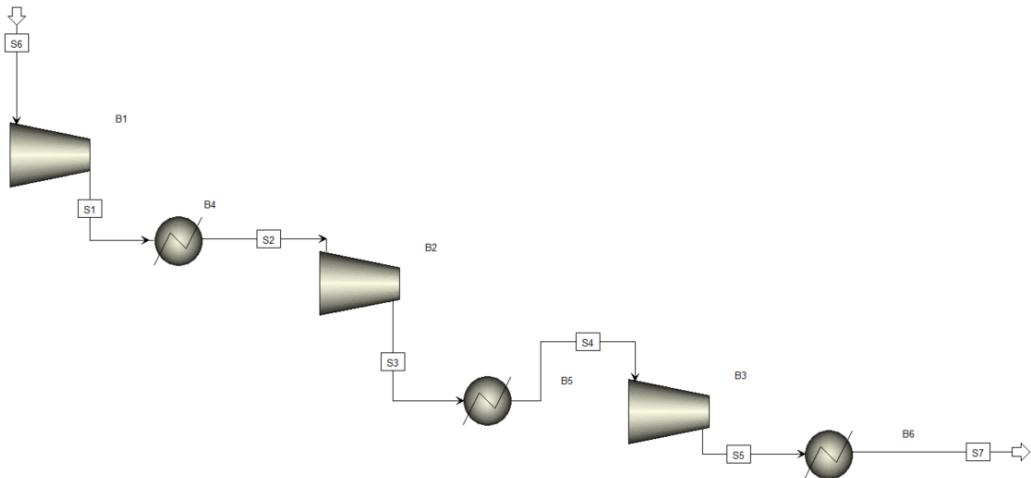


FIGURE 21 – Procédé de compression modélisé avec *ASPEN Plus*

3.2.2 Liquéfaction

On cherche à liquéfier l'hydrogène pour augmenter sa densité énergétique. Liquéfier l'hydrogène pour le transporter ou le stocker est un défi technique de taille : l'hydrogène est liquide à une température inférieure à 20K à pression atmosphérique. Il s'agit donc de dimensionner et caractériser un ensemble de cycles thermodynamiques pour refroidir l'hydrogène.

De plus, la liquéfaction de l'hydrogène présente un défi de nature quantique : la conversion orthohydrogène-parahydrogène. On parle de deux isomères de l'hydrogène. Pour l'orthohydrogène le proton de chaque molécule d'hydrogène possède des spins parallèles, pour le parahydrogène le proton de chaque molécule d'hydrogène possède des spins antiparallèles

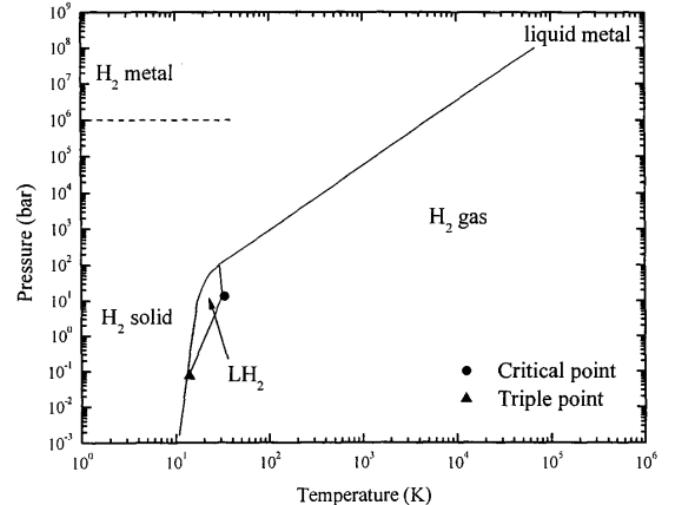


FIGURE 22 – Diagrammes de phase de l'hydrogène

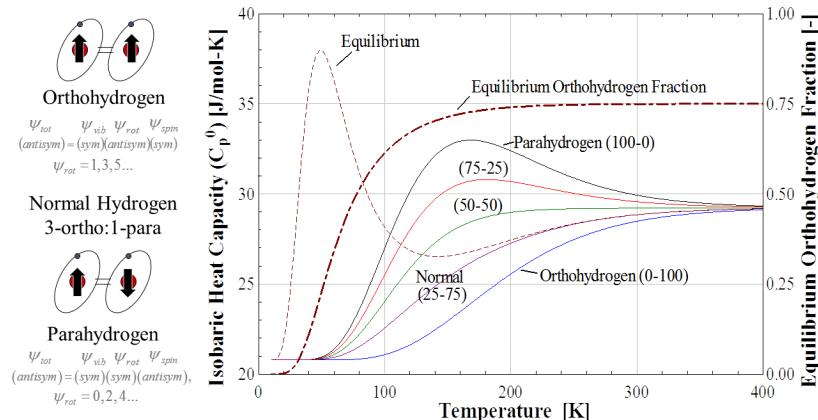


FIGURE 23 – Proportion ortho-para en fonction de la température et énergie de conversion [12].

A 300 K, il y a 25% de parahydrogène et 75% d'ortho hydrogène. A 20K, il y a 100% d'ortho hydrogène. On observe donc une conversion ortho hydrogène à parahydrogène. Or, cette réaction est fortement exothermique :

$$\Delta h_{conv} = 500 \text{ kJ/kg}$$

En cherchant à refroidir à de l'hydrogène on le réchauffe. L'équilibre s'atteint en quelques jours : c'est une réaction assez lente.

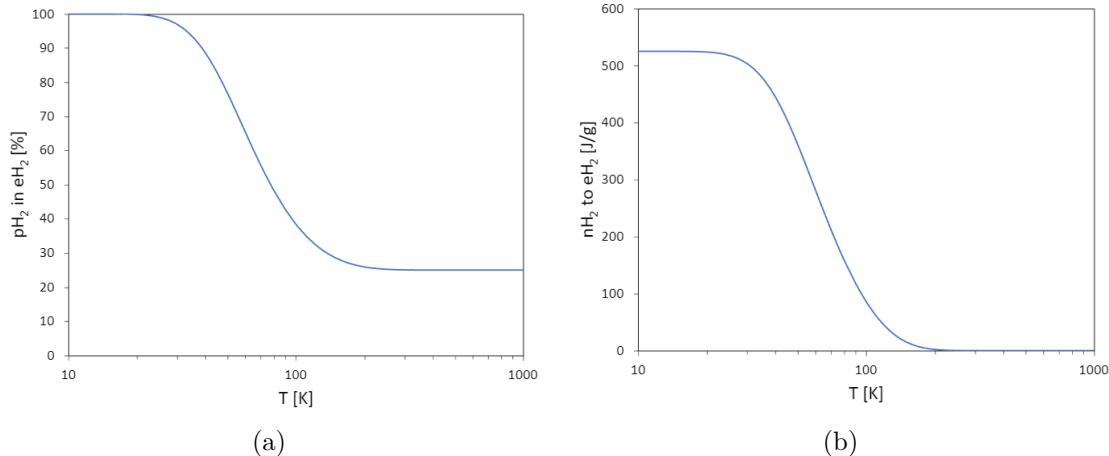


FIGURE 24 – Proportion ortho-para (a) et énergie nécessaire à la conversion ortho-para en fonction de la température (b).

La conversion ortho-para est aussi une des causes de *boil-off* dans les stockages : l'hydrogène liquide s'évapore et cela cause des surpressions dans les cavités. Il faut donc impérativement envisager la conversion ortho-para lors de la liquéfaction. Il existe des catalyseurs de la réaction de conversion et ceux-ci sont positionnés dans la chaîne de liquéfaction.

Plusieurs cycles thermodynamiques sont décrits dans la littérature pour liquéfier l'hydrogène. Nous avons fait le choix de synthétiser ceux-ci et de présenter un cycle simplifié. Ce cycle a le mérite d'exposer les ordres de grandeurs. Nous avons utilisé sa représentation sous *Aspen Plus* pour en faire l'évaluation économique (cf chapitre 5).

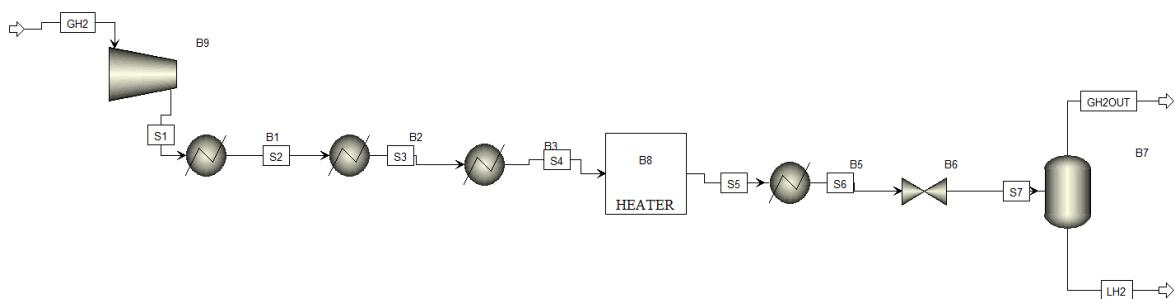


FIGURE 25 – Représentation simplifiée avec *Aspen Plus* de la liquéfaction

Nous détaillons ici les différentes étapes de la liquéfaction. On suppose que l'hydrogène gazeux arrive sous pression de 10 bars et à 60°C (sortie de vaporeformage ou d'électrolyseur).

1. L'hydrogène est d'abord comprimé jusqu'à une pression de 30 bars. On négligera les pertes de charges par la suite.
2. L'hydrogène est amené à 20°C avec des échangeurs à eau liquide.
3. L'hydrogène est refroidi dans un bain d'azote liquide. Il ressort à 80K.
4. L'hydrogène est refroidi par la détente d'hélium jusqu'à 30K.
5. On symbolise la conversion ortho-para par un échangeur de chaleur qui réchauffe le fluide supercritique. Il ressort à 30 bars et 55K.

6. On effectue un deuxième refroidissement par la détente d'hélium gazeux jusqu'à 20K.
7. On effectue une détente Joule-Thomson (enthalpique) jusqu'à pression atmosphérique. De supercritique, le fluide d'hydrogène devient diphasé avec une proportion de 70% de LH_2 .
8. On sépare les deux phases dans un séparateur.

Un schéma plus détaillé des cycles thermodynamiques est présenté en annexe. On peut envisager toutes sortes d'optimisation des procédés, comme par exemple la réutilisation de l'hydrogène gazeux très froid pour refroidir l'hydrogène plus chaud.

3.3 Transport d'hydrogène

Le transport d'hydrogène pose des problèmes techniques nouveaux de part la nature thermodynamique de l'hydrogène. Le transport de l'hydrogène peut être envisagé sous deux conditionnement différents. Premièrement sous conditionnement gazeux par pipeline ou camion, mais aussi sous conditionnement liquide par camion ou bateau.

3.3.1 Transport de GH_2

Transporter du gaz pose un problème technique : les pertes de charges dans les conduites. On désigne par charge la quantité $\Pi = p + \rho g z + \frac{1}{2} \rho v^2$, avec p la pression, ρ la masse volumique et v la vitesse du fluide. Cette quantité diminue au cours de l'écoulement, à travers les différents éléments du réseau. Les **pertes de paroi** sont dues à la viscosité du fluide et les **pertes singulières** au décollement du fluide des interfaces, ce qui redistribue les cartes de vitesse.

Dans le cas d'un fluide incompressible dans une conduite horizontale de rugosité relative $\frac{\epsilon}{D}$ on a une perte de charge

$$\Delta \Pi = \frac{1}{2} \rho v^2 \lambda(Re, \frac{\epsilon}{D})$$

et on lit $\lambda(Re, \frac{\epsilon}{D})$ sur des diagrammes de MOODY. Mais l' H_2 est compressible.

Lorsqu'une canalisation est parcourue par un fluide compressible, la masse volumique ρ décroît dans le sens du courant à cause de la chute de pression. Par conservation du débit, la vitesse V augmente. Puisque chaque tronçon dx n'est plus comparable car dans chacun d'eux la pression est différente, on décrit la perte de charge sur chaque tronçon et on intègre.

On a en régime turbulent :

$$dp + \rho V dV = -\frac{\lambda}{2} \rho v^2 \frac{dx}{D} \quad (1)$$

$$\rho V = cte \quad (2)$$

$$T_{ext} = cte \quad (3)$$

Et on trouve alors :

$$p_1^2 - p_2^2 = 2p_1 \rho_1 v_1^2 \left(\frac{\lambda L}{2D} + \ln \frac{p_2}{p_1} \right)$$

Transporter du gaz par pipeline est donc coûteux en énergie à cause des pertes de charges. Tous les 100km on perd 1,2% de l'énergie transportée. De plus, l'hydrogène est une molécule très petite. On assiste donc à des phénomènes d'*embrittlement* qui fragilisent les matériaux.

Pour un transport sur de courtes ou moyennes distances, le transport par camion est plus adapté. En effet, la construction de pipeline est onéreuse (un million d'euros par kilomètre en ordre de grandeur) et le transport d'hydrogène gazeux par un pipeline soulève de nombreux problèmes techniques. Ainsi on peut transporter l'hydrogène gazeux comprimé dans des bouteilles. Il en existe deux types, le premier est une bouteille entièrement en acier, et l'autre alternative, plébiscitée par Airliquide, est une bouteille composée de plusieurs matériaux [Figure 26]. Ces bouteilles sont composées premièrement d'une struc-

ture en fibre de carbone garantissant la résistance aux efforts mécaniques. Cette structure recouvre une épaisse couche d'acier sur laquelle repose un liner en polymère qui garantit l'étanchéité de la bouteille. On peut alors comprimer l'hydrogène à 500 bar et stocker de 5 à 10 kg par bouteille [9]. Un camion peut ainsi transporter 300 kg d'hydrogène [V].

FIGURE 26 – Bouteilles de matériaux composites



3.3.2 Transport de LH_2

Tout l'intérêt de l'hydrogène liquide réside dans le transport de celui-ci, plutôt que le transport de l'hydrogène sous forme gazeuse. En effet, l'hydrogène liquide est plus dense énergétiquement que l'hydrogène gazeux. Ainsi, selon Airliquide, pour un poids de camion identique (36 tonnes), on peut transporter jusqu'à 4500 kg d'hydrogène sous conditionnement liquide contre seulement 300 kg sous conditionnement gazeux, soit 15 fois plus [V].

Ainsi on pourrait envisager le transport de l'hydrogène liquide par camion pour les courtes à moyennes distances, et par bateau pour les longues distances. Concernant le transport d'hydrogène liquide par camion, il s'effectue dans des citernes pouvant transporter de grandes quantités d'hydrogène liquide [V]. C'est ainsi le moyen de transport pour lequel nous avons opté pour les configurations 4 et 5. Concernant premièrement la configuration 4, il s'agit d'un stockage en cavité minée revêtue d'une capacité de 230 tonnes d'hydrogène liquide se situant à 240 km du lieu d'utilisation. Il faudrait alors 50 camions par jour pour transporter l'hydrogène sous conditionnement liquide. Concernant la configuration 5, il s'agit aussi d'une cavité minée revêtue, mais d'une capacité plus faible (143 tonnes) et relativement proche du lieu d'utilisation (12 km). Ainsi, il faudrait en théorie 30 camions par jour, cependant étant donné la faible distance séparant les lieux de stockage et d'utilisation, on pourrait réduire le nombre de camions en leur faisant effectuer plusieurs fois le trajet.



FIGURE 27 – Projet pilote Suiso Frontier

Concernant le transport par bateau, un projet pi-

lote est actuellement en cours (Figure 27). Il s'agit du « Suiso Frontier », destiné à relier l'Australie au Japon, et dont la capacité est de 1250 m³ (soit près de 90 tonnes d'hydrogène liquide [1]. Ce moyen de transport n'est pas nécessairement intéressant pour nos scénarios, étant donné que tout est localisé en France. Cependant, comme pour le projet pilote, il devient très intéressant lorsque l'on veut transporter de l'hydrogène d'un continent à un autre. Ainsi, cela pourrait être particulièrement pertinent si l'on envisage que l'hydrogène tienne un rôle important dans la transition énergétique.

3.4 Applications aux scénarios retenus

Les simulations numériques du comportement thermomécanique du stockage des scénarios nous ont permis de valider ou d'invalider certains paramètres en jeu afin d'affiner nos modèles. Nous avons extrait de ces simulations 7 applications industrielles ou de mobilité qui ont été étudiées dans le détail.

La figure 29 résume les paramètres des scénarios de stockage retenus pour les 7 applications industrielles ou de mobilité, tandis que la figure 28 regroupe les paramètres de chaque scénario de stockage, les installations de surface qui lui sont associées et les puissances électriques mobilisées.

Chaque scénario étudié peut être synthétisé par un *flowsheet*. Un *flowsheet* permet d'indiquer les différents flux physiques qui rentrent ou sortent dans chacune des étapes d'un procédé, d'où son nom. C'est un outil très pratique de visualisation d'un procédé qui permet d'identifier aisément les différentes dépendances.

Configuration	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Application	Power to Mobility	Power to Mobility	Power to Industry	Power to Industry	Power to Mobility	Power to Mobility	Power to Industry
Scénario	12h d'injection 12h de soutirage	12h d'injection 12h de soutirage	5 mois d'injection 1 mois de soutirage	3 semaines d'injection 1 semaine de soutirage	Continu	Continu	Continu
Profondeur	1000 m	100 m	1000 m	100 m	4,02 m	100 m	100 m
Débit d'injection (kg/s)	7	2,7	0,49	0,2	0,0028	2,66	0,55
Débit de soutirage (kg/s)	7	2,7	2,47	0,6	0,0084	2,66	1,65
Installations de surface	1 compresseur 6MW 1 compresseur 9,6MW 1 compresseur 7,4MW	1 compresseur 2,2MW 1 compresseur 3,6MW 1 compresseur 2,8MW 1 compresseur 0,8MW	1 compresseur 0,8MW 1 compresseur 0,5MW 1 compresseur 0,7MW	1 compresseur 2,2MW 1 compresseur 3,6MW 1 compresseur 2,8MW 1 compresseur 0,8MW	-	-	1 compresseur 1,3MW
	3 échangeurs	4 échangeurs	3 échangeurs	4 échangeurs	4 échangeurs	4 échangeurs	4 échangeurs
	-	-	-	-	1 détendeur	1 détendeur	1 détendeur
	-	-	-	-	1 séparateur	1 séparateur	1 séparateur
	Purificateur	Purificateur	Purificateur	Purificateur	Purificateur	Purificateur	Purificateur
	Sécheur	Sécheur	Sécheur	Sécheur	Sécheur	Sécheur	Sécheur
	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité	Vannes de sécurité

FIGURE 28 – Récapitulatif des paramètres nécessaires au dimensionnement des stockages des différentes configurations

Configuration	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Application	Power to Mobility	Power to Mobility	Power to Industry	Power to Industry	Power to Mobility	Power to Mobility	Power to Industry
Scénario	12h d'injection 12h de soutirage	12h d'injection 12h de soutirage	5 mois d'injection 1 mois de soutirage	3 semaines d'injection 1 semaine de soutirage	Continu	Continu	Continu
Profondeur (m)	1000	100	1000	100	4,02	100	100
Débit d'injection (kg/s)	7	2,7	0,49	0,2	0,0028	2,66	0,55
Débit de soutirage (kg/s)	7	2,7	2,47	0,6	0,0084	2,66	1,65
Masse hydrogène stockée (t)	484	255,5	10244	1000	5	2,74	1000
Contrainte initiale (MPa)	22	2,2	22	2,2	-	-	-
-Pression maximale dans la cavité (MPa)	16	20	16	20	-	-	-
Pression minimale dans la cavité (MPa)	6	2	6	2	-	-	-
Volume de la cavité (m³)	70000	22000	1300000	32000	73	22000	2014
Nombre de cavités	1	2	1	3	1	2	2
Diamètre du tubage (m)	0,27	0,45	0,18	0,13	-	-	-
Masse de gaz coussin (t)	181	25,5	3841	125	-	-	-

FIGURE 29 – Récapitulatif des installations de surface pour les différentes configurations

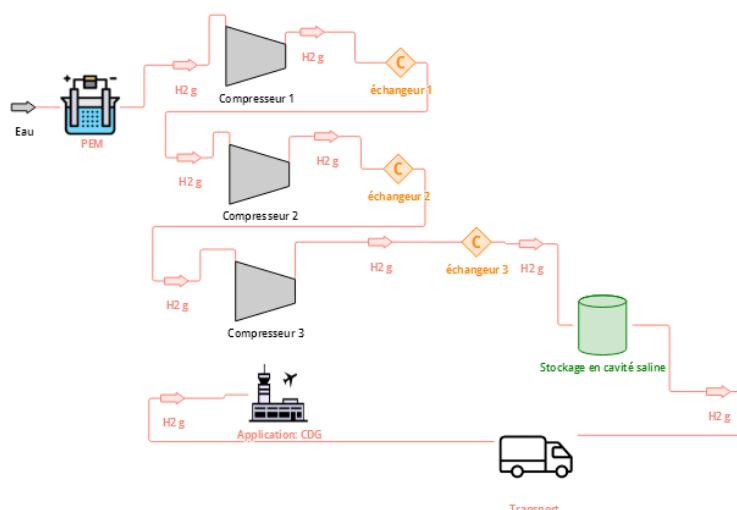


FIGURE 30 – flowsheet des installations de surface de la configuration 1.

4 Impacts environnementaux et sociétaux

4.1 Réglementation

Afin de stocker de l'hydrogène en souterrain, il est nécessaire d'effectuer plusieurs procédures administratives. L'installation de la cavité est réglementée par le code minier (articles 211-1 et suivants). Tout d'abord, la possession d'un titre minier (Livre I – Titres II à IV + décret 2006-648) est nécessaire pour pouvoir construire la cavité souterraine. Si le stockage est supérieur à 100 kg d'Hydrogène, le seuil des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), nous ne sommes plus soumis uniquement au code minier mais aussi au code environnemental. Dans ce cas, les travaux suivent la directive SEVESO, directive européenne qui encadre les sites industriels à risque majeur. L'installation peut ainsi être classée selon un seuil SEVESO bas ou un seuil SEVESO haut (ce qui dépend de la quantité stockée, voir figure 4,1). Dans le cas contraire, on est soumis aux titres VI du livre II du code minier, le décret n°2006-649 du 2 juin 2006 relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains, le décret n°2016-1303 du 4 octobre 2016 relatif aux travaux de recherches par forage et d'exploitation par puits de substances minières (dit décret « forage »), et l'arrêté ministériel du 14 octobre 2016. Si la cavité existe déjà, il faut déclarer qu'on modifie un ICPE déjà existant au Préfet, s'il juge que les modifications sont notables, une demande doit être déposée selon le code de l'environnement. Celle-ci doit contenir une étude de dangers (L181-25 + D181-15-2-III) et une étude d'impact (L122-3 + R122-4 et 5) ou d'incidence environnementale (L181-8 et R181-14).

4.2 Sécurité et risques environnementaux

Pour comprendre les risques liés à l'utilisation de l'hydrogène, il faut tout d'abord étudier ses spécificités :

- Facilité à fuir : sa molécule est de petite taille et il possède une très faible viscosité.
- Très faible énergie d'inflammation : de l'ordre de $17\mu J/mole$ soit plus de 15 fois inférieure à celle du gaz naturel ($290\mu J/mole$). Le risque d'inflammation est donc très grand
- Flamme très peu éclairante : en effet le rayonnement de l'hydrogène chauffé se situe essentiellement dans le domaine ultra-violet. Cela constitue un danger supplémentaire pour les équipes d'intervention lors d'incendies.
- Risque de détonation : en cas d'accumulation de l'hydrogène, d'énergie d'inflammation élevée ou de présence d'obstacles qui accélèrent la flamme, il peut y avoir détonation. Elle se caractérise par un front de flamme se déplaçant à vitesse supersonique accompagné d'ondes de choc.

L'opération de stockage (ici en cavité saline) présente aussi des risques tels que la rupture du massif de sel, la perte excessive de volume de la cavité ou la perte de l'étanchéité du sel. Pour l'hydrogène liquide, le boil-off reste le principal facteur de fuite. [3]

Afin de prévenir les risques liés à l'hydrogène, il faut :

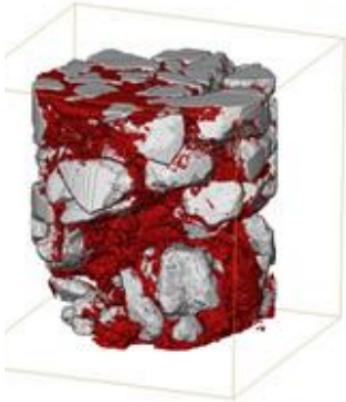
- Prévoir des détecteurs d'hydrogène près des points de fuite et d'accumulation potentiels.
- Placer les systèmes hydrogènes à l'extérieur des locaux.
- Prévoir une ventilation permanente.
- Limiter les raccords vissés et les montages et démontages fréquents.
- Prévoir un dispositif de coupure automatique en cas de fuite.
- Bien dimensionner le volume d'hydrogène stocké.

L'hydrogène est un gaz à effet de serre indirect, en effet, sur une période de 100 ans, il possède un potentiel de réchauffement global, noté PRG, de 11 en moyenne. Le PRG correspond au pouvoir réchauffant d'un gaz rapporté à celui du CO_2 . En comparaison, celui du méthane est de 25. Ainsi, les fuites d'hydrogène accélèrent le réchauffement climatique.

De plus, lors du stockage, "une fuite dans des aquifères sous-jacents ou de couches superficielles est susceptible d'avoir des impacts environnementaux (contamination des aquifères d'eaux potables, d'éventuels ouvrages souterrains..)" selon ANCRE [3].

L'hydrogène stocké peut aussi constituer une source d'énergie pour de nombreux microorganismes qui le consomment. Le nombre des microorganismes peut augmenter ce qui présente un risque de colmatage de la roche aquifère, et donc une diminution de la porosité. Une telle activité microbienne dans les aquifères modifie durablement les conditions physico-chimiques de l'eau.

FIGURE 31 – Phénomènes de colmatage de la roche causés par le développement de microorganismes



4.3 Acceptabilité

L'étude de l'acceptabilité sociale est une phase cruciale de notre projet dans le sens où il n'est pas envisageable de changer radicalement la direction de celui-ci lors de l'exploitation pour un souci économique. Il est donc nécessaire d'observer le lien entre les acteurs et les porteurs de sujet mais aussi les besoins de la population pour savoir si le stockage et l'utilisation de dihydrogène dans la société seront communément acceptés. L'ensemble des lois et des réglementations est régi par l'opinion publique, il est donc important d'avoir connaissance de cet opinion, afin de conserver une longueur d'avance dans la mise en place de notre projet.

De nombreuses études sociologiques ont déjà été menées notamment en Normandie avec l'étude VERTIGO en avril 2021. En effet, cette région a décidé de développer son réseau de bus circulant au dihydrogène. Il en ressort que malgré la méconnaissance du sujet par la plupart des usagers, ceux-ci y restent favorables car cette technologie est présentée comme écologique. Peu d'individus dénoncent les dangers liés au stockage d'hydrogène dans les bus. En revanche, la principale source d'inquiétude dans ce milieu plus rural où la mobilité tient une place essentielle dans la vie professionnelle est l'éventuel changement d'habitudes qui amènerait cette transition à l'hydrogène. Une autre étude sur l'acceptabilité du stockage souterrain se rapprochant plus explicitement de la nôtre, menée par l'université de Lorraine pour le projet ROSTOCK-H – WP5.2 en octobre 2020, soulève les mêmes inquiétudes de la part de la population.

Nous avons donc mené notre propre enquête dont le détail a été développé en annexe. Sur 136 réponses, voici ce qu'il en ressort. La population étudiée avait en majorité (70.6%) déjà quelques notions scientifiques du fait de leurs études ou leur travail et une partie affirme bien connaître le sujet (46.3%). Les motivations restent portées par une conscience écologique mais les avis restent partagés sur la mise en place d'un tel projet et l'engouement ne semble pas aussi important que celui présenté par les médias. Seule une moitié (55.6%) des individus interrogés annonce être prête à avoir des stockages souterrains à proximité de leur logement. Le dihydrogène est majoritairement retenu comme une solution dans le mix énergétique et ne voit pas une dominance de ce vecteur d'énergie à l'avenir.

4.4 Les sites de stockage

Nous nous intéressons ici au choix des sites en France, à la fois pour les deux types de cavités retenus pour notre étude, pour les différentes phases de l'hydrogène et les deux scénarios qui nous intéressent.

4.4.1 Critères de choix

Le choix des sites potentiels pour le stockage de l'hydrogène souterrain est dépendant de plusieurs critères :

- critères géologiques : dans le cadre de la France métropolitaine, on dispose d'une géologie variée, comme on peut le voir sur la carte. La profondeur, l'épaisseur et la pureté de la roche souhaitée entrent en jeu.
- critères géographiques : la zone choisie nécessite une liaison au réseau électrique haute tension et un acheminement d'hydrogène. Dans le cas des cavités salines, il est également nécessaire de prendre en compte les possibilités d'acheminement de l'eau lors du creusement des cavités.

- critères économiques : les perspectives économiques liées au marché et aux besoins hydrogène doivent être pris en compte. On s'intéresse notamment aux besoins et à la présence d'infrastructures de production d'énergies renouvelables à proximité, dans la perspective de produire de l'hydrogène dit "vert". Il faut également prendre en compte les deux scénarios retenus.
- critères environnementaux : les zones isolées et non protégées sont à privilégier. Dans le cas des cavités salines, on s'intéresse aussi aux possibilités d'exutoire de saumure ou de partenariat industriel pour une revalorisation.

4.4.2 Choix des sites pour les cavités salines

Le sel se forme par évaporation des sels contenus dans l'eau de mers existant il y a plusieurs millions d'années. Il peut être présent sous forme de diapirs ou de couches. La principale difficulté réside donc dans le fait que le sel n'est pas présent partout en France. Il n'est concentré que dans certaines régions, comme en témoigne la carte ci-dessous [7].

Les principales zones de recherches sont donc le Bassin Aquitain, la vallée du Rhône, le bassin Rhénan et l'Alsace-Lorraine. La deuxième difficulté est la profondeur de la couche de sel et l'épaisseur de celle-ci. Pour creuser une cavité saline qui respecte les données choisies, l'idéal serait de trouver du sel atteignant des profondeurs de l'ordre de 1000 mètres et une épaisseur de quelques centaines de mètres.

Les recherches menées à l'aide du site Infoterre et de coupes géologiques nous ont permis de sélectionner 5 sites pouvant accueillir des cavités salines [*cf Annexe*] :

- Sites de Dax et Gaujacq : le stockage est intéressant car l'épaisseur de la couche de sel à cet endroit semble être assez importante.
- Site de Manosque : ce site contient déjà des infrastructures de stockage d'hydrocarbures, ce qui rend facile l'installation de cavités d'hydrogène.
- Site de Hauterives : il est à noter que le sel de cette partie de la France est très fluant, mais la capacité de la région à accueillir de l'hydrogène semble prometteuse.
- Site de Mackenheim : l'épaisseur de la couche à cet endroit est plus faible que pour les autres, mais cela reste intéressant dans une optique d'ouverture sur le marché européen.

Ces sites ont été choisis en fonction des critères définis en amont. La figure 32 résume leur intérêt.

Les sites choisis ont été reliés à une configuration pour alimenter en hydrogène les zones d'intérêt. Hauterives a par exemple été choisi pour incarner la configuration 1 et alimenter Lyon en hydrogène dans l'optique du scénario P2M.

4.4.3 Choix de sites potentiels pour des cavités minées

Les zones de recherche sont celles présentant des roches compétentes principalement du granite et du calcaire et à bonne profondeur, dans notre cas 100m. Parmi la liste de 8 sites étudiés/retenus nous présentons ici un en particulier qui correspond au scénario :/la configuration numéro 6.

4.4.4 Choix des sites pour le stockage liquide

La particularité du stockage liquide est qu'il ne nécessite pas de grandes profondeurs (engendrant donc des coûts moins élevés) et que les cavités sont plus petites. Nous nous sommes alors intéressés à des régions où nous n'avions pas encore sélectionné de sites, afin de pallier le manque. Par exemple, la région du Havre était signalée par France Hydrogène comme une zone à besoin. Dans cette ville, il existe des zones composées

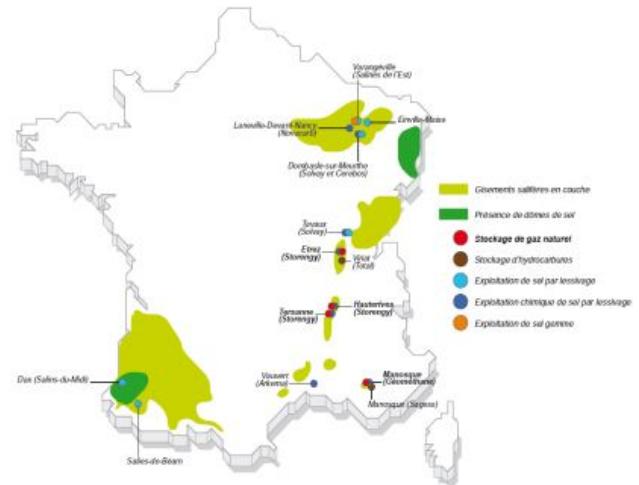


FIGURE 32 – Couches géologiques de sel en France [7]

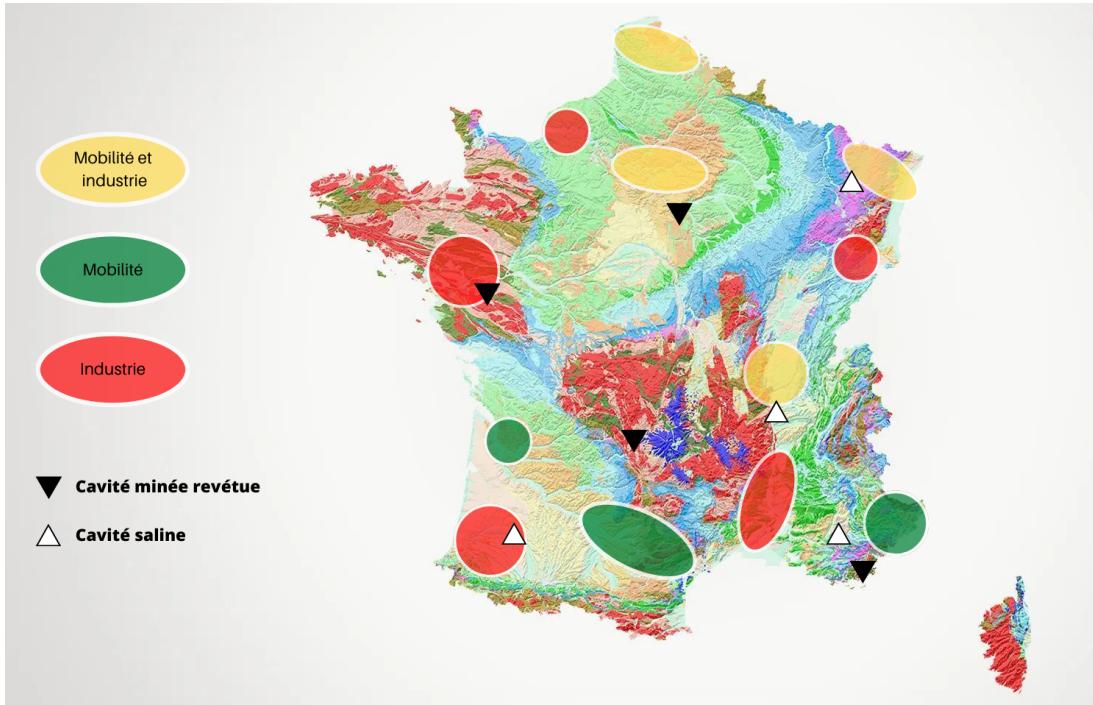


FIGURE 33 – Sites classés par fonction

de craie, à une profondeur de 3 mètres [*cf Annexe*]. Nous avons également cherché à placer un réservoir en Normandie, région laissée de côté jusqu'alors. Le granite d'Avranches s'est avéré très pertinent car il n'est pas profond [*cf Annexe*]. Paris est également une ville pour laquelle les cavités enterrées et le stockage liquide sont intéressants. En effet, la mobilité parisienne est très développée et nécessite donc de l'hydrogène pour alimenter les transports en commun. En se plaçant à Boulogne, on trouve du calcaire à 3m de profondeur, ce qui est intéressant. Nous avons aussi retenu le granite de Grézieu-la-Varenne, près de Lyon, pour les mêmes raisons de profondeur [*cf Annexe*].

5 Bilan économique

Dans les chapitres précédents, sept principales configurations de stockage en cavités salines, minées et réservoirs enterrés ont été identifiées par rapport aux applications possibles de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau ou vaporeformage.

L'objectif de ce dernier chapitre est d'approfondir l'étude de ces scénarios en réalisant une étude économique simple, prenant en compte les coûts générés sur 30 ans. La finalité de ce propos visera une conclusion sur la faisabilité des différents projets, incluant leur rentabilité et de les comparer à d'autres techniques de stockage déjà existantes.

5.1 Flux monétaires

Toute activité industrielle est accompagnée de flux monétaires, dont le résultat annuel est appelé “cash-flow”. Ces flux de trésorerie sont divisés en 2 parties :

- Flux entrants ou recettes d'exploitations. Ce sont des flux positifs.
- Flux sortants ou dépenses.

Notre évaluation économique est basée sur un modèle simple dans lequel les dépenses ont été divisées en deux parties :

- Dépenses d'investissement et de renouvellement (CAPEX)
- Dépenses opératoires (OPEX)

De plus, dans l'analyse économique d'un projet, il faut tenir compte des fluctuations de la valeur de la monnaie, qui sont décrites par deux grandeurs : l'inflation (i) et le taux d'intérêt d'un placement (τ).

5.1.1 Evaluation des CAPEX

Les coûts retenus pour les infrastructures diffèrent d'une configuration à l'autre en fonction de l'application industrielle envisagée (P2I ou P2M), mais aussi en fonction du type de cavité de stockage, du type de transport et des moyens de production. Les CAPEX calculés pour les 7 infrastructures comprennent leur achat et leur installation (Figure 34). Pour évaluer les investissements initiaux nécessaires à la phase de conditionnement, nous nous sommes appuyés sur des simulations réalisées avec le logiciel ASPEN PLUS, implémenté des schémas de conditionnement données chapitre 3.2.1. Les données récoltées sont résumées dans la Figure 34 (exemple pour la configuration 1) :

Nom du composant	Coût de l'équipement (M€)	Coût d'installation (M€)
Compresseur 1	2,55	2,87
Compresseur 2	2,60	2,92
Compresseur 3	2,65	2,92
Echangeur 1	0,39	0,68
Echangeur 2	0,17	0,31
Echangeur 3	0,11	0,22

FIGURE 34 – Résumé des coûts de conditionnement de la configuration 1.

Pour les coûts liés à la création de cavités minées revêtues, nous nous sommes appuyés sur les données de GEOSTOCK concernant le projet ayant eu lieu à Skallen en Suède précisées en Annexe L. Aussi nous prendrons comme coût de la cavité saline 100 €/m³, d'après des données proposées par Storengy (Annexe L).

Les coûts des installations de génie civil et leur gestion ont également été pris en compte (20 % du CAPEX initial) et les données que nous avons utilisées pour évaluer les coûts liés au transport ainsi que les prix des matériaux qui interviennent dans nos différentes configurations sont précisés en Annexe L.

En ce qui concerne le transport de l'hydrogène, le prix des pipelines étant de 1M€/km, ce qui représente un coût faramineux pour le producteur d'hydrogène, nous avons décidé de considérer que le coût lié aux pipelines serait assumé par l'état ou l'union européenne. Pour les transports par camion, bien que les distances entre les sites de stockage et d'utilisation soient différentes en fonction des configurations, nous allons les considérer identiques et égales à 100km (dans un souci de comparaison) De plus, la durée de vie des appareils nous permet de prévoir le nombre de remplacements afin de calculer le CAPEX de renouvellement sur 30 ans. Nous pouvons ainsi comparer la part des différents appareils dans le CAPEX total sur 30 ans (voir Figure 35).

On remarque que la majorité du coût se concentre sur la production par SMR ou électrolyse. En effet, ces procédés sont chers et les électrolyseurs doivent être renouvelés tous les 7-8 ans, soit 4 fois sur 30 ans. Pour les 4 scénarios en P2M (C1, C2, C5 et C6) on remarque des comportements similaires. Néanmoins, on remarque que dans l'ensemble des configurations, le conditionnement représente une part faible des CAPEX.

De plus, le coût d'un électrolyseur par rapport à une station SMR est bien 2 à 3 fois plus cher d'après nos calculs, ce qui correspond à la réalité du marché.

5.1.2 Evaluation des OPEX

Les coûts annuels considérés sont principalement le coût de l'électricité dans les phases de production et de conditionnement, auxquels nous avons ajouté les salaires, que nous avons estimés à 15% du CAPEX d'investissement. La Figure 36 résume les OPEX annuels pour chaque configuration.

Afin de déterminer le prix de l'électricité de la partie conditionnement, nous avons, à l'aide du logiciel Aspen Plus, déterminé les puissances de chaque composant en multipliant la variation d'enthalpie à chaque étape et le débit considéré. Puis, dans une démarche de transition énergétique, nous avons utilisé le prix de l'électricité verte en France.

En général, l'eau utilisée dans les échangeurs est directement puisée dans les nappes phréatiques, nous avons négligé le prix de l'eau devant celui de l'électricité. On retiendra que le prix de l'électricité de l'électrolyseur est très important par rapport au reste des coûts annuels.

5.1.3 Flux entrants : évaluation des recettes

Concernant les recettes, nous avons uniquement considéré celles dues à la vente de l'hydrogène, sous forme liquide ou gazeuse. Pour l'application industrielle, **nous avons fixé un prix de l'hydrogène de**

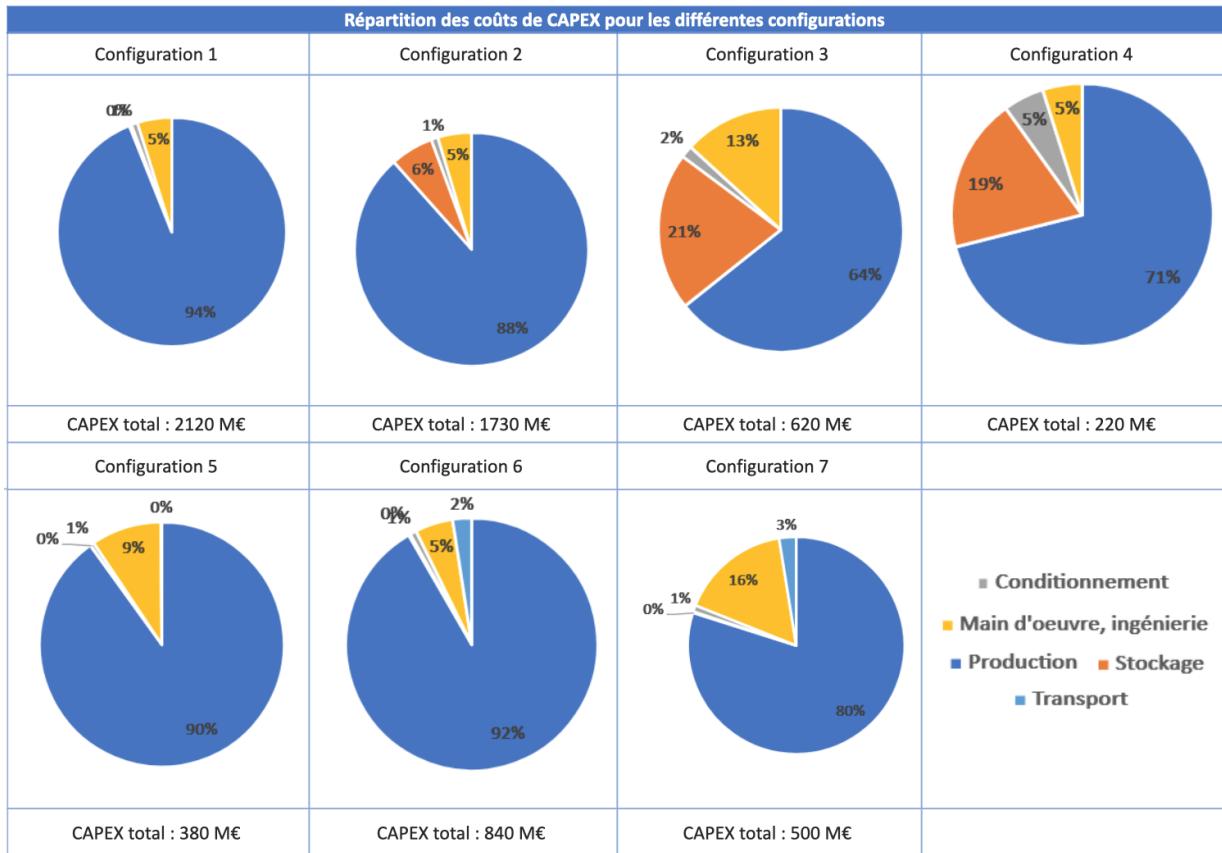


FIGURE 35 – Résumé des CAPEX des différentes configurations.

Configuration	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
OPEX annuel (M€)	620	470	40	40	260	130	70

FIGURE 36 – Résumé des OPEX des différentes configurations.

5€/kg et pour la mobilité, un prix de 14€/kg [1]. Nous avons décidé de ne pas prendre en compte la valorisation de capacité de stockage, c'est-à-dire la potentielle prime gouvernementale attribuée pour des capacités de stockage d'énergie verte. Cela ne gêne pas notre étude car cette dernière est comparative. Pour les scénarios utilisant la technique de production SMR, il est impératif d'utiliser une cellule CCS pour capter le carbone rejeté mais cela entraîne un coût important (en CAPEX et en OPEX). Ce coût est en réalité amorti par la taxe carbone (taxe environnementale sur les émissions de CO₂) non prise en compte dans notre étude.

5.1.4 Actualisation et cash-flows

Le cash-flow se définit comme le résultat annuel des flux monétaires de l'entreprise. Celui à l'année p est défini comme :

$$CF_p = R_p - CO_p - I_p$$

avec R_p les recettes ; CO_p les coûts opératoires directs ; I_p l'investissement de l'année p.

Des quantités d'argent reliées à des années différentes ne sont pas comparables. Il est donc nécessaire de ramener toutes les sommes d'argent manipulées à la valeur qu'elles auraient aujourd'hui. La notion de cash flow actualisé de l'année p est définie comme :

$$CF_p^a = \frac{R_p - CO_p - I_p}{(1 + a)^p}$$

où $a = \tau - i$ s'appelle le taux d'actualisation.

Nous avons ainsi calculé, sur 30 ans, les cash-flows pour chacune des configurations ainsi que les cash-flows actualisés. Ces données vont nous permettre d'étudier par la suite la rentabilité de notre projet.

5.2 Rentabilité du projet

Il existe des critères simples pour évaluer économiquement un projet d'une durée de N années. La création de richesse peut se mesurer par sa valeur nette actualisée, notée VAN :

$$VAN = \sum_{p=0}^N CF_p^a = \sum_{p=0}^N \frac{R_p - CO_p - I_p}{(1+a)^p}$$

La VAN s'interprète comme le supplément de richesse amenée par le projet par rapport à un placement en banque de l'investissement initial au taux a.

Pour quantifier la rentabilité d'un projet, il est possible s'intéresser au taux de rentabilité interne, noté TRI.

Le taux d'actualisation à imposer tel qu'un placement au taux a soit équivalent au projet industriel est par définition le TRI.

$$\sum_{p=0}^N \frac{R_p - CO_p - I_p}{(1+TRI)^p} = 0$$

Configuration	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
VAN (M€)	440	270	-360	110	230	3910	5110
TRI	20%	16,8%	2%	23%	12,4%	190,8%	39,4%

FIGURE 37 – Récapitulatif des VAN et TRI pour toutes les configurations.

Afin de comparer les configurations 1 et 2, on divise le TRI et la VAN par la capacité d'Hydrogène produite, on obtient un TRI normalisé de 6,7% pour la configuration 1 et de 7,3% pour la configuration 2, et une VAN normalisée de 1,46 pour la première et de 1,17 pour la seconde. On en conclut donc que la configuration 1 est plus rentable, et donc qu'il est préférable de stocker l'hydrogène en cavité saline lorsque cela est possible. Néanmoins, comme évoqué au chapitre IV, le sel n'est pas présent partout en France, d'où la nécessité d'utiliser des cavités minées.

La comparaison des configurations 2 et 6 nous amène à penser que le stockage de l'Hydrogène sous forme liquide est bien plus rentable que sous forme gazeuse.

Pour comparer les configurations 4 et 7, deux paramètres sont modifiés : l'état de l'Hydrogène et le type de production. Nous savons de la comparaison précédente qu'il est bien plus avantageux de stocker en liquide qu'en gazeux l'hydrogène, or ici la configuration 7 a un meilleur TRI que la configuration 4 mais l'écart est moindre, on en déduit donc que la production par vaporeformage du méthane est plus économique que l'électrolyse, il ne faut en revanche pas oublier que cette méthode est bien plus polluante que la seconde (car émettrice de CO_2)

En ce qui concerne les scénarios 5 et 6, si on ramène à la tonne d'hydrogène produit, on obtient un TRI de 2,4% pour le réservoir enterré et 1% pour les cavités minées revêtues. Ainsi, d'après nos calculs et avec les hypothèses faites, nous trouvons que les réservoirs enterrés semblent plus rentables que les cavités minées revêtues. Une explication possible peut être liée au fait que les réservoirs enterrés ont besoin d'être à des profondeurs bien inférieures.

Enfin, on remarque que la technique de vaporeformage puis stockage en cavité saline pour l'industrie (scénario 3) ne semble pas optimale : le TRI est bas et la VAN négative, ce qui veut dire qu'on aurait gagné plus d'argent si l'investissement initial avait été placé en banque. Soyons néanmoins vigilants avec cette conclusion car quelques recettes compensatoires n'ont pas été prises en compte ici.

Conclusion

Annexes

Annexe A : Configurations étudiées

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
Production	Electrolyse	Electrolyse	Vaporeformage	Electrolyse	Electrolyse	Electrolyse	Vaporeformage
Stockage	Cavité saline	Cavité minée revêtue	Cavité saline	Cavité minée revêtue	Reservoir enterré	Cavité minée revêtue	Cavité minée revêtue
Lieu de stockage	Hauterives	Chuelles	Spindletop	Roquebrune-sur-Argens	Île-de-France	Comiac	Grézieu-la-Varenne
Etat de stockage	Gazeux	Gazeux	Gazeux	Gazeux	Liquide	Liquide	Liquide
Application	Mobilité	Mobilité	Industrie	Industrie	Mobilité	Mobilité	Industrie
Lieu d'utilisation	Lyon	Paris	Spindletop	Port de Marseille	Île-de-France	Bordeaux	Lyon
Distance stockage-utilisation (km)	70	120	200	120		240	12
Transport	Pipeline	Pipeline	Pipeline	Pipeline	Camions	Camions	Camions
Capacité totale de toutes les cavités (t/jour)	300	230	213	143	5,2	230	143
Cycle	12h/12h	12h/12h	1mois/5mois	1 semaine/3 semaines	Continu	Continu	Continu
Débit d'injection (kg/s)	7	2,7	0,49	0,2	0,0028	2,66	0,55
Débit de soutirage (kg/s)	7	2,7	2,47	0,6	0,0084	2,66	1,65
Nb de cavités	1	2	1	3	1	2	2
Volume unitaire(m3)	70000	22000	1300000	32000	73	22000	2 014
Forme cavité	Sphérique	Cylindrique	Cylindrique	Cylindrique	Cylindrique	Cylindrique	Galeries
Rayon (m)	25	15	35	15	1,5	15	
Hauteur (m)	50	30	355	45	17,6	30	

FIGURE 38 – Détail des scénarios

Annexe B : Configuration cavités minées

FIGURE 39 – Flow sheet de la configuration 1

Annexe C : Dimensions du réservoir enterré

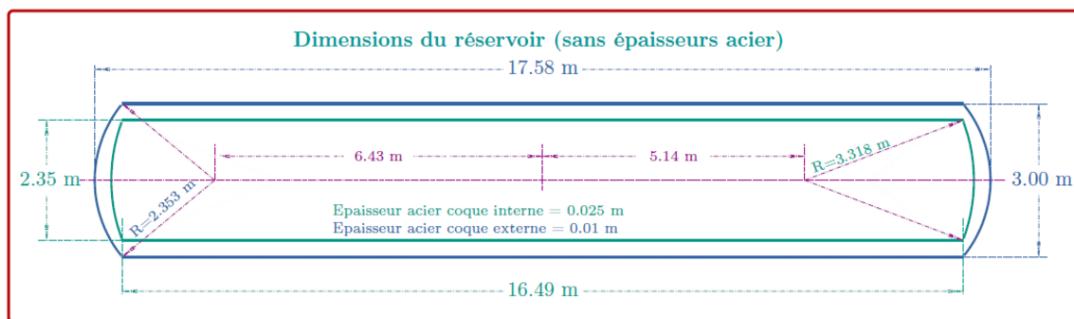


FIGURE 40 – Dimensions exactes du réservoir enterré

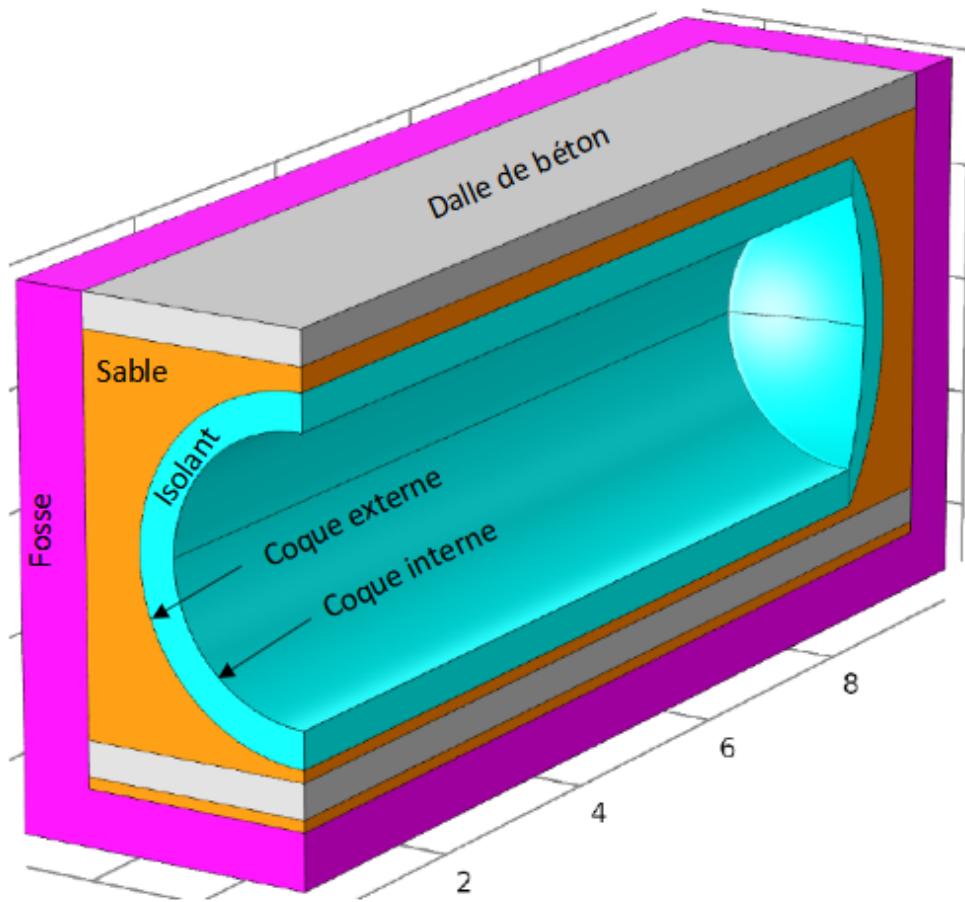
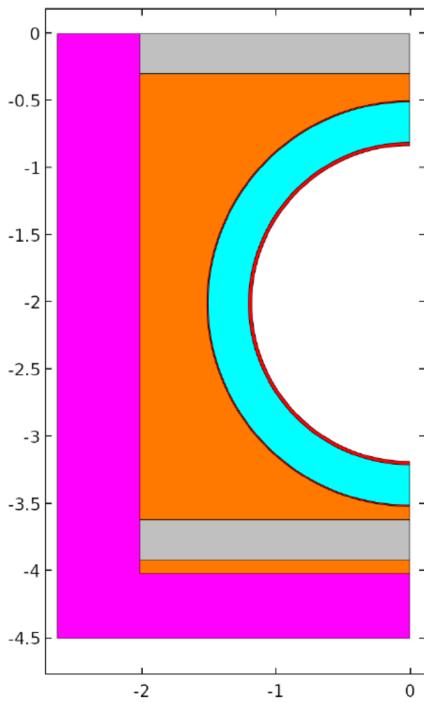


FIGURE 41 – Schéma d'un réservoir enterré - Emad Jahangir

[Annexe D : Rhéologie des roches](#)

[Annexe E : Simulation des cavités salines et minées sur DEMETHER](#)

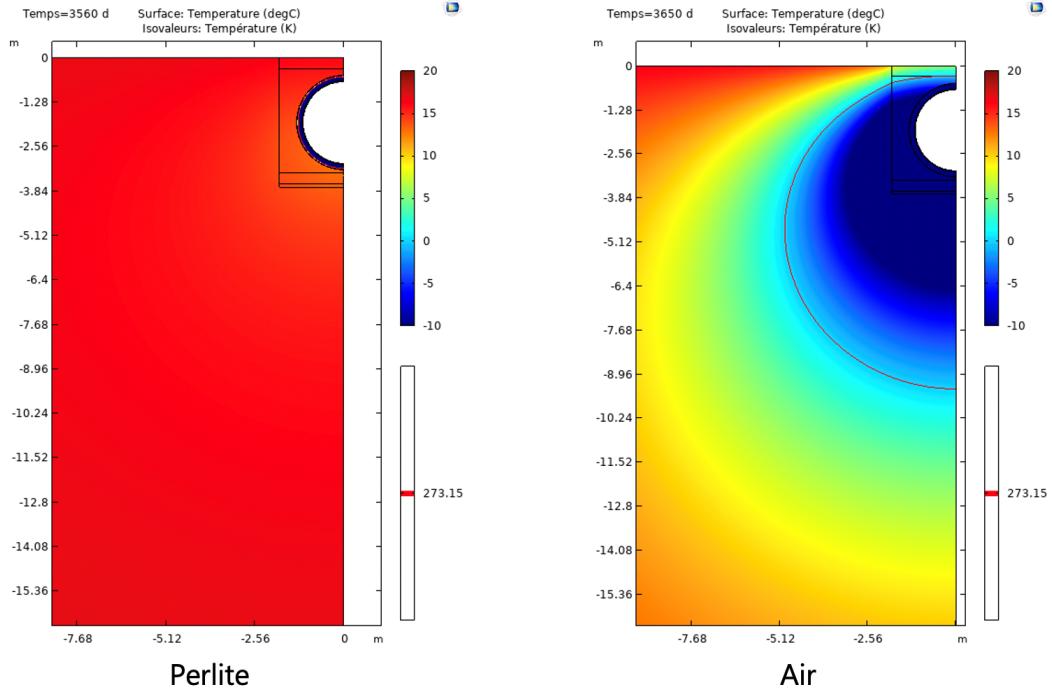
Annexe F : Simulation numérique du réservoir enterré sur COMSOL



- **Fosse :**
 $L=18.59 \text{ m}$, $P=4.02 \text{ m}$, $H=4.02 \text{ m}$
- **Sable :**
0.5 m entre le haut du réservoir et le béton
0.1 m entre le bas du réservoir et le béton
0.1 m entre le bas du béton et le sol
0.5 m entre le réservoir et le sol
- **Béton :**
0.3 m d'épaisseur pour les deux dalles
- **Isolant :**
0.3 m d'épaisseur
- **Coques :**
0.025 m d'épaisseur pour la coque interne
0.01 m d'épaisseur pour la coque externe

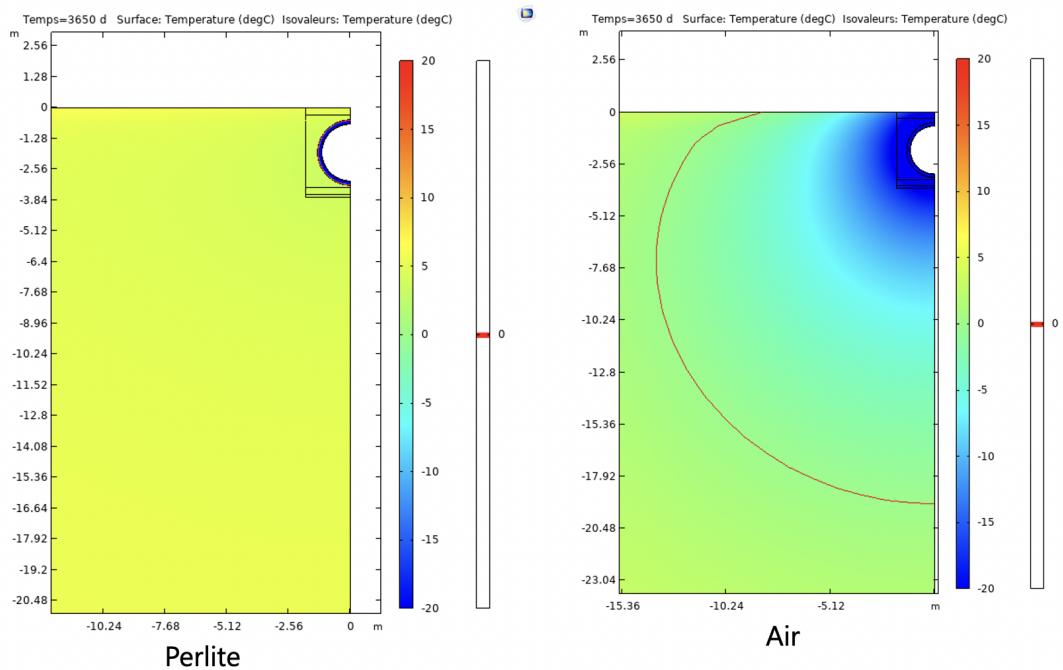
Annexe 2 : Schéma et dimensions d'une coupe d'un réservoir enterré – Emad Jahangir

FIGURE 42 – Schéma et dimensions d'une coupe - Emad Jahangir



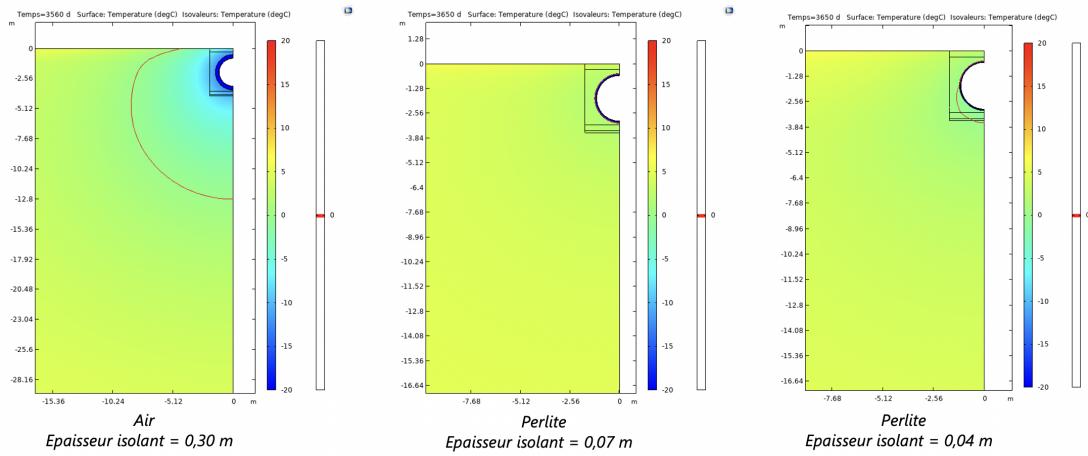
Annexe 3 : Résultat de l'étude à température constante
 $T_a = 17^\circ\text{C}$
Épaisseur isolant = 15 cm
Gradient de température dans le sol : On perd 3°C tous les 100m

FIGURE 43 – Résultat de l'étude à température constante



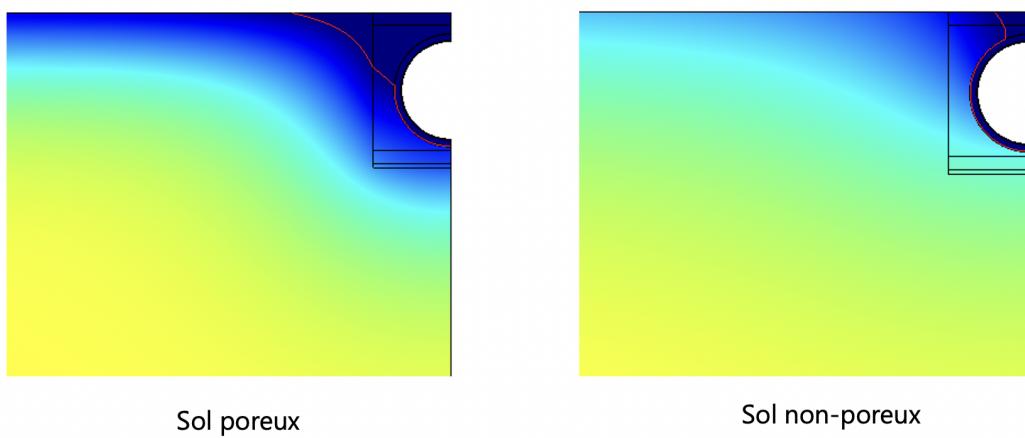
Annexe 4 : Résultat de l'étude à température variable
 $T_a (t)$ variable
Épaisseur isolant = 15 cm
Gradient de température dans le sol : On perd 3°C tous les 100m

FIGURE 44 – Résultat de l'étude à température variable



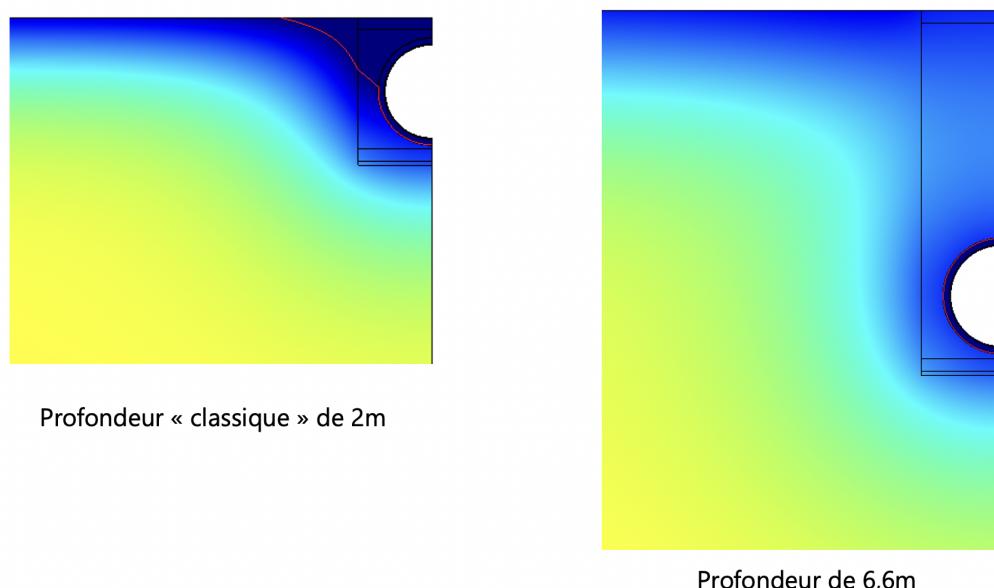
Annexe 4 bis : pour différents épaisseurs

FIGURE 45 – Résultats de l'étude à température pour d'autres épaisseurs



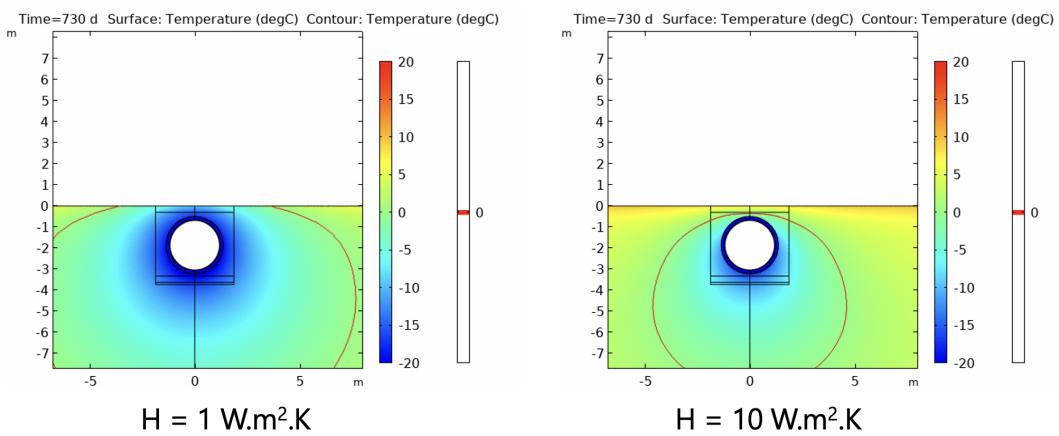
Annexe 6 : Influence de la porosité du sol

FIGURE 46 – Influence de la porosité du sol



Annexe 7 : Influence de la profondeur

FIGURE 47 – Influence de la température



Annexe 8 : Influence de coefficient d'échange avec la surface

FIGURE 48 – Influence du coefficient d'échange avec la surface

Annexe G : Création des cavités salines

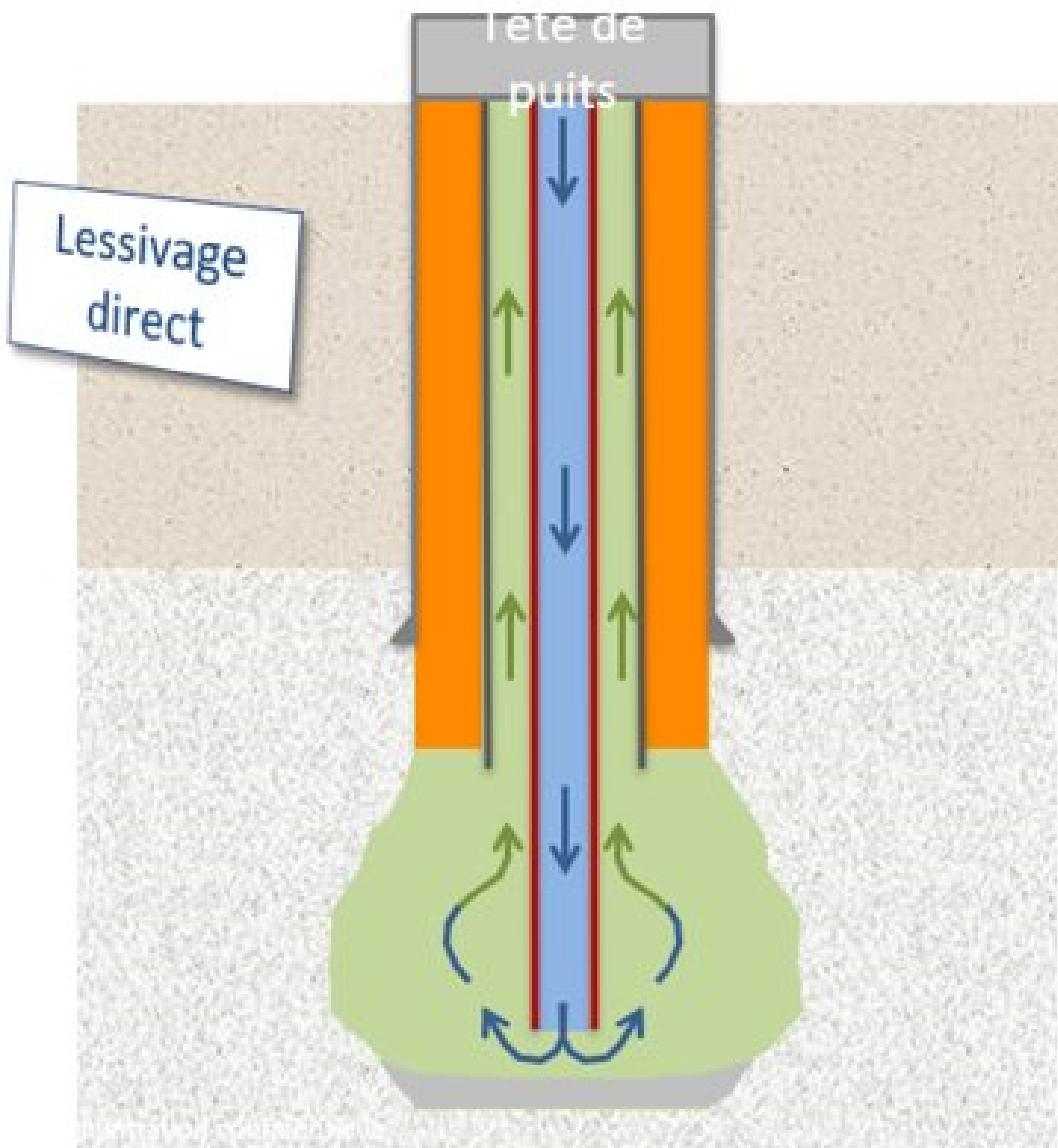


FIGURE 49 – Lessive direct

Méthode d'effondrement des couches d'insolubles :

Il s'agit de lessiver en dessous de la couche pour la fragiliser sans la faire tomber, puis de remonter les tuyaux à son niveau, pour ainsi lessiver au-dessus de la couche et la faire s'écrouler sans qu'elle n'abîme les tuyaux.

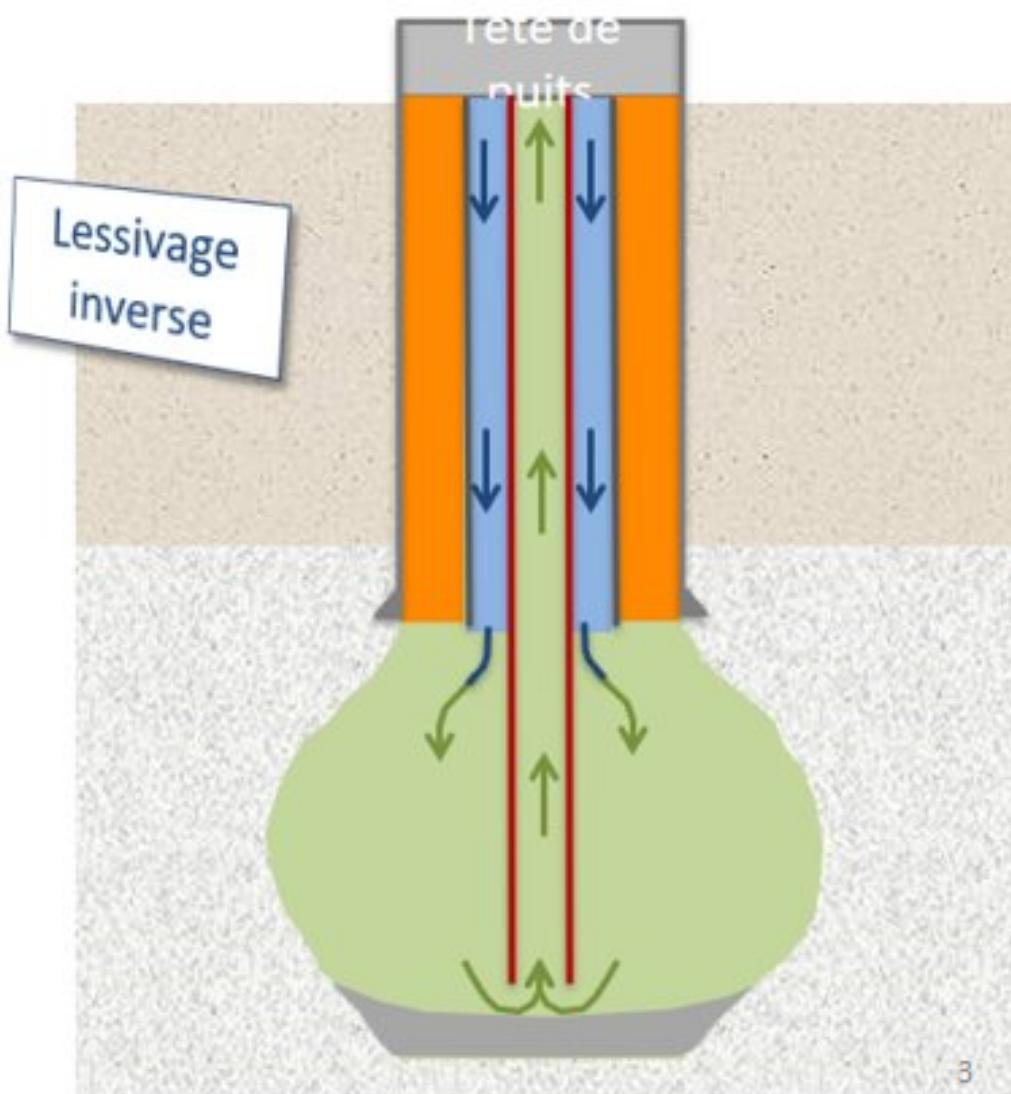


FIGURE 50 – Lessivage inverse

Evolution de la concentration de saumure au cours du temps

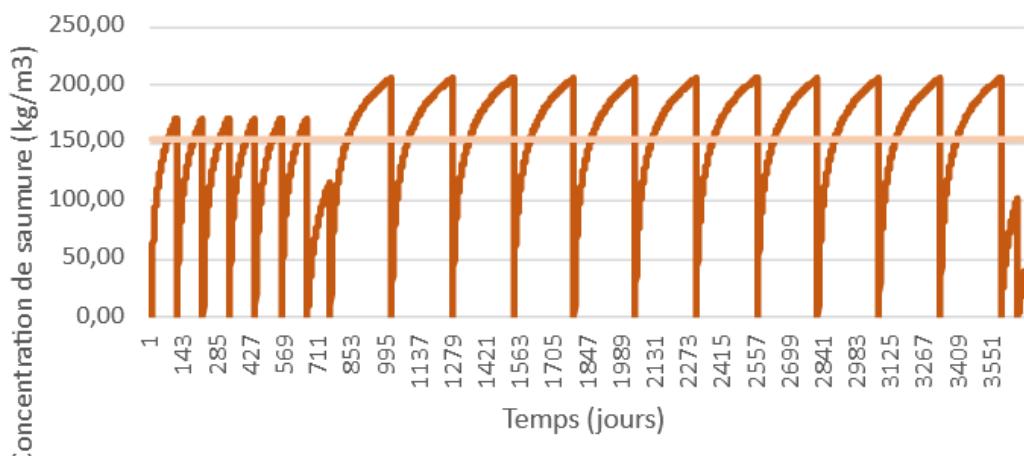


FIGURE 51 – Graphiques de l'évolution de la concentration de saumure pour la configuration 3 avec un débit de $200\text{m}^3/\text{h}$

Evolution du rayon au cours du temps (débit de 200m³/h)

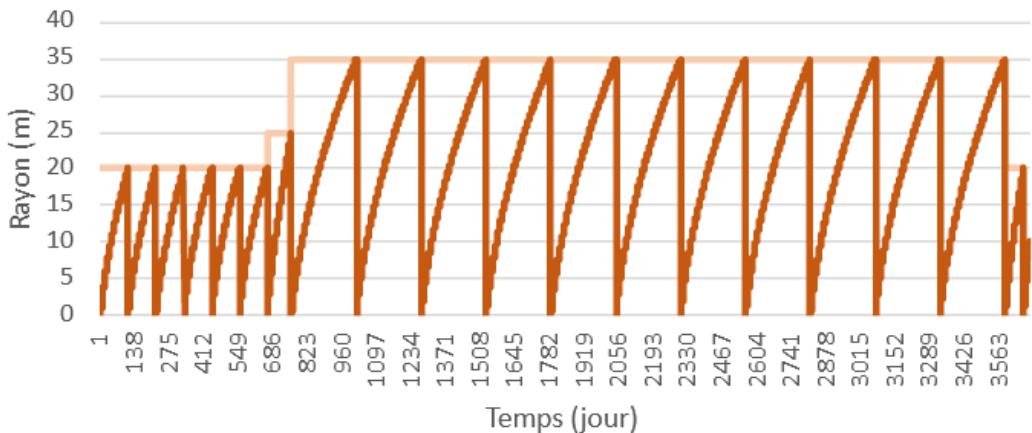


FIGURE 52 – Graphiques de l'évolution du rayon pour la configuration 3 avec un débit de 200m³/h

Evolution de la concentration de saumure au cours du temps

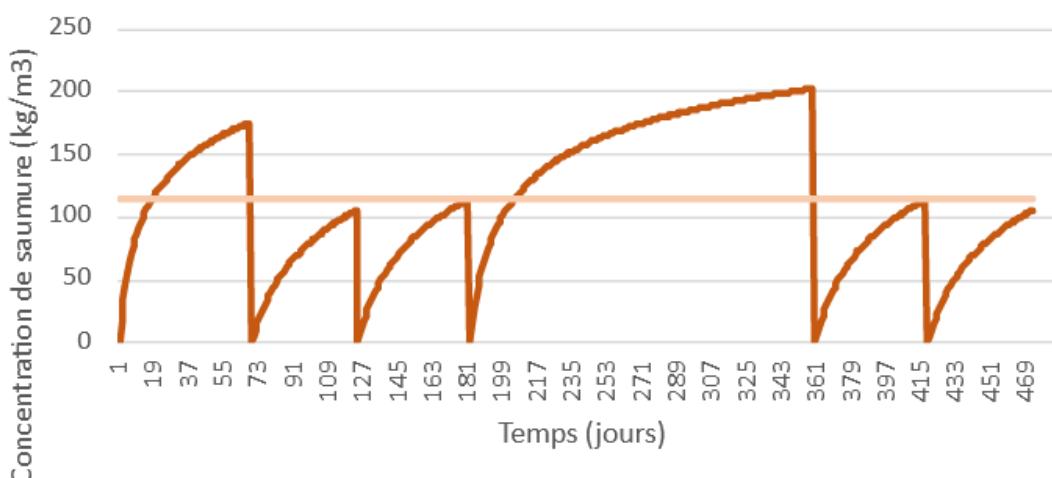


FIGURE 53 – Graphiques de l'évolution de la concentration de saumure pour la configuration 1

Evolution du rayon au cours du temps (débit de 100m³/h)

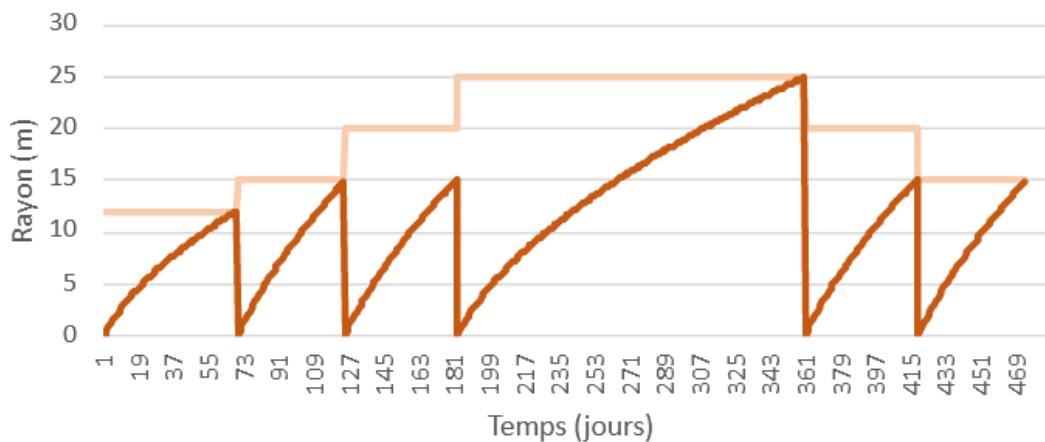


FIGURE 54 – Graphiques de l'évolution du rayon pour la configuration 1

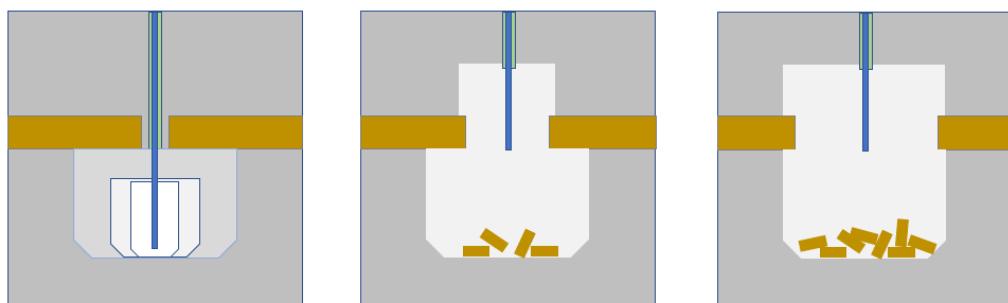


FIGURE 55 – Schéma montrant les étapes de lessivage lorsque l'on doit faire tomber une couche d'insolubles

Annexe H : Achille création cavités minées

Comme expliqué précédemment dans le rapport, la technique pour creuser les cavités est déjà bien connue des ingénieurs. De même pour les revêtements, la technique de pose a déjà été étudiée par les ingénieurs. Nous nous sommes donc contentés de reprendre les travaux de la cavité de Skallen dont les photographies suivantes sont issues.

La méthode des longs trous pour creuser les cavités

Comme évoqué dans la partie correspondante, nous allons ici détailler la méthode des longs trous pour creuser les cavités. Dans un premier temps, il s'agit de creuser des galeries au dessus et en dessous de la cavité souhaitée selon le schéma de la figure

[**Annexe I : Compression**](#)

[**Annexe J : Procédé de liquéfaction**](#)

Annexe K : Flow sheets des différentes configurations

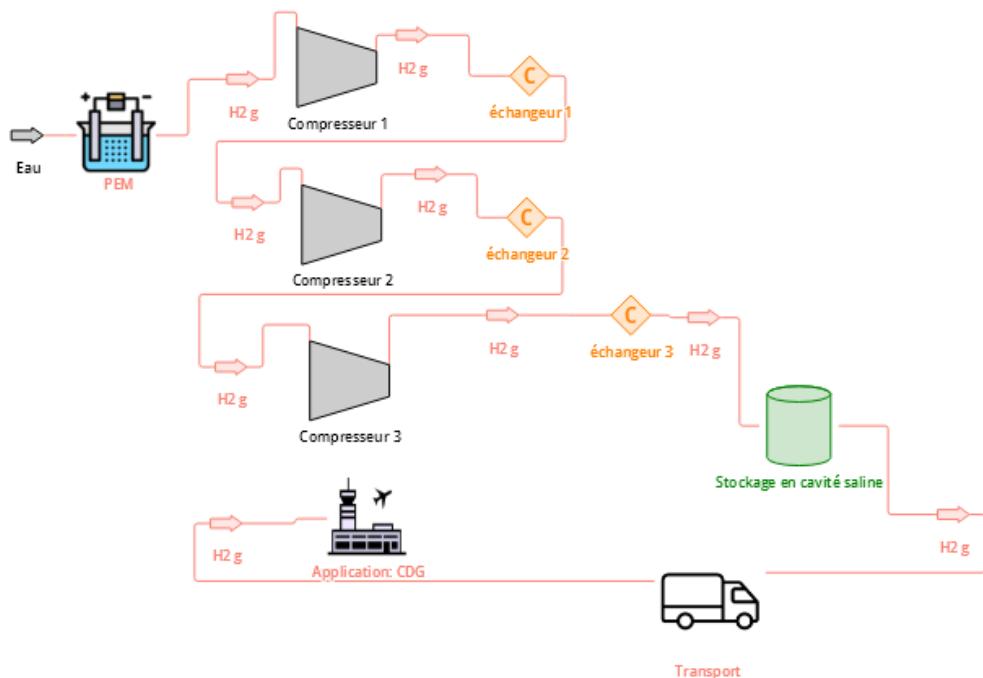


FIGURE 56 – Flow sheet de la configuration 1

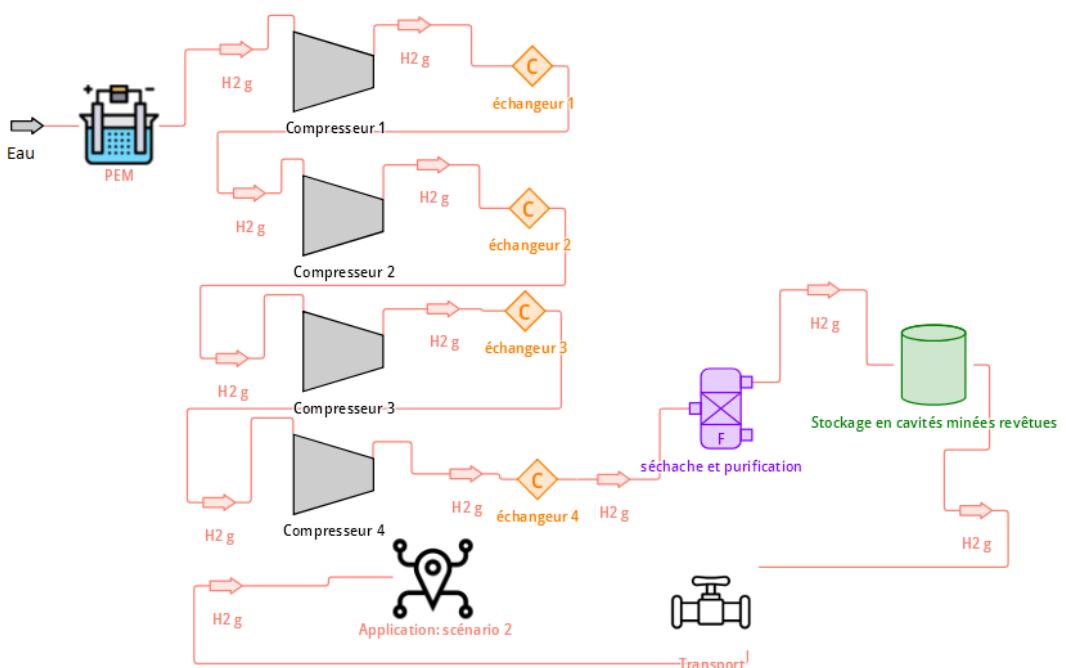


FIGURE 57 – Flow sheet de la configuration 2

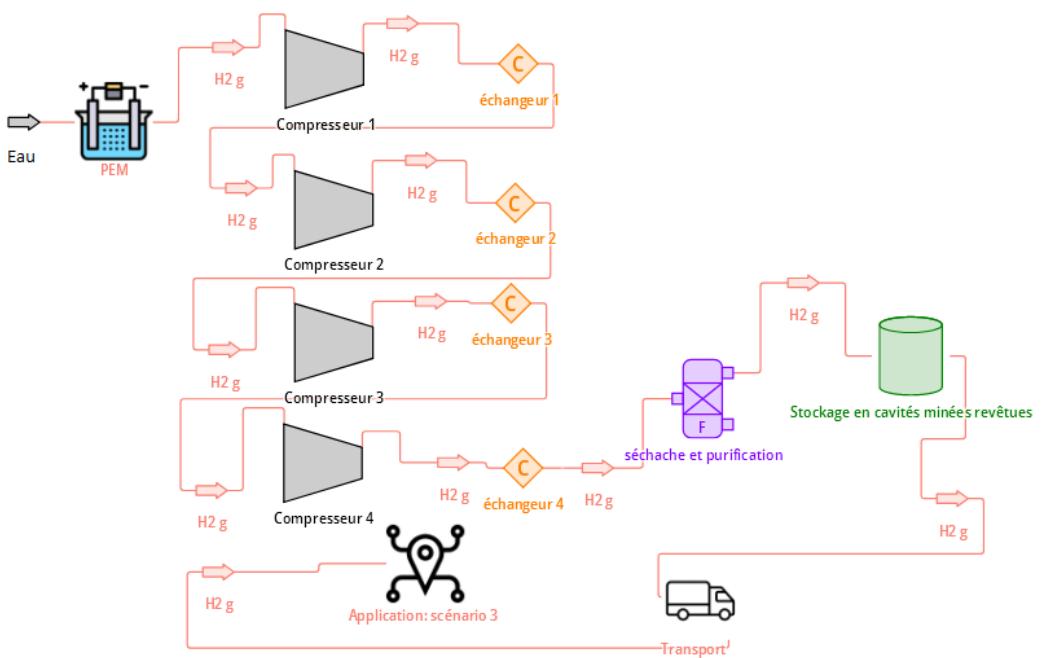


FIGURE 58 – Flow sheet de la configuration 3

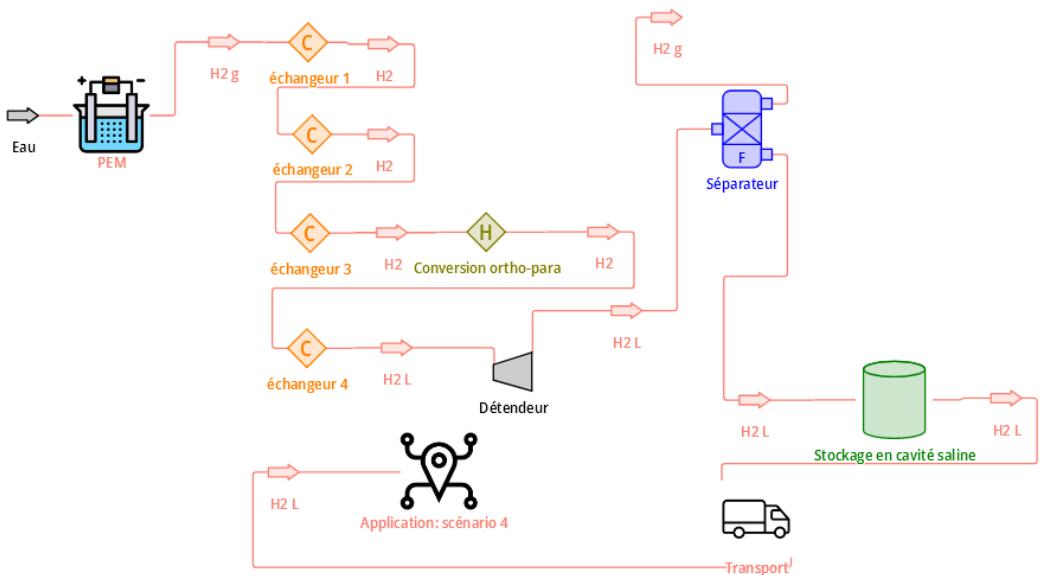


FIGURE 59 – Flow sheet de la configuration 4

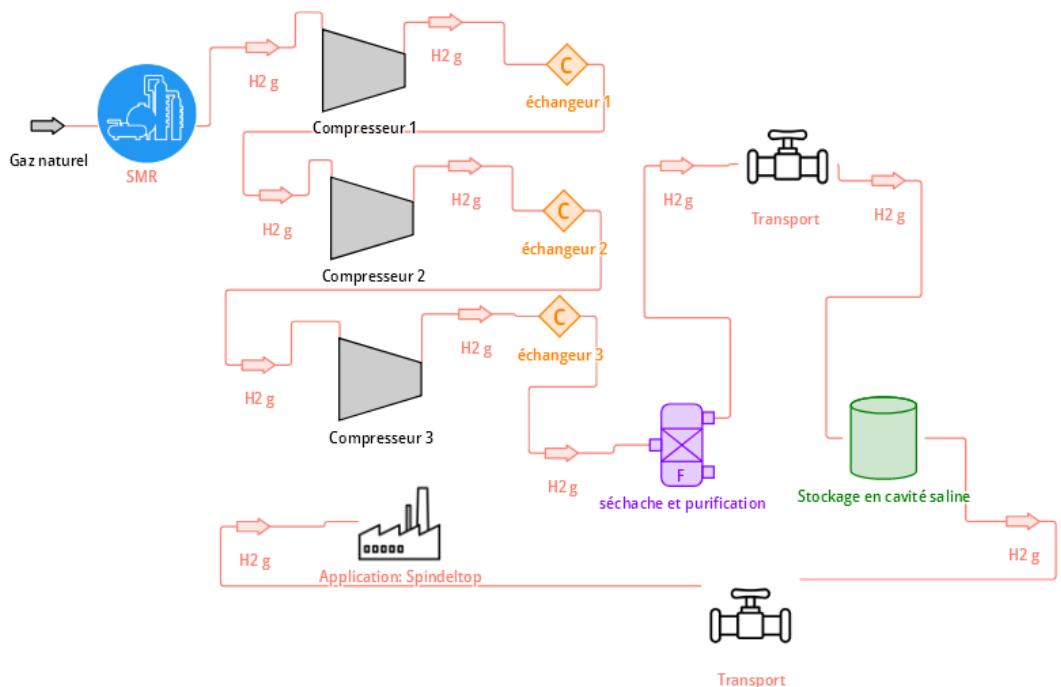


FIGURE 60 – Flow sheet de la configuration 5

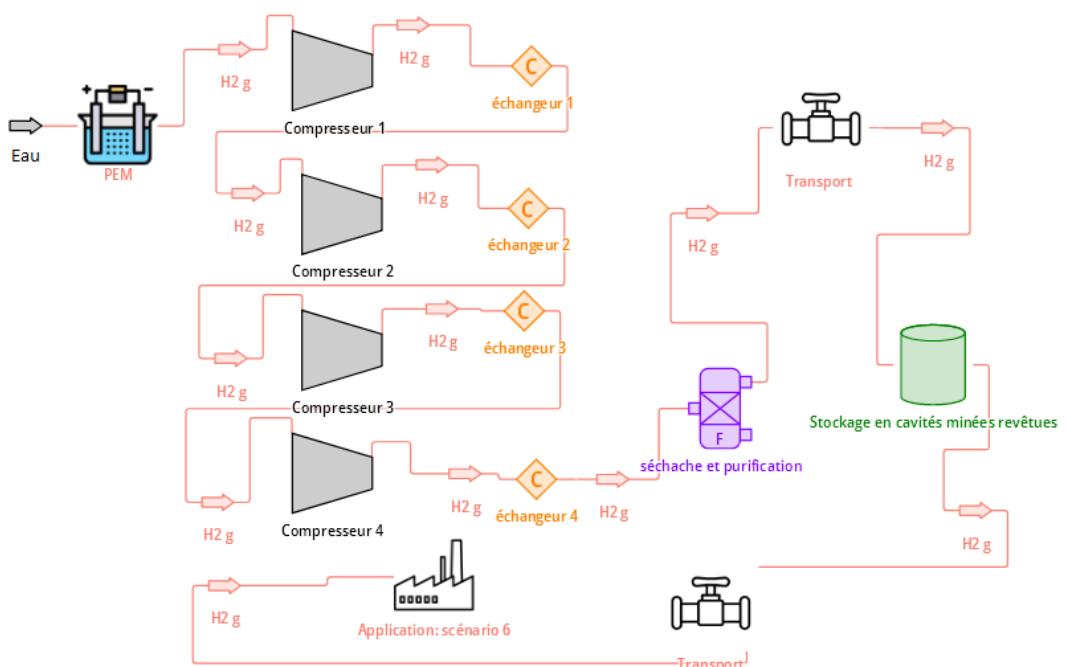


FIGURE 61 – Flow sheet de la configuration 6

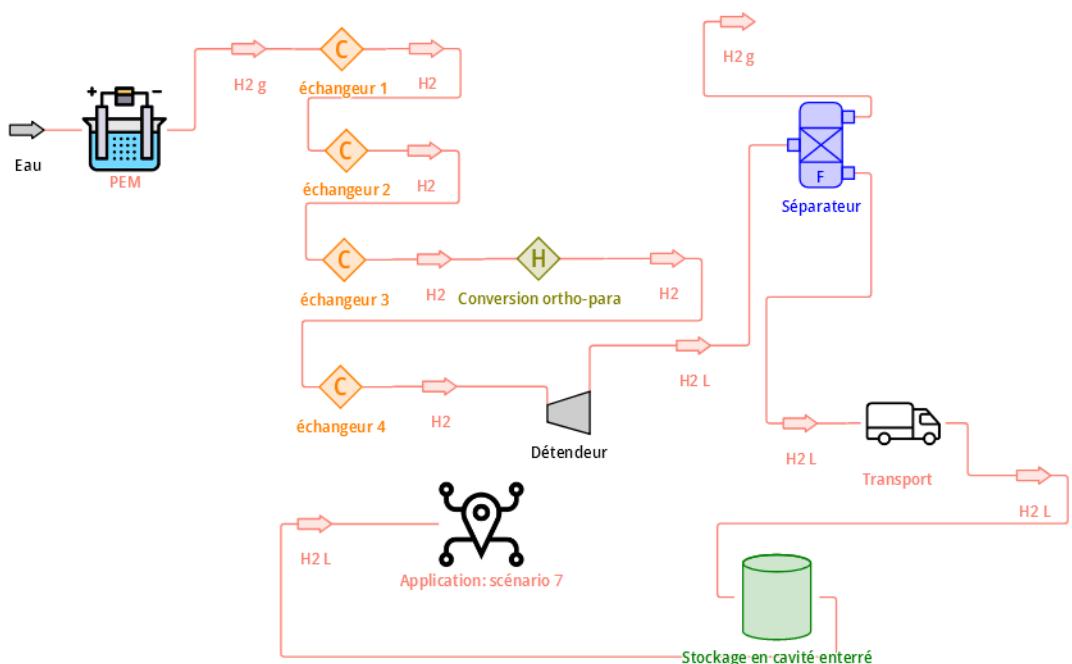


FIGURE 62 – Flow sheet de la configuration 7

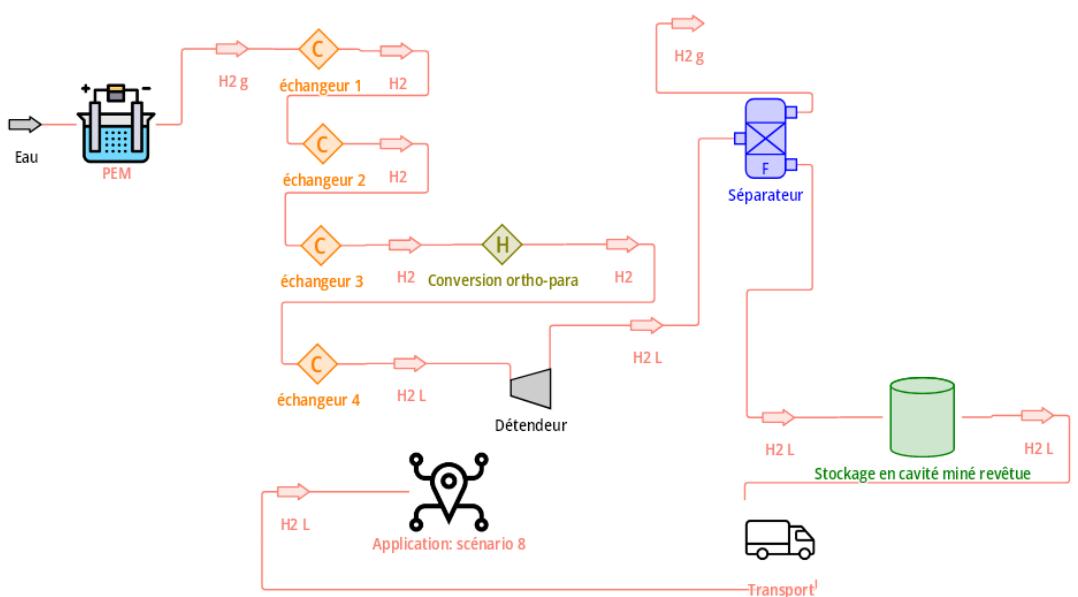


FIGURE 63 – Flow sheet de la configuration 8

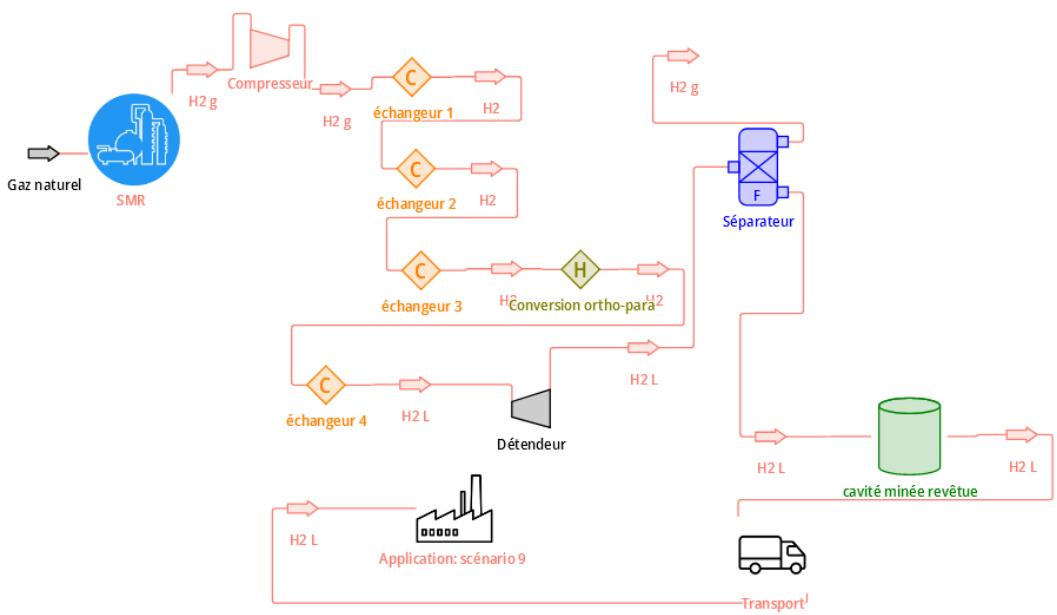


FIGURE 64 – Flow sheet de la configuration 9

Annexe L : Achille étude de l'acceptabilité

Voici les résultats détaillés de notre enquête que nous avons partagé sur les réseaux sociaux Linkedin et Facebook. Ce questionnaire a aussi été diffusé au sein des familles des élèves du MIG qui l'ont à leur tour relayé. Tout d'abord nous avons posé quelques questions pour connaître le profil des individus ayant répondu au sondage.

Annexe M : Choix des sites de stockage

Annexe N : Eléments d'évaluation économique

En ce qui concerne l'acheminement de l'hydrogène du lieu de stockage au lieu d'utilisation, nous avons retenu les pipelines et les camions pour l'hydrogène gazeux et les camions pour l'hydrogène liquide. Un camion peut transporter jusqu'à 300 kg d'hydrogène gazeux contre 4500 kg d'hydrogène liquide.

Pipeline (€/km)	1 000 000
Camion (€)	50 000
Durée de vie (km)	300 000
Consommation (L/100 km)	40
Gazole (€/L)	1,16

TABLE 4 – Données utilisées pour évaluer les coûts liés au transport

Béton armé (€/m ³)	300
Béton non armé (€/m ³)	185
Sable (€/m ³)	100
Acier-inox (€/kg)	1,50
Perlite (€/m ³)	190

TABLE 5 – Prix des matériaux

Pour les coûts liés à la création de cavités minées revêtues, nous nous sommes appuyés sur les données de GEOSTOCK concernant le projet ayant eu lieu à Skallen en Suède :

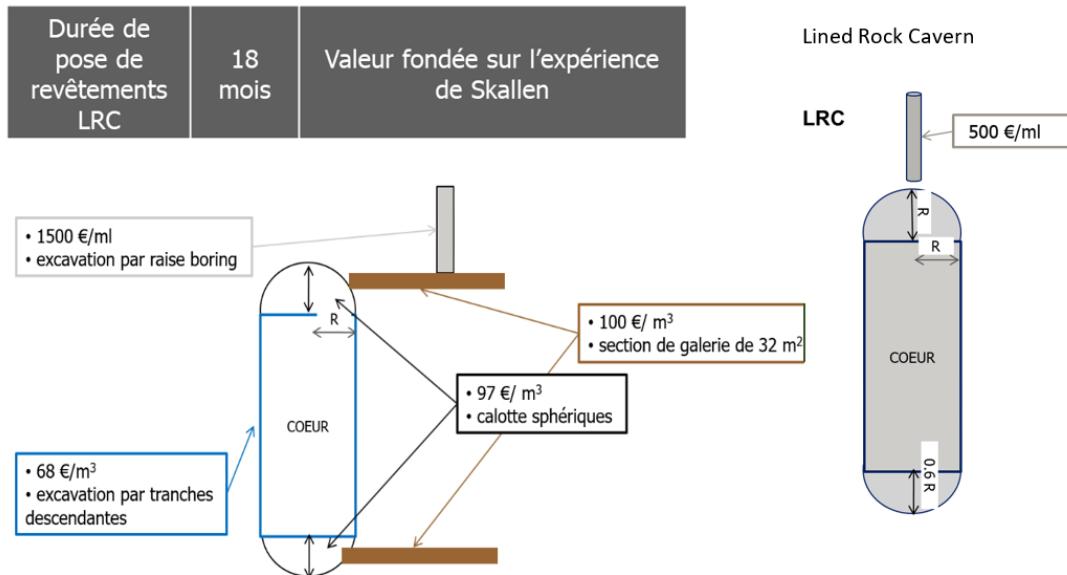


FIGURE 65 – Coût de création de cavité salines

Bibliographie

- [1]
- [2] Comparison of specific energy (energy per mass or gravimetric density) and energy density (energy per volume or volumetric density) for several fuels based on lower heating values.
- [3] ADEME. *transition 2050*. 2022.
- [4] International Energy Agency. *Global Hydrogen Review 2021*. OECD, Oct 2021.
- [5] Geostock. Stockage souterrain de gnl en cavités minées revêtues, Nov 2022.
- [6] Fabrice Giroudière and André Le Gall. Production des gaz de synthèse par vaporeformage. *Opérations unitaires. Génie de la réaction chimique*, Feb 2012.
- [7] Faouzi Hadj-Hassen and Simon Jallais. *Analyse économique des scénarios et identification de sites potentiels de stockage d'hydrogène*. 2020.
- [8] France Hydrogène. *L'hydrogène en France*. Dec 2021.
- [9] MAHYTEC. Fiche technique - réservoir d'hydrogène haute pression.
- [10] Gatelier Nicolas. Underground storage of lng in mined rock cavern. 2008.
- [11] Karine Surla. Hydrogène. *Opérations unitaires. Génie de la réaction chimique*, May 2019.
- [12] Washington State University. Why equilibrium hydrogen doesn't exist — hydrogen properties for energy research (hyper) laboratory.

Références aux présentations

- [I] France Hydrogène. Présentation à l'école des Mines
- [II] Elogen. Présentation et visite de l'entreprise
- [III] Geostock. Présentation à l'école des Mines
- [IV] Storengy. Présenntation et visite du site de stockage de gaz naturel à Etrez (Ain)
- [V] Air Liquide. Présentation sur la liquéfaction d'hydrogène.
- [VI] Armines. Ineris stockage hydrogène pour le projet de recherche Rostock-H
- [VII] Air Liquide. Présentation sur l'Hydrogène.
- [VIII] Engie . Présentation de la production d'hydrogène

Coordinateur : TRIBOT Raphaël.
Encadrants : EL AHMAR Elise et HADJ HASSEN Faouzi

