

# Métier de l'Ingénieur Généraliste

---

## Stockage en cavités salines des gaz associés au procédé EMO

BOURGAREL Jeanne

CANDELA Théophile

CATRY Jean

CHESNEAUX Raphaël

DELBOUVE Paul

GAUTIER Victor

GOUX Hadrien

LAVAL Julien

LOIRS Corentin

MOULINAS Adrien

OUAZAN Rémi

PLESSIER Aymeric

SERVOLIN Antoine

VANNIER Clémentine



# Remerciements

---

Nous souhaiterions commencer ce rapport par remercier l'ensemble des personnes qui ont pris quelques heures ou quelques jours de leur temps pour nous aider au cours du projet. La contribution de chacune d'entre elles a été fondamentale à la réalisation de notre étude et de ce rapport.

Avant tout nous voudrions adresser nos remerciements à Faouzi Hadj-Hassen qui nous a suivis pendant ces trois semaines de MIG ; son aide et ses conseils nous ont été précieux pour mettre en œuvre ce projet.

Nous souhaiterions aussi remercier tous ceux qui nous ont accompagnés lors de la semaine d'introduction et de visites, Arnaud Réveillère (Geostock) qui nous a présenté le projet EMO et son aspect économique, Eric Gernot (Areva H<sub>2</sub>Gen) qui nous a expliqué l'électrolyse PEM, Simon Jallais (Air Liquide) qui nous a exposé les applications de H<sub>2</sub> en Europe, Pierre Bérest (Professeur à l'Ecole polytechnique) qui nous a introduit le stockage d'énergie en cavités salines, Grégoire Hévin, Michaël Guillot et Jean Claude Philippe (Storengy) qui nous ont montré des installations actuelles de stockage souterrain de gaz sur le site d'Étrez, Lionel Perrette (DREAL) pour la présentation du cadre légal entourant l'exploitation des cavités salines, Damien Goetz (Centre de Géosciences MINES ParisTech) qui nous a introduit les méthodes d'évaluation économique d'un projet et Paule Labaune (Storengy) pour sa présentation sur le lessivage des cavités salines.

Enfin, notre reconnaissance va vers les chercheurs du Centre de Géosciences MINES Paristech qui nous ont encadrés pendant nos travaux, Laura Blanco Martin pour l'étude de la stabilité des cavités, Emmanuel Ledoux, Jérôme Corvisier et Bruno Tessier pour l'aspect géochimique, la simulation de lessivage des cavités et le choix de sites, ainsi que Isabelle Thévenin pour les recherches sur la réglementation, l'impact environnemental et l'acceptabilité sociétale et enfin Rodrigo Rivera Tinoco (CES MINES ParisTech) pour la thermodynamique des installations de surface et l'évaluation économique, Salaheddine Chabab (CTP MINES ParisTech) pour sa présentation sur les essais de solubilité du CO<sub>2</sub> dans le cadre de sa thèse ainsi qu'Aurélien Soubeyran (thésard au Centre de Géosciences MINES ParisTech) qui nous a montré comment inclure la dissolution du CO<sub>2</sub> dans les simulations.

Nous tenons enfin à adresser un remerciement spécial à Joseph A. Garnett (Sheery Ware), qui a été très disponible et nous a fourni ses photos personnelles de l'accident de Brenham, alors qu'il n'avait initialement aucun lien avec notre projet.

## Résumé

Face à une crise énergétique de plus en plus menaçante et imminente, de nouvelles solutions et procédés doivent émerger. Ces derniers se doivent d'être décarbonnés de manière à ce que leur utilisation ne relâche pas de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. De plus, ces nouvelles solutions sont censées répondre à des quantités d'offre et de demande fluctuantes, ce qui implique une pilotabilité pour pouvoir les activer à n'importe quel moment et en peu de temps. C'est ce dernier point qui freine le développement des énergies renouvelables qui sont très majoritairement intermittentes. Il faut donc développer d'autres moyens de stockage massif de l'énergie, car les traditionnelles batteries au lithium ne sont que peu performantes et nécessitent beaucoup de procédés de transformation.

C'est dans ce contexte que le *Power-to-Gas* prend tout son sens. On produit des gaz par utilisation de l'électricité excédentaire et on les stocke. Lorsque la demande surpasse l'offre, le stock de gaz permet, par turbinage, de produire à nouveau de l'électricité. Cette fonction de stockage assure donc un tampon brisant la décorrélation entre l'offre et la demande de l'électricité.

Le procédé EMO fait partie de cette nouvelle génération de solutions. Les gaz stockés sont le dioxygène, le dioxyde de carbone et le méthane. Ses principaux composants sont l'Electrolyseur, le Méthaneur et la turbine à Oxy-combustion, ce qui lui donne son nom. L'avantage du procédé EMO est son cycle fermé en dioxyde de carbone : pas une molécule de CO<sub>2</sub> n'est rejetée dans l'atmosphère durant un cycle de fonctionnement. Ce procédé se couple à l'utilisation de cavités salines pour le stockage des gaz. Ces dernières ont l'avantage d'être étanches, stables et faciles à créer. Ce sont ces cavités qui sont la clef de voute de ce procédé.

Notre étude vise à donner une vision générale de ce procédé et de ses caractéristiques, en prenant en compte des aspects techniques tels que la création des cavités, le comportement de ces dernières en présence des gaz stocké ou des différents composants du procédé EMO, mais aussi des aspects environnementaux, économiques et sociétaux, notamment via la recherche de sites potentiels en France pour implanter ce procédé.

## Abstract

New solutions and processes must emerge to counter the increasingly threatening and imminent energy crisis. These energetic processes must be decarbonised, i.e. they must be carbon neutral. Moreover, these new solutions are supposed to respond to a fluctuating supply and demand, which implies controllability, i.e. the fact that these processes can be activated at any time and over a short period of time. It is this last point that hinders the development of renewable energies: most of them are intermittent. It is therefore necessary to develop other ways for massive energy storage, because traditional lithium batteries are not very efficient and require a lot of transformation processes and raw materials.

It is in this context that *Power-to-Gas* finds its use. Different gases are produced with a surplus of renewable energy and then stored and, when demand becomes overcomes supply, the gases can be used to generate electricity again. This storage function therefore provides a buffer that breaks down the decorrelation between electricity supply and demand.

The EMO process belongs to this new generation of solutions. The stored gases are di-oxygen, carbon dioxide and methane. Its main components are the Electrolyser, the Methanator and the Oxy-combustion turbine, which gives it its name. The advantage of the EMO process is its closed carbon dioxide cycle: not a single molecule of CO<sub>2</sub> is released into the atmosphere during an operating cycle. This process is coupled with the use of salt cavities for gas storage. These cavities have the advantage of being hermetic, stable and easy to create. It is these cavities that are the keystone of this process.

Our study aims to give a general vision of this process and its characteristics, taking into account technical aspects such as the creation of the cavities, the behaviour of these cavities in the presence of the stored gases or the different components of the EMO process, but also the environmental, economic and societal aspects, in particular through the search for potential sites in France to implement this process.

# Table des matières

<b>Introduction</b> .....	<b>1</b>
<b>Chapitre I : Le procédé EMO pour la transition énergétique</b> .....	<b>2</b>
1.1 Contexte de transition énergétique .....	2
1.2 Nécessité de stockage .....	2
1.3 Power-to-Gas .....	3
1.4 Procédé EMO.....	4
1.5 Stockage en cavités salines .....	4
1.6 Objectifs et démarche de l'étude .....	5
<b>Chapitre II : Étude technique du stockage</b> .....	<b>6</b>
2.1 Définition des configurations de stockage.....	6
2.1.1 Consommation de l'électricité .....	6
2.1.2 Conditions de stockage des gaz.....	6
2.1.3 Démarche suivie.....	7
2.1.4 Résultats des calculs préliminaires.....	7
2.2 Validation des configurations de stockage.....	8
2.2.1 Concepts des modélisations : lois & équations de base .....	8
2.2.2 Simulation numérique de la stabilité.....	10
2.2.3 Prise en compte de la chimie des gaz.....	10
2.2.5 Choix des configurations et des dimensions .....	12
2.3 Création des cavités .....	13
2.3.1 Stabilité mécanique .....	13
2.3.2 Lessivage de la cavité.....	14
<b>Chapitre III : Installations de surface et bilan énergétique</b> .....	<b>15</b>
3.1 Fonctionnement du système .....	15
3.1.1 Electrolyse.....	15
3.1.2 Méthanation.....	15
3.1.3 Turbine à gaz .....	15
3.2 Résultats de puissances obtenues.....	16
3.3 Rendement .....	17
<b>Chapitre IV : Etude de sites potentiels en France</b> .....	<b>18</b>
4.1 Réglementations .....	18
4.1.1 Carte des réglementations .....	18
4.1.2 Etude d'impact : rôle et application .....	18
4.1.3 Etude des dangers.....	19
4.1.4 Plan de Prévention des Risques Technologique : PPRT.....	19
4.2 Etude de sites .....	20
4.2.1 Contexte .....	20

4.2.2 Critères .....	21
4.2.3 Etude des régions .....	21
4.2.4 Bilan .....	23
<b>Chapitre V : Evaluation économique du projet .....</b>	<b>24</b>
5.1 Investissements et coûts opératoires .....	24
5.1.1 Evaluation du CAPEX par dispositif .....	24
5.1.3 Evaluation de l'OPEX par dispositif.....	25
5.2 Actualisation des dépenses .....	25
5.3 Rentabilité du projet .....	25
5.3.1 LCOS et comparaison avec d'autres stockages.....	25
5.4 Etude de sensibilités et variante du procédé .....	26
<b>Conclusions et perspectives .....</b>	<b>28</b>
<b>Bibliographie .....</b>	<b>29</b>
<b>Annexes</b>	

# Introduction

La demande mondiale en énergie, en particulier sous la forme d'électricité, n'a pas cessé de croître ces dernières décennies. Or la majeure partie de la production est carbonée, c'est-à-dire générant du dioxyde de carbone. Par conséquent, répondre à de tels besoins rentre en contradiction avec la volonté de limiter l'émission de gaz à effet de serre, et par là même le changement climatique. Les énergies renouvelables se définissent comme la réponse à ce problème et au caractère fini des sources en énergie fossiles. La tendance en France est au développement de technologies permettant d'augmenter la part du renouvelable dans le mix électrique, en vue de « décarboner » l'électricité. Toutefois, certaines sources d'énergie renouvelables, comme le solaire ou l'éolien, ne délivrent de l'électricité que de manière intermittente. On ne peut donc pas profiter pleinement de leur potentiel lorsqu'il s'agit de réguler les écarts entre les flux de production et la demande. L'inconvénient de cette intermittence est surmonté grâce aux systèmes de stockage. Néanmoins, la capacité des batteries conventionnelles est limitée, tout comme celle d'autres moyens de stockage massif d'énergie tels que les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompe).

Le concept du *Power-to-Gas* constitue une solution très prometteuse pour assurer cette fonction. L'électricité excédentaire est utilisée pour produire des gaz, le dihydrogène ou le méthane par exemple, qui sont ensuite stockés ou réinjectés dans le réseau gazier. On peut donc utiliser les gaz ainsi produits pour générer de l'électricité et la restituer au réseau électrique lorsque la demande le justifie.

Le procédé EMO (Electrolyse, Méthanation et Oxy-combustion) met en pratique ce concept de stockage. L'électricité excédentaire alimente un électrolyseur qui génère du dihydrogène et du dioxygène à partir de l'eau. Un méthaneur utilise le dihydrogène et du dioxyde de carbone pour synthétiser du méthane, dont les gaz de combustion avec le dioxygène seront turbinés afin de produire l'électricité. Le cycle obtenu est fermé dans le sens où aucun des gaz produits n'est relâché dans l'atmosphère, en particulier le dioxyde de carbone. Un tel procédé requiert le stockage des gaz nécessaires à chaque étape, et les cavités souterraines sont une solution attrayante pour les grands volumes attendus. En particulier, les cavités salines se révèlent très intéressantes par la facilité de leur réalisation par dissolution dans les formations salifères, leur stabilité mécanique et leur étanchéité.

L'objectif général de notre étude est d'étudier la faisabilité du stockage des gaz relatifs au procédé EMO. Pour ce faire, nous commencerons par inscrire ce procédé dans le contexte de la transition énergétique et par dégager l'intérêt d'un stockage en cavités salines dans la mise en place de ce procédé. Nous mènerons alors une étude technique du stockage afin de dimensionner quantitativement les cavités salines à l'aide de modèles thermodynamiques et chimiques. Nous étudierons de plus les installations de surface nécessaires à la mise en place du procédé EMO et nous en dresserons un bilan énergétique à partir d'une modélisation numérique. Nous examinerons également les contraintes réglementaires, géologiques et géographiques qui pèsent sur le choix d'un site potentiel en France pour accueillir les installations, et nous en déduirons des sites candidats et les démarches requises pour leur implantation. Nous ferons finalement l'évaluation économique du procédé EMO et nous envisagerons des alternatives à ce procédé. Nous terminerons notre travail par des conclusions sur la faisabilité et l'intérêt d'un tel procédé.

# Chapitre I : Le procédé EMO pour la transition énergétique

## 1.1 Contexte de transition énergétique

Nous constatons depuis quelques décennies la nécessité de décarboner les moyens de productions d'énergie, et de limiter l'utilisation d'énergie fossile. En France comme dans le reste du monde, la très grande majorité de l'électricité est produite à partir de combustibles non renouvelables, que ce soit par combustion d'hydrocarbures ou fission nucléaire. Dans le rapport de l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) de 2017, la France s'engage à atteindre dans son mix énergétique de production d'électricité une part de 23 % d'énergies renouvelables d'ici 2020, et plus de 50 % en 2050. La plus grande partie de cette production renouvelable, qui atteignait en 2018 18 % du total, est aujourd'hui assurée par les barrages hydrauliques (Figure 1.1), mais on estime que leur nombre ne saurait être augmenté de manière suffisante (Annexe A2.1). Il en résulte que ce sont les parcs éoliens et photovoltaïques qu'il faut aujourd'hui développer pour produire de l'électricité, en plus de la biomasse pour la production globale d'énergie.

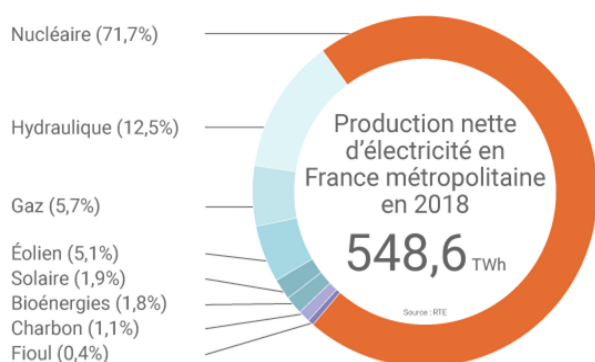


Figure 1.1. Production d'électricité pendant l'année 2018 (RTE)

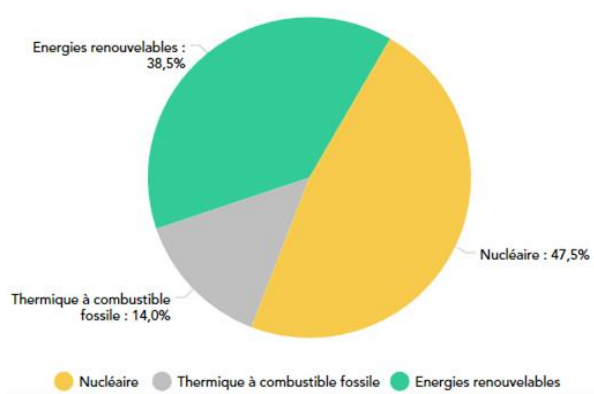


Figure 1.2. Puissance installée du parc français au 31/12/2018 (RTE)

## 1.2 Nécessité de stockage

Bien que le développement de ces énergies renouvelables ait été amorcé il y a quelques décennies, leur caractère intermittent limite leur utilisation massive. En 2018, les énergies renouvelables représentaient près de 40 % du parc Français de production d'électricité en termes de puissance installée, et pourtant la production moyenne par ces procédés ne s'élevait qu'à 20 % (Figure 1.2). En effet, le solaire et l'éolien présentent des pics de production qui se situent respectivement lorsque le soleil est présent au zénith et lors des périodes ventées. La production peut alors varier sur une journée ou une semaine de 0 à 12 GW pour l'éolien et environ 5 GW pour le solaire. Ces sources d'énergie ne sont pas pilotables et les maxima de demande en électricité ne correspondent pas aux pics de production. Si on cherche à produire avec une part plus importante d'énergies renouvelables, il arrivera plus fréquemment de perdre toute l'électricité produite pendant les pics car on ne saura pas l'utiliser sur le moment. On parle alors d'électricité fatale.

Il a donc jusqu'aujourd'hui été nécessaire de conserver des moyens pilotables de production d'énergie pour accorder la production à la demande. Cette fonction est aujourd'hui remplie par les centrales thermiques et principalement celles à gaz, par l'hydraulique et dans une moindre mesure le nucléaire (Annexe A2.2). Une autre solution envisagée est de stocker le surplus d'énergie produit pendant les pics pour le restituer lors des fortes demandes. On utilise aujourd'hui les STEP (Stations de Transfert d'Energie par Pompes). L'idée est de recharger les barrages de montagne avec de l'eau de l'aval pour stocker de l'énergie sous forme d'énergie potentielle de pesanteur. Ce système offre alors une assez bonne réactivité, mais une puissance limitée avec un total de 7 GW installé en France en 2017 (International Hydropower Association). Le recours aux STEP est également limité pour des questions de conflits d'usage de l'eau et d'impact des variations de niveau d'eau sur les structures et l'environnement. Une solution de plus en plus envisagée serait de stocker cette énergie fatale sous forme chimique en produisant des gaz bien plus facile à stocker. C'est le principe du Power-to-Gas.

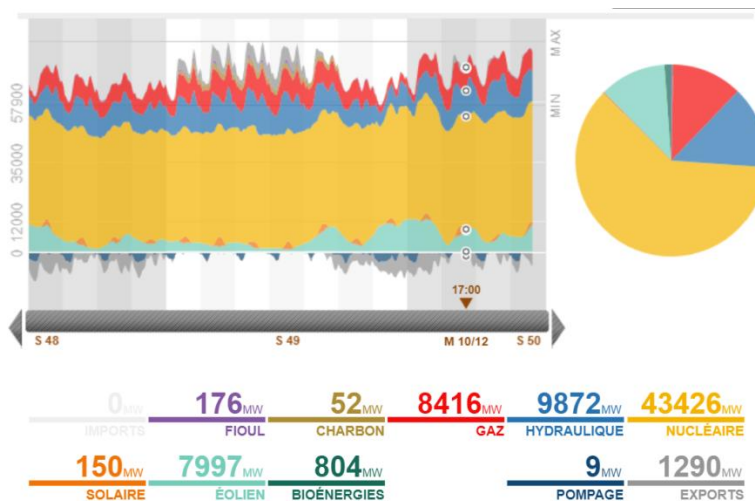


Figure 1.3. Production électrique française par filière du 28/11 au 12/12 (ECO2 Mix)

### 1.3 Power-to-Gas

Bien que le gaz le plus utilisé en France et dans le monde pour la production de chaleur notamment soit le gaz naturel, il provient majoritairement des gisements d'hydrocarbures ou de la biomasse, et n'est pas formé grâce à de l'énergie électrique fatale. La filière la plus prometteuse en Power-to-Gaz est la filière hydrogène. Cependant cet hydrogène est produit par vaporeformage du gaz naturel et n'est pas renouvelable. Les projets les plus récents proposent cependant un hydrogène « décarboné » produit par électrolyse de l'eau. Ces procédés devront jouer un grand rôle si l'on veut atteindre les mix énergétiques évoqués plus haut : une étude McKinsey réalisée pour Air Liquide prévoit que pour une augmentation de la température moyenne globale de 2° C au maximum, et en optimisant les coûts de conversion de nos systèmes de production d'énergie, la filière hydrogène devrait compter pour 18% de cette production décarbonée, ce qui impliquerait de multiplier par 100 la production actuelle (Figure 1.4). Le dihydrogène permet aujourd'hui de produire de l'électricité grâce à des piles à combustible, et ceci sans dégagement de gaz à effet de serre. Les applications sont alors limitées à des puissances assez faibles, et les applications les plus viables relèvent des moyens de transports : Toyota annonce une autonomie de 600 km pour sa voiture à hydrogène, soit plus que pour les voitures électriques, et pour un prix d'achat comparable à celui d'une Tesla. Des applications sont aussi envisagées pour les camions et les trains par exemple. Bien qu'on sache aujourd'hui stocker l'hydrogène, il n'existe pas de moyen de produire de l'électricité en plus grande puissance à partir de celui-ci. Il serait ainsi intéressant de créer d'autres gaz à partir de réactions ayant le dihydrogène pour réactif, de stocker ces gaz pour fabriquer de l'électricité avec leur combustion. C'est ce que le procédé EMO (Electrolyse-Méthanation-Oxycombustion) se propose de faire, dans le cadre de ce qu'on pourrait appeler le Power-to-Gas-to-Power.

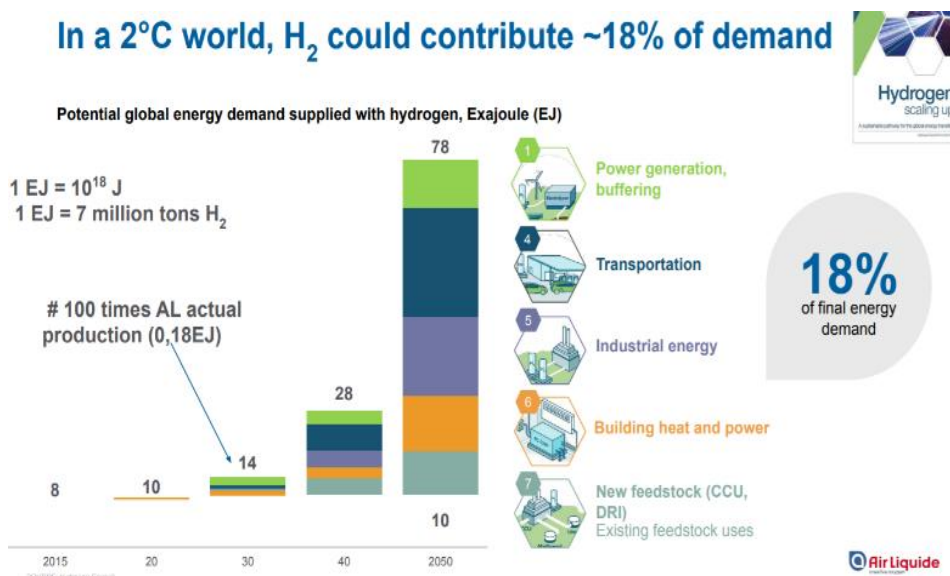


Figure 1.4. Avenir de la filière hydrogène à l'horizon 2050 (Air Liquide)



## 1.4 Procédé EMO

Le procédé EMO se déroule selon trois étapes majeures : l'électrolyse, la méthanation et l'oxy-combustion, et est couplé à un système de stockage, ici en cavités salines, ainsi qu'expliqué ci-dessous (Figure 1.5). Le procédé se découpe en deux phases en alternance : une phase d'injection et une phase de soutirage, en référence à l'injection de méthane produit par synthèse dans les cavités lorsque le système est récepteur, et au soutirage de ce gaz lorsqu'il est producteur.

- Phase d'injection : On récupère en amont du procédé de l'électricité fatale. Cette électricité alimente d'abord un électrolyseur qui, à partir d'eau douce (qui sera par ailleurs régénérée dans le reste du cycle) produit du dihydrogène et du dioxygène selon la réaction générale d'électrolyse suivante :  $2 H_2O \rightarrow 2 H_2 + O_2$ . Le détail des réactions dépend de la technologie choisie (Annexe A7). Le dioxygène est injecté dans une cavité saline et sera utilisé lors de la phase de soutirage, et le dihydrogène n'est pas stocké mais envoyé directement dans le méthaneur. On alimente ce dernier également avec le dioxyde de carbone qui provient de la phase de soutirage. La réaction de Sabatier entre ces deux espèces produit du méthane et de l'eau :  $4 H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2 H_2O$ . On stocke le méthane obtenu dans une cavité saline et l'eau est réinjectée dans l'électrolyseur pour produire le dihydrogène.
- Phase de soutirage : Afin de produire de l'électricité, on soutire le méthane et le dioxygène des cavités de stockage pour le turbiner par oxy-combustion selon la réaction suivante :  $CH_4 + 2 O_2 \rightarrow CO_2 + 2 H_2O$ . Le dioxyde de carbone, très pur, produit est capté et injecté dans la cavité pour la phase d'accumulation et l'eau peut elle aussi être mise de côté pour l'électrolyseur.

Ce procédé fonctionne donc en boucle fermée : les composés produits transitent uniquement dans les composants des installations de surface et les cavités de stockage.

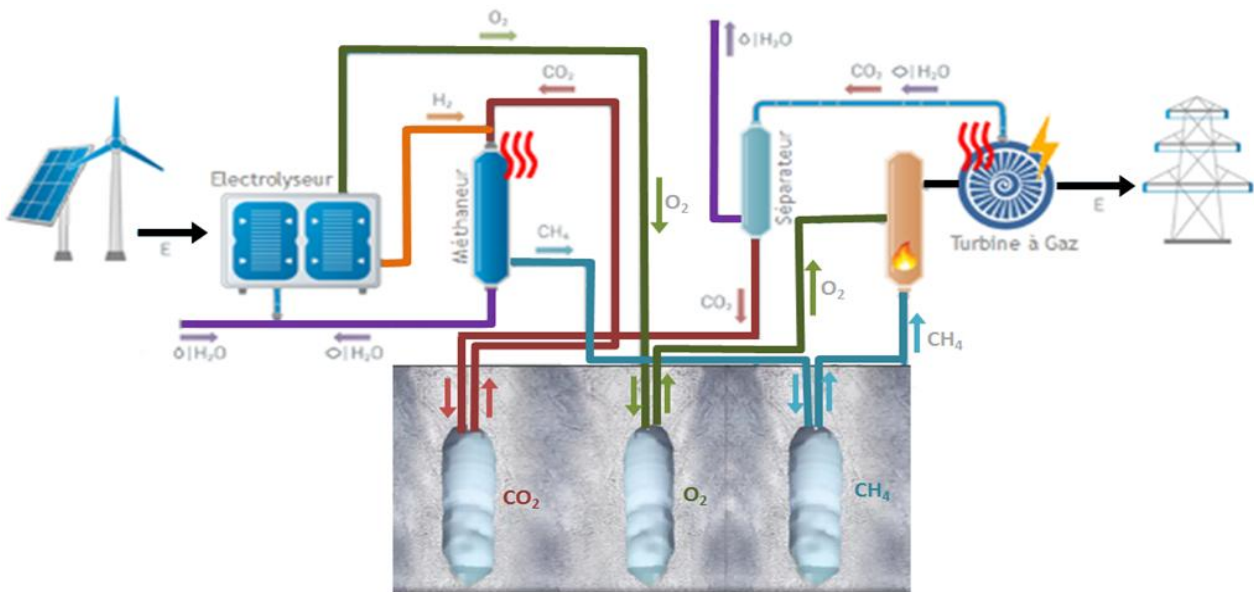


Figure 1.5. Schéma de principe de l'EMO

## 1.5 Stockage en cavités salines

Un des éléments clé de notre procédé est donc le stockage des gaz. La solution la plus instinctive serait d'utiliser des bonbonnes étanches en surface. Celles-ci sont pratiques pour des utilisations ponctuelles, dans les industries ou les stations de recharge pour véhicule à hydrogène par exemple. Pour stocker les quantités nécessaires à une production électrique de haute puissance dans le cadre d'une modification drastique du mix énergétique français, il faut envisager des volumes et des pressions importantes : il existe un volume seuil à partir duquel un stockage souterrain devient moins coûteux. On profite alors des qualités géomécaniques des terrains environnants pour assurer la tenue de la cavité à ces pressions. Il faut cependant identifier une roche qui assure une étanchéité quasi-parfaite tout en étant inerte vis-à-vis des gaz stockés. C'est pour ces raisons que notre procédé veut s'appuyer sur des cavités en formations salines où le sel présente en plus de ces propriétés l'avantage d'être soluble dans l'eau, ce qui rend les cavités faciles à créer : on parle alors de

lessivage. Les premières cavités salines datent des années 1960 aux Etats-Unis, et rapidement la France a emboîté le pas, surtout pour le stockage d'hydrocarbures liquides ou gazeux. Ces cavités sont utilisées pour lisser les variations de consommation et pour constituer des réserves stratégiques notamment.

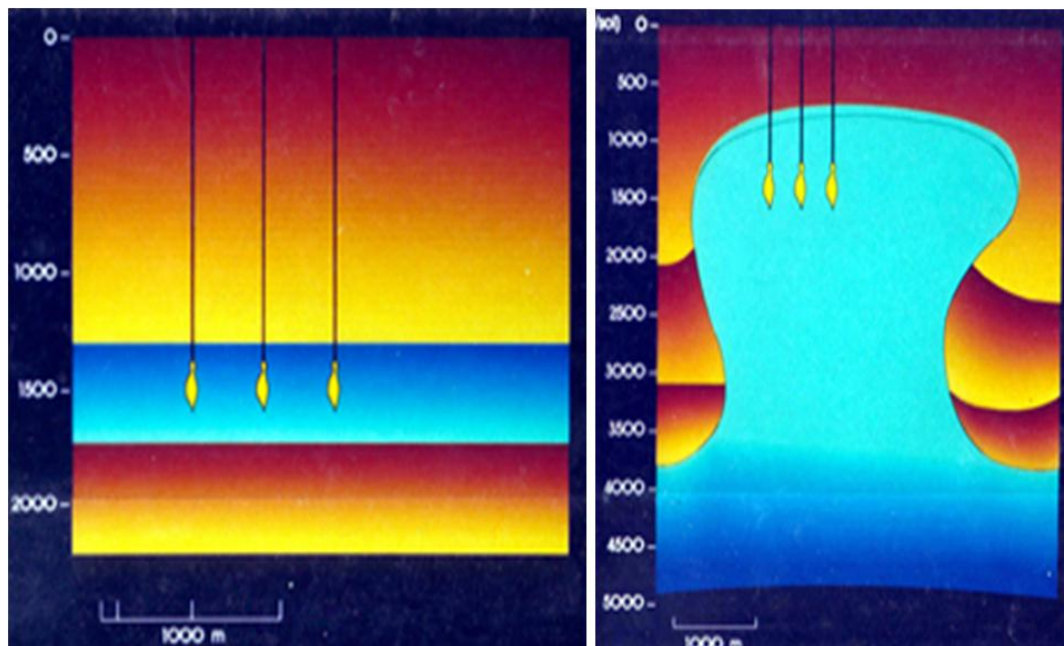


Figure 1.6. Cavités salines en couche et en diapir (Storengy)

Le sel recherché est le sel « classique » ou chlorure de sodium, présent dans la nature sous forme d'un minéral nommé halite. Celle-ci est une évaporite : elle est née d'un contexte d'évaporation d'eau de mer et de précipitations de ses ions dissous, sous des conditions particulières (Annexe A9.1), et pendant une période suffisamment longue pour autoriser le dépôt d'une couche qui peut atteindre le kilomètre d'épaisseur en ordre de grandeur (Figure 1.6 à gauche). Outre son étanchéité, la halite présente la particularité de se déformer de manière irréversible -on parle de fluage- lorsqu'elle est soumise à certaines contraintes, par exemple les contraintes tectoniques accompagnant la formation des chaînes de montagne. Du fait de la densité assez faible du sel, celui-ci peut remonter pour former des dômes ou diapirs traversant la couverture de la formation salifère en couche (Annexe A9.1). Diapirs et sel en couche sont présents en France, et contraignent différemment les dimensions des cavernes. Le sel en couche est souvent peu épais, mais d'épaisseur à peu près constante à l'échelle d'une zone de stockage, ce qui permet de réaliser des cavités larges et demande une exploration moins précise que pour les diapirs, qui autorisent des cavités de hauteur importante, et pour une grande plage de profondeur possible, mais sur une superficie plus limitée (Figure 1.6 à droite).

## 1.6 Objectifs et démarche de l'étude

Notre étude a pour objectif de concevoir le procédé EMO sous plusieurs aspects. Dans un premier temps, étudier et dimensionner les différents composants du procédé, des cavités aux installations de surface, puis évaluer économiquement sa rentabilité et le comparer à d'autres alternatives, et enfin considérer le contexte réglementaire et l'acceptabilité sociétale du projet.

Pour ce faire, nous nous intéresserons d'abord aux techniques de stockage en profondeur, en considérant la thermodynamique des gaz, la rhéologie du sel, ainsi que la création de cavités salines. On modélisera ensuite les différents composants du procédé, pour dimensionner les structures de surface et déterminer une efficacité au système. Cela nous permettra aussi d'obtenir les coûts d'installations et les dépenses opératoires pour le fonctionnement du procédé. Une étude économique permettra ensuite de déterminer la rentabilité du procédé EMO et l'élaboration de critères permettant de le comparer avec d'autres modes de stockage. Enfin, pour rendre cette étude plus concrète, nous chercherons des sites potentiels en France pour l'implantation d'une telle installation en tenant compte de son impact environnemental et sociétal.

# Chapitre II : Étude technique du stockage

Ce chapitre vise à définir les configurations de stockage afin de dimensionner les installations du procédé EMO. L'objectif est de fournir les données nécessaires à une évaluation environnementale, sociétale et économique du projet. Pour ce faire, nous procéderons en 3 parties :

- Un pré-dimensionnement du système pour répondre aux besoins du marché et avoir une base pour choisir des configurations pertinentes ;
- Une étude modélisant le comportement thermomécanique et physico-chimique des cavités de stockage et des gaz qu'elles contiennent ;
- Une modélisation de la création des cavités par lessivage

## 2.1 Définition des configurations de stockage

Notre projet s'inscrit dans un mode de consommation fluctuant sur des échelles de temps allant de la journée à la saison. L'objectif est de fournir en électricité une (grande) ville française, telle que Nantes, ce qui correspond à une puissance en sortie d'environ 200 MW. Nous avons choisi d'étudier trois profondeurs de cavités : 350 m, 800 m et 1200 m, profondeurs qui permettent d'exploiter au mieux les formations salines disponibles.

Pour pré-dimensionner les installations (masses, débits et volumes nécessaires), notre démarche a été de partir de la puissance voulue en sortie et de remonter le schéma fonctionnel du procédé afin d'arriver aux grandeurs cherchées. Nos hypothèses, démarches, schémas et modélisations sont présentés en Annexe A3.1, A3.2 et A3.3.

### 2.1.1 Consommation de l'électricité

Comme le montre la Figure 2.7, on observe 2 pics de consommation journaliers : à 8 h et à 20 h. Le reste de la journée la consommation est plus faible. De même sur la Figure 2.8 on voit très nettement une fluctuation saisonnière de la demande en électricité en France (elle est accrue en hiver).

Il serait judicieux de récupérer de l'électricité excédentaire sur les périodes creuses, et d'en fournir sur des périodes de forte consommation. On peut envisager deux premiers types de fonctionnement : journalier ou saisonnier. Le premier cas correspond à 8 h (deux fois 4 h) de forte consommation et 16 h de creux, et le second correspond à 6 mois de forte consommation et la même durée de creux. On peut également envisager un mode de fonctionnement hebdomadaire. Le format hebdomadaire répond à un besoin de « tampon » : assurer une possibilité de fournir de l'électricité en compensant les écarts de demande entre chaque semaine. De plus, dans le scénario de l'ADEME, dont nous avons parlé en introduction, le stockage hebdomadaire occupe une place non-négligeable.

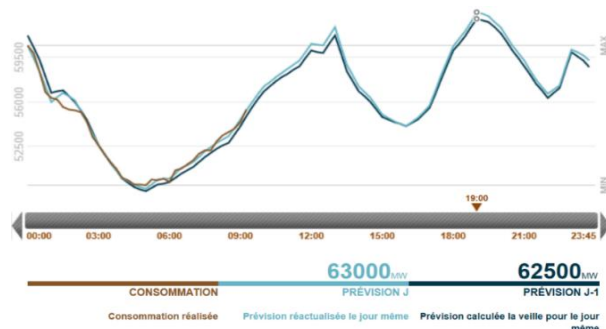


Figure 2.7. Consommation française journalière (08/12/2019) en GWh (RTE France, ECO 2MIX)

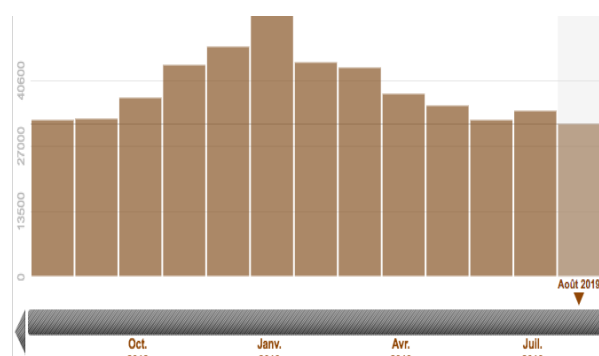


Figure 2.8. Consommation française annuelle en GWh (RTE France, ECO 2MIX)

### 2.1.2 Conditions de stockage des gaz

Un fait important a retenu notre attention. Le CO<sub>2</sub> stocké à faible profondeur (350m) est sujet à un possible changement de phase : les conditions de pression et de température modélisées permettent au CO<sub>2</sub> stocké de

passer dans le domaine liquide. Ceci est un problème car nous ne voulons stocker nos produits que sous forme monophasé (gaz ou fluide supercritique). Cette situation est visible sur le graphique ci-contre montrant un diagramme de phase du CO<sub>2</sub> (Figure 2.3) : les points noirs correspondent à une configuration de stockage, le point rouge correspond au point triple et le point jaune à une configuration problématique.

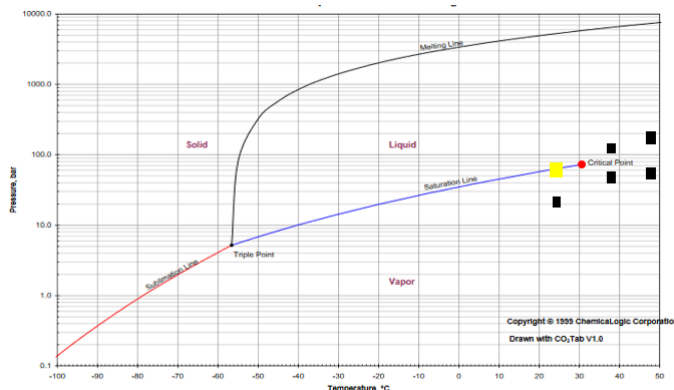


Figure 2.9. Diagramme de phase du CO<sub>2</sub> (ChemicalLogic Corporation)

### 2.1.3 Démarche suivie

Dans le but de pré-dimensionner notre système, nous sommes partis de la puissance souhaitée en sortie et nous avons remonté les étapes du procédé EMO afin d'en déduire toutes les grandeurs (masses, volumes, débits) dont nous avons besoin. Pour résumer, nous avons calculé la puissance nécessaire en sortie des cavités et ramené cette valeur à une exigence en débit grâce au PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) du méthane, qui donne l'énergie délivrée par la combustion d'un mètre cube d'un gaz. Le calcul des masses et des volumes dont nous avons besoin ne dépendaient alors plus que des durées caractéristiques (injection et soutirage) de chaque configuration. Le détail des calculs (schémas et équations précises) se trouve en Annexe A3.3 et A3.4.

### 2.1.4 Résultats des calculs préliminaires

Le Tableau 2.1 présente un échantillon des résultats des quantités de gaz stockées exprimées en masse utile (i.e. masse utilisable par le procédé) et en volume des cavités de stockages. Les lois d'état de chaque gaz ont été considérées et les conditions de pression et de températures ont été évaluées aux profondeurs étudiées en fonction des gradients correspondants présents dans le sous-sol.

Tableau 2.1. Résultats partiels obtenus en première approximation

Cycle	Journalier			Hebdomadaire			Saisonnier		
Profondeur (m)	350	800	1200	350	800	1200	350	800	1200
Volume cavité (m <sup>3</sup> )	<i>Format : Volume d'une cavité [nombre de cavités nécessaires]</i>								
CH <sub>4</sub>	30 000 [1]	30 000 [1]	30 000 [1]	<b>129 000 [1]</b>	137 000 [1]	113 000 [1]	<b>600 000 [6]</b>	600 000 [3]	600 000 [3]
CO <sub>2</sub>	30 000 [1]	30 000 [1]	30 000 [1]	<b>41 000 [1]</b>	92 000 [2]	65 000 [2]	<b>600 000 [2]</b>	600 000 [4]	600 000 [3]
O <sub>2</sub>	30 000 [1]	30 000 [1]	30 000 [1]	<b>282 000 [1]</b>	268 000 [1]	165 000 [1]	<b>600 000 [13]</b>	620 000 [6]	600 000 [6]
Masse utile (t)									
CH <sub>4</sub>	180	180	180	<b>3 900</b>	3 900	3 900	<b>100 000</b>	100 000	100 000
CO <sub>2</sub>	250	250	250	<b>10 600</b>	10 600	10 600	<b>274 000</b>	275 000	275 000
O <sub>2</sub>	740	740	740	<b>15 500</b>	15 500	15 500	<b>398 000</b>	400 000	400 000

Parfois, plusieurs cavités ont été nécessaires. En effet, des cavités de plus de 600 000 m<sup>3</sup> ou de moins de 30 000 m<sup>3</sup> sont irréalisables en pratique. De plus, les stockages en faible profondeur pour des échelles de temps saisonnières ou hebdomadaires étaient inenvisageables à cause d'un changement de phase du CO<sub>2</sub> (valeurs en gras dans le tableau). Les résultats complets se trouvent en Annexe A3.5.

## 2.2 Validation des configurations de stockage

Le pré-dimensionnement des cavités salines, présenté ci-dessus, ne considérait pas la rhéologie du sel et son interaction avec les gaz stockés pendant les cycles d'injection et de soutirage. Des doutes persistent notamment sur la faisabilité d'un stockage de CO<sub>2</sub> à faible profondeur à cause de la possibilité de changement de phase du gaz. Cette section se propose de modéliser ce comportement en mettant en œuvre les modèles numériques appropriées sur une durée de 40 ans dans le but de valider les configurations de stockage envisagées. Outre la prise en compte du comportement thermomécanique du sel et de la thermodynamique des gaz stockés, nous nous sommes également intéressés aux interactions chimiques entre ces gaz et la cavité.

### 2.2.1 Concepts des modélisations : lois & équations de base

En déterminant l'évolution des paramètres physiques du système et des contraintes développées dans les gaz stockés et les matériaux de stockage, il est possible de valider la stabilité mécanique et thermodynamique des cavités nécessaires au procédé EMO. Cette vérification est nécessaire pour éviter une fuite des gaz, une instabilité de la cavité ou encore une explosion en surface (blow out). Les simulations à l'origine de cette étude ont été réalisées à l'aide du logiciel DEMETHER développé par le centre de Géosciences de l'École des Mines.

Le système de stockage se compose de quatre parties, la cavité, le puits, le massif autour du puits et le massif autour de la cavité. Chacune de ces zones est régie par certaines lois physiques qui, à l'aide d'une résolution numérique, pourront nous permettre de déterminer l'évolution du système global lors des phases de stockage et de soutirage (Figure 2.10). Dans la cavité elle-même se trouvent le gaz stocké, de la saumure et des insolubles qui devront être pris en compte dans la simulation.

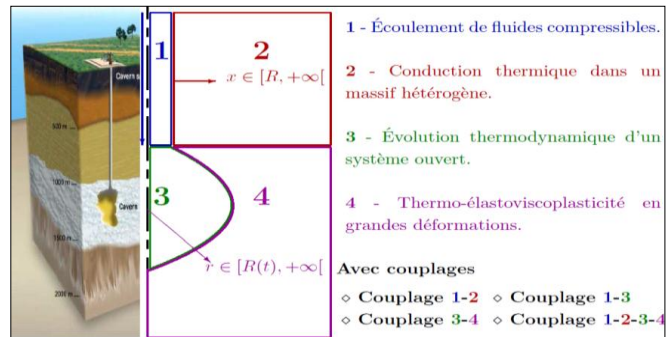


Figure 2.10. Phénomènes physiques associés au stockage

En premier lieu, nous supposons que la pression initiale au niveau de la cavité correspond à celle produite par une colonne entièrement composée de sel. On a donc une pression  $P = \rho g z$  où  $\rho$  est la masse volumique du sel et  $z$  la profondeur. De même, on a un gradient de température tel que  $\frac{dT}{dz} = 30 \text{ °C/km}$ .

Pour les produits présents dans la cavité, la simulation fait intervenir l'évolution des potentiels thermodynamiques classiques : l'énergie interne  $U$ , l'enthalpie  $H = U + PV$ , l'énergie libre de Helmholtz  $F = U - TS$ , et l'enthalpie libre de Helmholtz  $G = H - TS$ . Avec les équations suivantes :

$$\begin{aligned} dU &= TdS - PdV + \vec{\mu} \cdot \overrightarrow{dM} \\ dH &= TdS + VdP + \vec{\mu} \cdot \overrightarrow{dM} \\ dF &= -SdT - PdV + \vec{\mu} \cdot \overrightarrow{dM} \\ dG &= -SdT + VdP + \vec{\mu} \cdot \overrightarrow{dM} \end{aligned}$$

avec  $S$  l'entropie,  $T$  la température,  $P$  la pression,  $V$  le volume et  $\mu$  le potentiel chimique.

L'introduction du potentiel chimique est nécessaire pour déterminer l'équilibre entre les différentes phases présentes dans la cavité. Pour le comportement thermodynamique du gaz stocké, il est nécessaire d'utiliser une équation d'état, équation reliant les différents paramètres d'états ( $P$ ,  $T$ ,  $\rho$  ...) telle que la loi des gaz parfaits. Le modèle utilisé par nos simulations fait intervenir les équations de Kunz et Wagner utilisant lui-même l'énergie libre de Helmholtz.

Pour ce qui est du massif environnant, on suppose qu'il est homogène, infini et constitué uniquement de sel. On doit ici tenir compte de la conduction thermique dans le solide et de sa réponse thermomécanique. Les équations régissant son comportement sont donc : le principe fondamental de la statique et l'équation de la chaleur.

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \underline{\underline{\sigma}} + \rho \cdot \vec{g} &= \vec{0} \\ \lambda \Delta T &= \rho C \dot{T} \end{aligned}$$

La dynamique du puits fait apparaître un écoulement des fluides lors des phases de remplissage et de soutirage. On effectue donc un bilan de masse, d'énergie, d'entropie et de quantité de mouvement pour obtenir le comportement de cette zone (Annexe A4.1).

Lors du dimensionnement d'une cavité saline, il est important de connaître les caractéristiques thermomécaniques du sel dans lequel 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.

L'essai brésilien permet de mesurer indirectement la résistance à la traction. Pour des raisons de sécurité, nous considérons que le sel, comme tous les géo-matériaux, a une résistance à la traction nulle. Les essais de compression simple et triaxiale permettent de mesurer les paramètres élastiques à travers des cycles charge/décharge : module de Young et coefficient de Poisson.

Au cours d'un essai triaxial, on applique une pression de confinement P constante et une contrainte axiale Q. Le déviateur de contraintes est alors  $q = Q - P$ . La courbe donnant le déviateur en fonction de la variation relative de volume subit une inversion de tendance avec un volume de l'éprouvette qui commence à augmenter après une première phase de contraction. Ce phénomène, appelé dilatance, résulte de l'endommagement du sel et de l'apparition de microfissures. Le déviateur de contraintes correspondant au point d'inversion est appelé déviateur dilatatant (Figure 2.11). Les essais en laboratoire sur le sel montrent que le déviateur dilatatant augmente avec la pression de confinement. On définit ainsi le critère de dilatance par la relation qui relie le déviateur dilatatant à la pression moyenne dans l'éprouvette p égale à  $(Q+2P)/3$ .

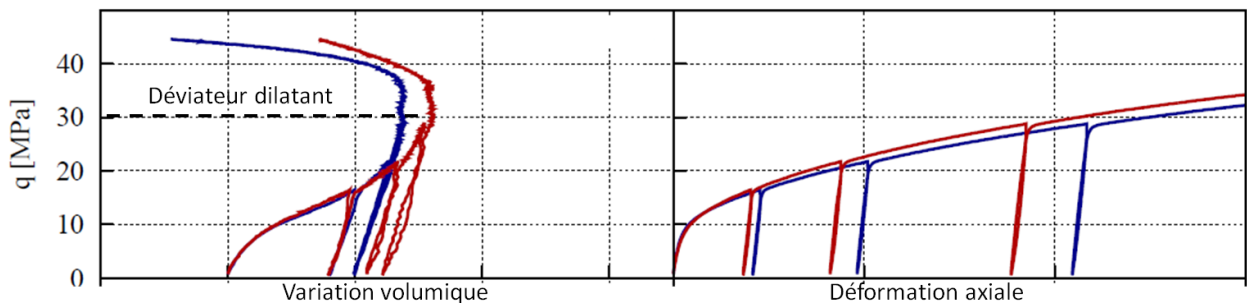


Figure 2.11. Propriétés déduites d'un essai de compression triaxiale sur le sel

Le dernier essai que l'on réalise est l'essai de fluage. Le sel est un matériau fluant, c'est-à-dire, si on lui applique une contrainte constante, sa déformation va dépendre du temps. On effectue donc un essai triaxial pendant un temps très long (quelques mois) et on va chercher à 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. Ainsi, 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.

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

- q : déviateur de contraintes ;
- E : module de Young ;
- $\alpha$ ,  $\beta$  et K : paramètres de la loi de Lemaitre ;
- A : Coefficient de la loi d'Arrhenius ;
- T,  $T_0$  et  $T_{ref}$  : température, valeur initiale et température de référence ;
- t : temps ;
- $\alpha_{th}$  : 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 ( $\alpha$ ,  $\beta$ , K, A) ainsi que le coefficient de dilatation thermique  $\alpha_{th}$ . L'Annexe A4.2 décrit un peu plus en détail les essais de caractérisation géomécanique du sel et fournit tous les paramètres utilisés dans notre étude.

## 2.2.2 Simulation numérique de la stabilité

DEMETHER est un logiciel *open-source* codé en Fortran77 et simulant le stockage de gaz en cavités salines. Il permet de simuler le comportement des 4 zones régies par les équations du Tableau 2.2.

Tableau 2.2. Simulations effectuées avec DEMETHER

Zone	Dimension	Phénomène physique simulé	Variables associées
Puits	1D vertical	Écoulement	$\rho, c, v, T(x, t)$
Massif autour du puits	1D radial	Conduction thermique	$T(r, t)$
Cavité	0D	État thermodynamique des fluides	$(P, T, c)(x, t)$
Massif autour de la cavité	1D radial	Équilibre thermomécanique	$(T, \varepsilon)(x, t)$

*où  $x$  désigne la hauteur,  $r$  la distance au centre de la cavité,  $t$  le temps,  $\rho$  la masse volumique du fluide dans la cavité,  $c$  sa capacité calorifique,  $v$  sa vitesse d'écoulement dans le puits,  $T$  la température et  $\varepsilon$  la déformation.*

DEMETHER a besoin en entrée d'un fichier texte contenant, entre autres :

- Les paramètres de la loi de Lemaître caractérisant le fluage du sel ;
- La forme (sphérique ou cylindrique) et les dimensions de la cavité ;
- La pression et la température à  $t = 0$  et  $r = +\infty$  de la cavité ;
- La nature du gaz injecté (i.e. ses caractéristiques thermo-physiques) ;
- Les débits d'injection et de soutirage de gaz ;
- La température et la pression du gaz injecté ;
- La durée des cycles d'injection et de soutirage ;
- La durée totale et le pas temporel de la simulation.

Le logiciel met à jour les 4 domaines de modélisation à chaque pas de temps. A la fin de la simulation, est renvoyé un tableau de données pour chaque domaine. Dans le cas de notre étude, nous avons analysé les données fournies pour la zone de la cavité (contenant entre autres la pression et la température du fluide dans la cavité, ainsi que les contraintes selon les différents axes) ainsi que pour la zone du massif autour de la cavité (contenant notamment la variation de volume ainsi que les données nécessaires au calcul du déviateur).

Si DEMETHER est capable de simuler l'évolution d'une cavité pendant son exploitation, il peut également simuler le lessivage de la cavité lors de sa création. Pour cela, il suffit de lui imposer de simuler une cavité similaire à celle que l'on veut creuser. On suppose d'abord qu'elle est remplie de sel (donc d'un fluide de masse volumique  $\rho_{\text{sel}}$ ), puis on fait lentement varier  $\rho_{\text{fluide}}$  vers  $\rho_{\text{saumure}}$ . On remplace virtuellement le sel par de la saumure, et on simule donc le lessivage de la cavité. Il suffit ensuite de simuler le remplissage de la cavité, i.e. le remplacement de la saumure par le gaz à stocker.

Le logiciel peut également simuler la présence d'insolubles dans la cavité ainsi que la dissolution du gaz (notamment le  $\text{CO}_2$ ) dans la saumure stagnante au fond de la cavité.

L'évaluation de la stabilité des cavités se fait selon les critères suivants :

- Plage de pression autorisée ( $0,2 \times P_{\infty} \leq P_{\text{cav}} \leq 0,8 \times P_{\infty}$ ) afin d'éviter un fluage excessif, voire une instabilité, lorsque la pression baisse trop, ou la fracturation du sel lorsque la pression est trop élevée ;
- Absence de contraintes de traction ;
- Absence de dilatance en examinant le diagramme de contraintes (p, q) ;
- Perte de volume de la cavité limitée sur la période de temps considérée ;
- Dans le cas des cavités de  $\text{CO}_2$ , on doit aussi s'assurer que celui-ci ne change pas de phase.

Les figures ci-dessous montrent des illustrations des résultats obtenus. L'Annexe A4.3 fournit le détail de toutes les configurations étudiées. Pour évaluer la zone d'influence de la cavité dans le massif salin, nous avons examiné la distribution de la température et du déviateur de contraintes en fonction de la distance à partir de la paroi de la cavité. On constate une influence de la cavité qui s'étend sur une centaine de mètres. Ce résultat est compatible avec la règle empirique qui définit le pilier séparant deux cavités adjacentes par une épaisseur égale à 2.5 à 3 fois le diamètre moyen des cavités.

## 2.2.3 Prise en compte de la chimie des gaz

Afin d'évaluer les quantités et la qualité des gaz disponibles en sortie des cavités, il est nécessaire de compléter l'étude avec la connaissance de la réactivité des gaz vis-à-vis des différentes substances en présence. Pour ce faire, nous avons utilisé le logiciel CHESS qui modélise les équilibres chimiques à partir des espèces aqueuses, gazeuses et minérales en présence. Pour l'ensemble des calculs menés, nous avons considéré une cavité de  $300\,000\text{ m}^3$ , la saumure occupant environ 5% du volume total.

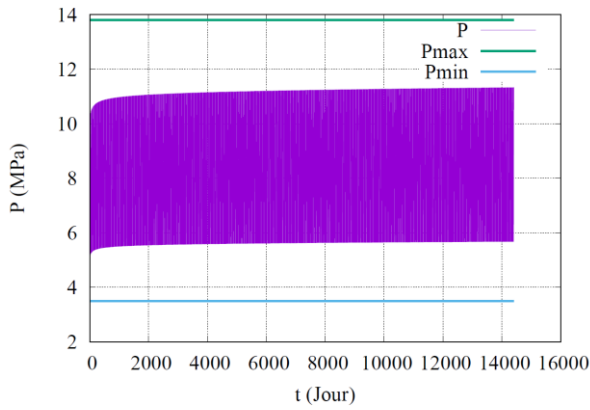


Figure 2.12. . Simulation de cycles hebdomadaires 800 m – Pression de O2 en fonction du temps. On vérifie que la pression reste dans la plage autorisée

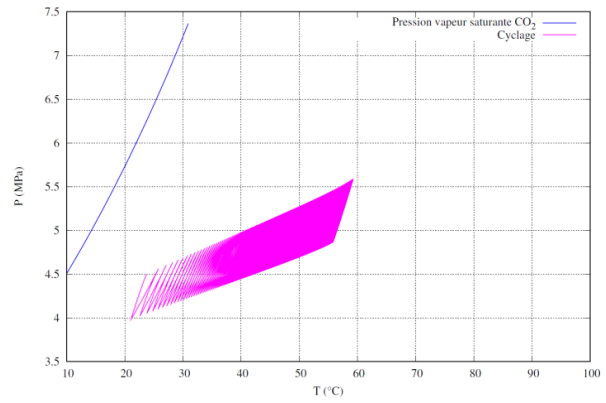


Figure 2.13. Simulation de cycles journaliers 350 m – Diagramme (P, T) du CO2. On compare l'état (P, T) du gaz à son diagramme de phase pour s'assurer que le CO2 reste bien à l'état gazeux.

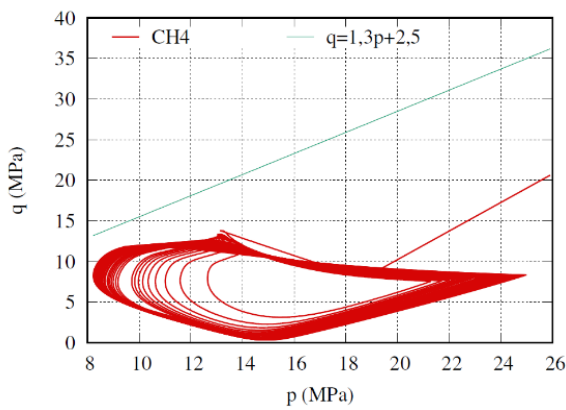


Figure 2.14. Simulation de cycles saisonniers à 1200 m - Diagramme de contraintes (p, q). On vérifie que le critère de dilatance est respecté

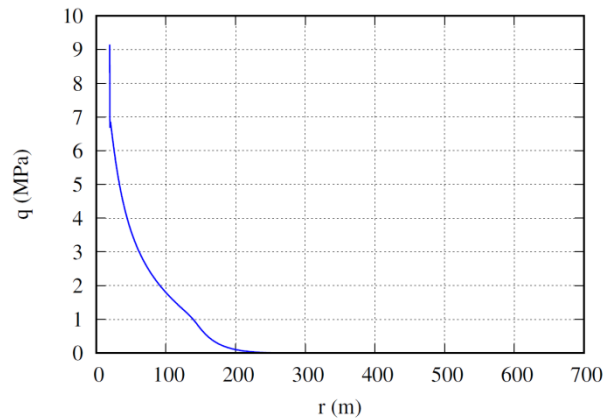


Figure 2.15. Simulation de cycles journaliers à 1200 m - Déviateur de contraintes. On vérifie que la zone d'influence dans le massif reste limitée

### 1. Dissolution des gaz dans la saumure

Nous avons étudié, dans un premier temps, la solubilité des différents gaz dans la saumure pure. Celle-ci varie conséquemment d'un gaz à l'autre, notamment pour le dioxyde de carbone qui est beaucoup plus soluble que le dioxygène et le méthane (Annexe A5). A partir des configurations de stockage retenues précédemment, nous avons calculé le pourcentage de chaque gaz dissous qui est ainsi perdu.

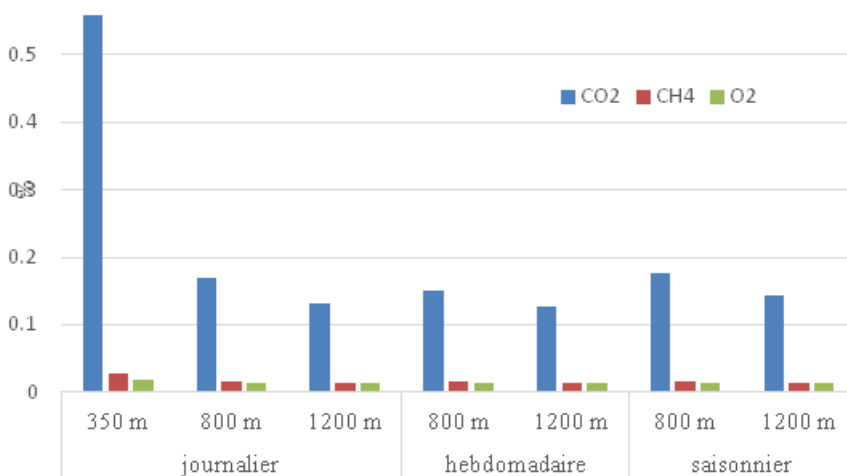


Figure 2.16. Pourcentage de gaz dissous dans la saumure selon les différentes configurations (modélisation avec le logiciel CHESS)

Nous constatons que d'une configuration à l'autre, la quantité de gaz perdue varie peu si ce n'est pour le stockage journalier à 350m en ce qui concerne le CO2. Cette différence notable provient du fait que le CO2 n'est pas dans son état supercritique pour cette configuration.

Le taux de dissolution le plus élevé en moyenne concerne le CO2 mais celui-ci reste relativement négligeable dans les conditions de stockage retenues.



## 2. Hydratation de la phase gazeuse: risque de formation d'hydrates

A l'équilibre entre les phases liquide et vapeur, les gaz peuvent s'enrichir en eau. La présence d'eau peut engendrer la formation d'hydrates solides qui peuvent obstruer les conduits de l'installation de surface (Annexe A5). Ce phénomène concerne plus spécifiquement le méthane. La Figure 2.17 que nous avons obtenue avec CHESS donne le pourcentage massique d'eau présente en phase gazeuse, selon les différentes configurations de stockage. La donne le domaine de formation des hydrates. Le risque de formation d'hydrates est le plus élevé pour les faibles températures, ce qui concerne plus particulièrement le stockage journalier à 350 m (T=25.5°C). Dans ces conditions, nous pouvons conclure qu'il ne peut pas se former d'hydrates à l'intérieur et en sortie des cavités. La connaissance du pourcentage d'eau présente en phase vapeur reste cependant importante pour les installations de surface. En effet, la présence d'eau liquide pourrait détériorer les compresseurs. Il convient donc d'utiliser des dispositifs de déshydratation dès la sortie des cavités.

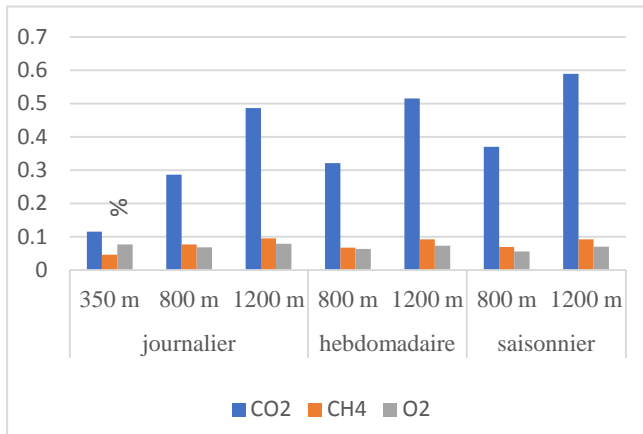


Figure 2.17. Pourcentage d'eau en phase vapeur selon les différentes configurations (modélisation avec CHESS)

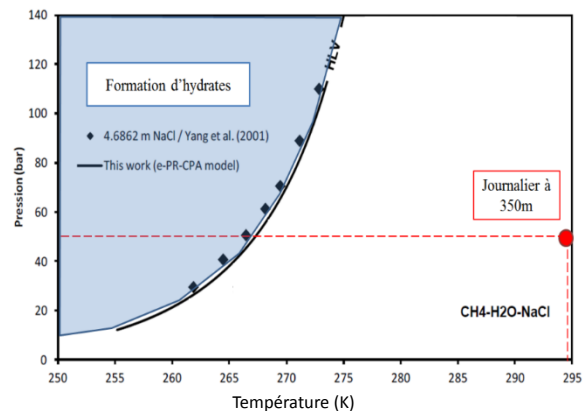
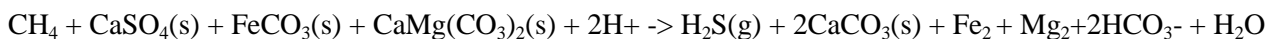


Figure 2.18. Courbe délimitant le domaine de formation des hydrates (Chabab, modèle e-PR-CPA)

## 3. Réactivité des gaz avec les insolubles

La réactivité des gaz avec des substances autre que le sel peut intervenir à deux endroits : dans le forage et dans la cavité. Premièrement, le tubage du forage étant cimenté au massif rocheux, la réaction avec le CO2 peut produire de la calcite qui risque de fragiliser la structure. De plus, la formation saline n'étant pas pure, il est nécessaire d'envisager les réactions susceptibles de se produire entre les impuretés appelées « insolubles » et les différents gaz. Nous avons porté une attention plus particulière à l'anhydrite (sulfate de calcium fréquent dans la formation saline) susceptible de réagir avec le méthane selon la réaction globale :



Une production de H2S trop abondante peut s'avérer être un problème du fait de sa toxicité et de son caractère corrosif pour les métaux. Nous avons donc cherché à évaluer une valeur majorante du pourcentage de H2S produit en notant que la réaction entre une mole d'anhydrite et une mole de méthane produit une mole d'hydrogène sulfuré (Annexe A5). En considérant un taux d'insolubles dans le sel de 15% et une proportion d'anhydrite dans les insolubles de 20%, on obtient un taux majorant de 1,5% en H2S. Cette valeur reste largement acceptable d'autant plus que l'approximation faite est majorante.

### 2.2.5 Choix des configurations et des dimensions

Maintenant que nous avons modélisé les cavités dans des configurations pré-dimensionnées, nous avons assez d'éléments pour choisir quelles configurations seront retenues ou abandonnées. Le tableau suivant résume ces décisions.

Avant de conclure l'étude de nos configurations nous avons voulu modéliser le lessivage des cavités salines, qui est une étape de création de ces dernières. Cette modélisation fait l'objet de la section 3 de ce chapitre.

Tableau 2.3. Récapitulation des configurations retenues ou abandonnées

Cycle	Profondeur (m)	Statut	Explication (si abandon)
Journalier	350	Retenue	
	800	Retenue	
	1 200	Retenue	
Hebdomadaire	350	Abandonnée	CO <sub>2</sub> sous forme liquide possible
	800	Retenue	
	1 200	Retenue	
Saisonnier	350	Abandonnée	CO <sub>2</sub> sous forme liquide possible
	800	Retenue	
	1 200	Retenue	

## 2.3 Création des cavités

Le lessivage d'une cavité saline nécessite au préalable un forage (d'environ 30 cm de diamètre) jusqu'au point le plus bas de la future cavité. On équipe le forage d'un tubage de soutènement et de deux tubes concentriques, ce qui aménage 3 espaces annulaires : respectivement pour l'injection d'eau douce, le soutirage de la saumure formée par la dissolution et l'injection d'un fluide inerte (azote ou fuel) qui permet de contrôler la hauteur du lessivage. L'eau injectée subit une convection et dissout les parois de la formation saline.

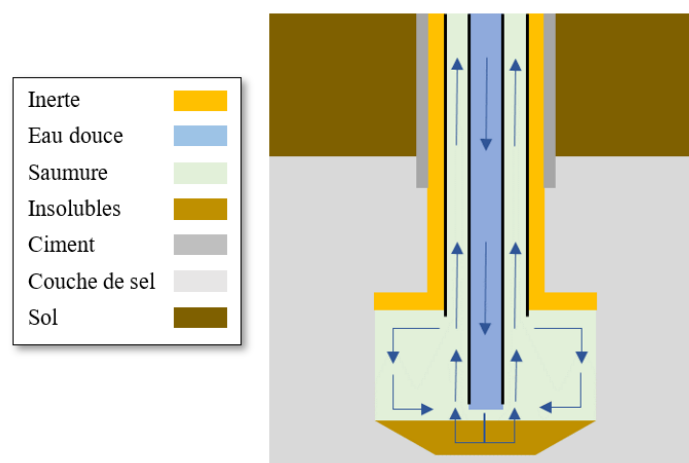
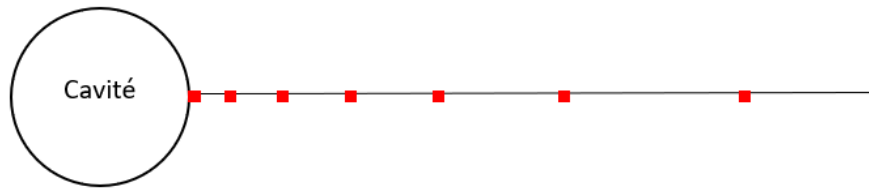


Figure 2.13. Schéma représentant la création d'une passe de lessivage

Ci-dessus est ainsi représentée la création d'une passe, c'est-à-dire le lessivage de la cavité pour des positions d'injection, de soutirage et d'inertes fixées. Pour la création complète de la cavité, on procède généralement à la réalisation de 4 à 6 passes en partant du bas. Il y a deux types de lessivage, le direct où le point d'injection est en dessous du point de soutirage, et l'indirect où le point d'injection est au-dessus. Nous nous sommes par la suite uniquement intéressés à du lessivage direct plus facile à modéliser.

### 2.3.1 Stabilité mécanique

Pour notre travail, nous avons dans un premier temps simulé avec l'aide du logiciel DEMETHER, l'évolution des contraintes mécaniques appliquées à la roche au cours du lessivage pour assurer la stabilité de la cavité. En pratique, la cavité ne risque pas de s'effondrer lors du lessivage, mais ces calculs permettent de connaître l'état final des contraintes, et donc la stabilité de la cavité une fois terminée. Les simulations étant basées sur une méthode d'éléments finis à très long temps d'exécution (48h environ), nous avons opté pour une simulation dont le maillage est simplifié. On suit l'évolution d'une cavité sphérique dont le rayon croît au cours du temps et on calcule l'évolution des contraintes radiales et tangentielles seulement sur une droite, en diminuant le nombre de points à mesure que l'on s'éloigne de la cavité, comme indiqué sur le schéma ci-dessous.



■ Point en lequel on calcule les contraintes

Figure 2.14 Schéma du maillage pour le calcul des contraintes au cours du lessivage

Les contraintes finales vont alors jouer le rôle de conditions initiales pour les simulations DEMETHER décrites dans la section précédente de ce chapitre.

### 2.3.2 Lessivage de la cavité

Dans un second temps, nous avons simulé la création des différentes passes en utilisant la loi empirique de Saberian qui permet de calculer la vitesse instantanée de déplacement d'une paroi de sel soumise à dissolution en fonction de la température ( $T$ ), de la concentration de la saumure ( $c$ ), et de l'angle d'attaque de la saumure sur la paroi ( $\phi$ ) selon l'expression :

$$a = a_0 F_1(c) F_2(T) F_3(\phi)$$

$a_0$  est la vitesse de dissolution pour de l'eau pure et vaut 0,5 m/jour.  $F_1$ ,  $F_2$ ,  $F_3$  sont des paramètres déterminés par des lois empiriques présentées en Annexe 6.

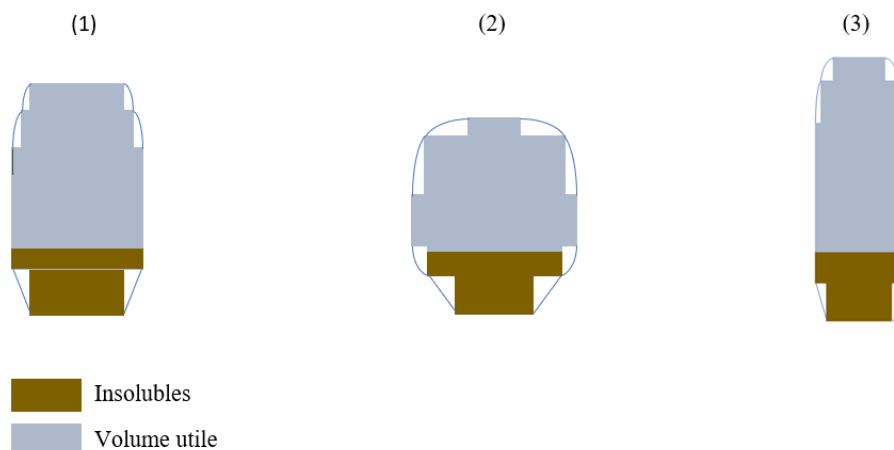


Figure 2.15 Schéma récapitulatif des formes des cavités créées

Cela permet d'accéder à l'évolution de la taille de la cavité au cours du temps, mais aussi à la concentration de la saumure extraite, et à la durée du processus de lessivage. Nous avons choisi des cavités types pour exécuter nos programmes. Les cavités que nous avons créées sont représentées ci-dessous :

Tableau 2.4 Récapitulatif des résultats principaux sur le lessivage

N° cavité	1	2	3
Volume (m <sup>3</sup> )	420 000	340 000	650 000
Durée	3 ans et 4 mois	2 ans et 2 mois	4 ans et 4 mois
Concentration maximale de la saumure (g/L)	250	280	285

Les calculs et les résultats détaillés sont présentés en Annexe A6.

Ces calculs nous ont permis de nous rendre compte que le choix de la position des points d'injection et de soutirage a un fort impact sur la durée du lessivage ainsi que sur la concentration de la saumure. Pour accélérer le processus, il est ainsi plus judicieux d'initialiser une nouvelle passe en plaçant l'injection à l'intérieur de la précédente afin de garder une saumure de concentration élevée dans la cavité tout au long du lessivage, plutôt que de créer des passes qui se superposent indépendamment. En effet, un débit de saumure sortant à une concentration élevée et à peu près constante est préférable pour une valorisation industrielle.

## Chapitre III : Installations de surface et bilan énergétique

L'objectif de ce chapitre est de dimensionner les installations de surface conformément aux différentes configurations de stockage étudiées précédemment. De plus, nous souhaitons obtenir les valeurs des puissances consommées par les différents appareils et de leur rendement de manière à pouvoir par la suite établir un bilan économique. Nous utilisons pour cela le logiciel HYSYS qui permet d'établir des bilans de matière et d'énergie et s'appuie sur une bibliothèque de composés chimiques. Lors de notre étude, l'évolution des gaz se fait dans des conditions de pressions très élevées et ne peut donc plus être modélisée par la loi des gaz parfaits, HYSYS utilise ici une équation d'état plus fine, celle de Peng-Robinson.

Les paramètres fixés ici, en fonction de la configuration étudiée, sont les débits, températures et pressions d'entrée des installations, en veillant à respecter la continuité entre les différents modules et les cavités. Le logiciel calcule et affiche les valeurs de ces grandeurs d'état ainsi que de la composition du système dans toute l'installation, ce qui permet d'adapter l'installation réelle en conséquence.

### 3.1 Fonctionnement du système

Nous avons séparé le système en trois cellules : l'électrolyseur, le méthaneur et la turbine. Les flow-sheets de la modélisation HYSYS sont fournis en Annexe A7.

#### 3.1.1 Electrolyse

L'électrolyseur PEM est alimenté avec une grande quantité d'eau, préalablement traitée et mise à la pression du système. Seule une petite partie de cette eau est électrolysée tandis que le reste est utilisé pour limiter la montée en chaleur du réacteur et est ensuite refroidi et réinjecté à l'entrée de l'électrolyseur. Nous modélisons la séparation  $H_2/O_2$  que le réacteur fait intrinsèquement par un séparateur. Le dihydrogène est purifié de son eau et est mis aux bonnes température et pression pour être envoyé dans le méthaneur. Le dioxygène est refroidi et comprimé pour être envoyé en cavité saline dans l'état souhaité. Les compresseurs doivent avoir un rapport maximum de trois entre les pressions sortante et entrante, d'où l'utilisation de plusieurs blocs compresseur/refroidisseur en série (deux pour le dioxygène ici). Nous aurions également pu utiliser la chaleur du méthaneur pour vaporiser l'eau issue du réseau avant son électrolyse afin d'améliorer le rendement.

#### 3.1.2 Méthanation

A la sortie de l'électrolyseur, le dihydrogène arrive au niveau du méthaneur où il réagit avec du  $CO_2$  dans un réacteur catalytique, ici modélisé par un réacteur de Gibbs, selon la réaction  $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$ . Le  $CO_2$  utilisé provient d'une des cavités salines. Le gaz est ensuite acheminé vers une cellule de post-traitement du gaz, constituée d'une répétition comprenant un compresseur, un refroidisseur et un séparateur. Le nombre de répétitions dépend de la pression souhaitée en sortie ainsi que du taux de compression. Le séparateur permet d'évacuer l'eau formée qui est ensuite acheminée vers l'électrolyseur qui la consomme. Lors de la simulation les débits, les pressions et les températures des différents gaz en entrée et sortie de l'unité de méthanation ont été choisies de manière à respecter les valeurs obtenues en sortie de l'électrolyseur et les conditions de soutirage et d'injection dans les cavités.

#### 3.1.3 Turbine à gaz

Enfin, à la fin de la chaîne arrive la turbine à gaz censée restituer l'électricité sur le réseau. Le procédé fait réagir le méthane et l'oxygène soutirés des cavités salines dans une chambre à oxy-combustion, ce qui dégage du  $CO_2$ , de l'eau et beaucoup de chaleur (jusqu'à  $1300^\circ C$ ). Le mélange rentre ensuite dans la turbine à gaz où sa détente permet la restitution de l'énergie sous forme d'électricité. En sortie de turbine, le mélange est encore à température importante, et on récupère sa chaleur avec un cycle combiné ce qui permet de produire encore de l'électricité. Finalement, une petite fraction du mélange est renvoyé dans la chambre à oxy-combustion après pressurisation et refroidissement afin d'avoir un certain contrôle sur la température à l'entrée de la turbine grâce à une boucle de rétroaction. La température maximale acceptable dans la turbine est communément de  $1300^\circ C$ , au-delà les matériaux ne résistent plus. Afin d'augmenter le rendement de ce procédé, il est important de mettre en place le cycle combiné et la boucle de rétroaction pour valoriser au mieux les hautes températures du procédé.

Cette simulation nous a notamment permis de dénombrer le nombre de compresseurs et de refroidisseurs

nécessaires afin de respecter le rapport maximal de pression admissible par les compresseurs.

Le flow-sheet simplifié du procédé EMO est donné par la Figure 3.19, et les différents composants de chaque cellule, par le Tableau 3.3.

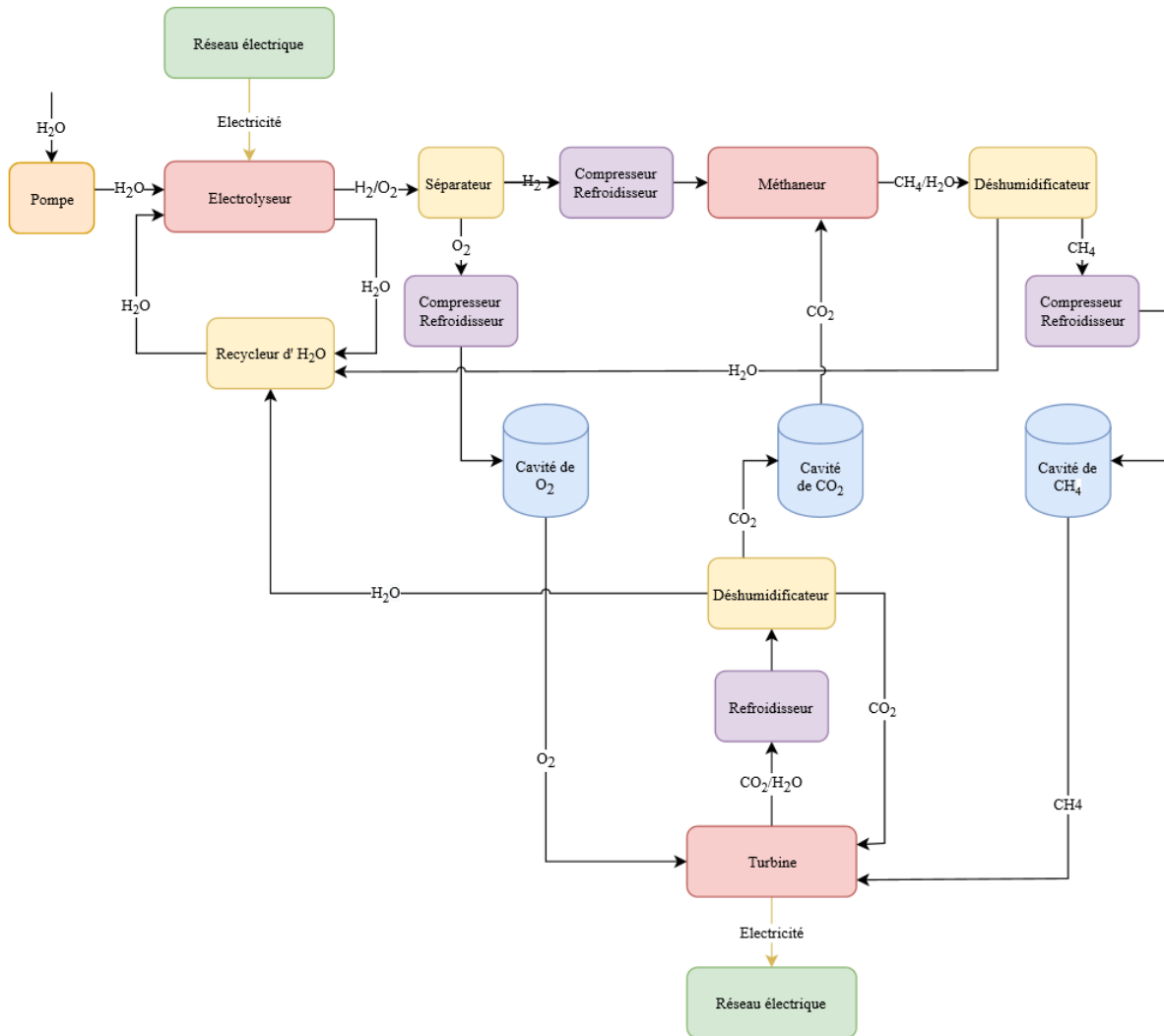


Figure 3.19. Flow-sheet simplifié du processus EMO

Tableau 3.3. Différents composants de chaque cellule

Cellule	Electrolyseur	Méthaneur	Turbine
Composants	4 refroidisseurs 1 réchauffeur 2 compresseurs 1 détendeur 1 séparateur 1 réacteur 1 pompe	3 refroidisseurs 1 échangeur 2 compresseurs 1 méthaneur	3 refroidisseurs 1 échangeur 2 compresseurs 1 détendeur 1 turbine 1 pompe

### 3.2 Résultats de puissances obtenues

On donne ici les résultats pour la configuration saisonnière à 800 m de profondeur, une des configurations les plus susceptibles de nous intéresser (Tableau 3.4). Dans ce tableau, la puissance injectée correspond à la puissance électrique consommée par l'électrolyseur et à la puissance du gaz entrant dans les machines pour le méthaneur et la turbine. La puissance émise est la puissance du gaz sortant pour l'électrolyseur et le méthaneur, et la puissance électrique produite pour la turbine. HYSYS nous fournit également les puissances consommées par les différents composants intermédiaires comme les compresseurs ou la pompe. Ces données seront exploitées pour les calculs de rendement.

Tableau 3.4. Puissances des différentes cellules

Cellule	Electrolyseur	Méthaneur	Turbine
Puissance injectée ( MW)	702,1	171,2	452,1
Puissance émise ((MW)	407,4	167,8	226,9

### 3.3 Rendement

Nous avons décomposé le calcul de rendement pour les trois modules avec la formule suivante :

$$\eta = \frac{P_{\text{écoulement}} - P_{\text{machine}}}{P_{\text{écoulement}}}$$

Avec :

- $P_{\text{écoulement}} = \begin{cases} \text{Débit massique} * \text{PCI pour l'électrolyseur et le méthaneur} \\ \text{Puissance électrique en sortie pour la turbine} \end{cases}$
- $P_{\text{machine}} = \text{Puissance consommée par les composants}$   
(compresseurs, détendeurs, pompes et électrolyseur)

On donne pour exemple la configuration saisonnière à 800m de profondeur (Tableau 3.5) :

Tableau 3.5. Rendements pour la configuration saisonnière à 800 m

Cellule	Electrolyseur	Méthaneur	Turbine
Rendement $\eta$	0,67	0,98	0,5
Rendement final	0,33		

En faisant les calculs pour chaque configuration, on remarque que les différents rendements varient très peu et que le rendement final reste de l'ordre de 0,33. Le calcul de ce rendement ne prend pas en compte les puissances consommées par les échangeurs thermiques, les séparateurs, la turbine et le méthaneur. Cependant, celles-ci seront tout de même utiles lors de l'établissement du bilan économique.

Un rendement d'un tiers peut paraître faible à première vue, cependant il est important de remarquer que l'électricité qui est produite par ce procédé est complètement décarbonée. En effet, le CO<sub>2</sub> tourne en boucle fermée ; aussitôt produit par le méthaneur, il est stocké en cavité ou réutilisé pour limiter la montée en température dans la turbine. De plus, ce processus est alimenté par de l'énergie résiduelle due à une production d'électricité supérieure à la demande qui, sans cette forme de stockage, serait perdue. Notons enfin que ce rendement est voisin de celui d'une centrale nucléaire qui produit aussi de l'électricité décarbonée.

# Chapitre IV : Etude de sites potentiels en France

Ce chapitre vise à proposer des sites d'implantation pour une installation EMO en France. Nous nous sommes tout d'abord intéressés aux réglementations qui vont s'appliquer à notre projet, ainsi que les principales démarches nécessaires à la création d'une installation, administratives bien sûr mais également celles concernant l'acceptabilité du projet par les riverains et citoyens concernés. Un des objectifs de ce travail était de fournir une ébauche de ces démarches, appliquées à une installation EMO. C'est à la lumière de ces résultats que nous nous sommes ensuite penchés sur la recherche de sites en France. Différents critères ont alors mené à la sélection de trois sites en France.

## 4.1 Réglementations

### 4.1.1 Carte des réglementations

Le procédé EMO implique le stockage de gaz en quantités industrielles. Il est donc directement soumis au code minier (articles 211-1 et suivants). Comme ce stockage peut avoir des répercussions sur son entourage, le code de l'environnement est également concerné (article L511-1) ; il est de ce fait soumis au régime des Installations classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE). Les quantités stockées sont assez importantes pour soumettre les cavités à la directive Seveso 3, qui induit la préparation d'une étude d'impact, d'une étude de danger et d'un PPRT (traités ensuite dans le rapport) et d'autres documents qui seront étudiés par les populations et la DREAL (Direction régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement). Ce dernier organisme est très important car c'est lui qui envoie au préfet un rapport technique sur la demande de concession. C'est le préfet qui finalement prend la décision d'autoriser l'exploitation. Lorsque certaines modifications sont apportées ou de nouveaux travaux faits, il faut alors obtenir de nouvelles autorisations dépendant du code minier et du code de l'environnement. Enfin l'abandon des cavités est également réglementé par ces codes, il faut donc prévoir cette étape importante lors de la préparation des dossiers. La Figure 4.20 résume les différentes réglementations concernant le procédé EMO.

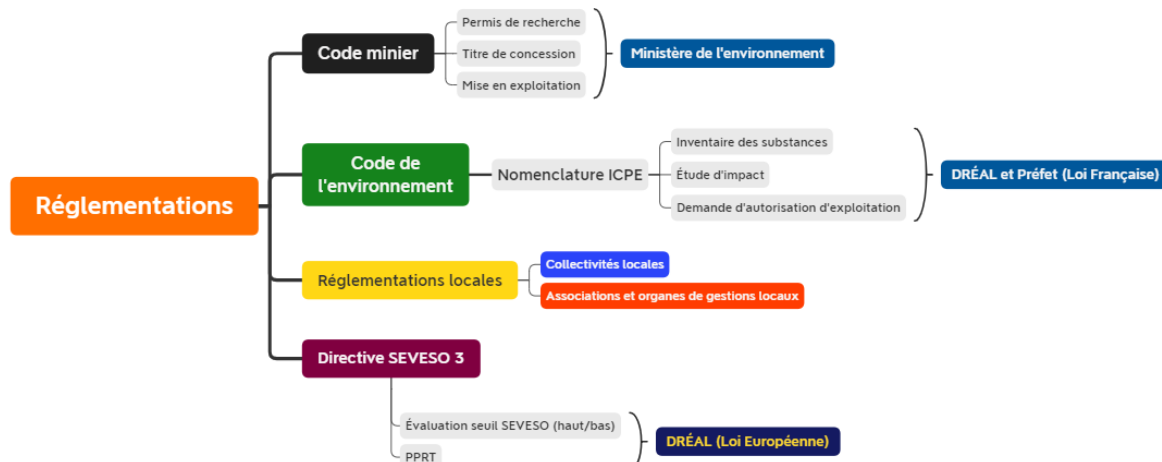


Figure 4.20. Carte des différentes réglementations concernant le procédé EMO

Ces réglementations sont nécessaires afin de prévenir et d'encadrer de possibles accidents, afin de réduire leur possibilité d'apparition et leur impact. Une étude retraçant le déroulement d'un accident majeur survenu aux Etats-Unis en 1992 est disponible en Annexe A8.1 afin de mieux comprendre l'importance de ces réglementations

### 4.1.2 Etude d'impact : rôle et application

L'étude d'impact vise à définir précisément l'impact d'un projet sur le lieu d'installation de ce dernier, ainsi que des propositions de réduction de cet impact. Elle a une trame imposée à l'avance :

- Description des installations et opérations envisagées ;
- Scénario de référence : Situation de pré-exploitation du site ;
- Description des impacts du projet ;
- Propositions de réduction des impacts.

Dans la suite, nous proposerons des pistes pour mener une étude d'impact dans le cadre d'un projet de stockage EMO. Ces pistes seront utiles lors du choix d'un site pour implanter notre projet en France.

Dans le Chapitre 2, nous avons abordé l'impact d'une installation EMO sur la formation salifère réceptrice en étudiant les conditions de stabilité des cavités et les réactions chimiques entre les gaz stockés et l'environnement avec les logiciels CHESS et DEMETHER. La Figure 4.21 montre les thèmes traités dans notre étude d'impact. La Figure 4.21 montre les thèmes traités dans notre étude d'impact. L'étude complète est détaillée en Annexe A8.3.

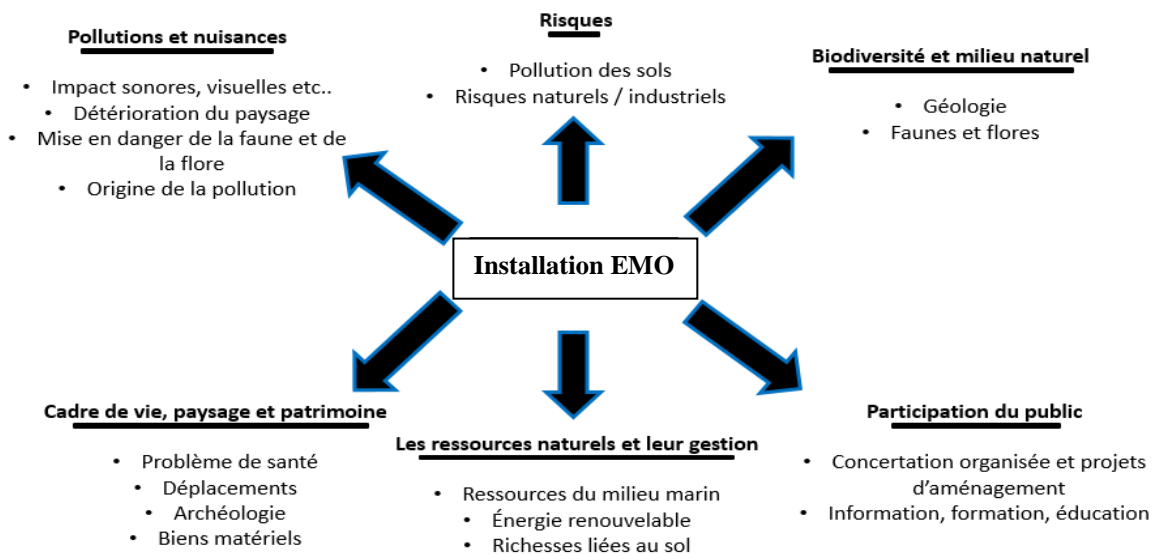


Figure 4.21. Exemple de thèmes étudiés

### 4.1.3 Etude des dangers

L'étude des dangers est menée par l'industriel et contrôlée par l'inspection des installations classées. Elle doit décrire les installations envisagées et existantes, identifier les sources de risques intérieures et extérieures. Après avoir identifié les sources de risques, elle doit les trier selon critères suivants :

- Gravité ;
- Probabilité ;
- Cinétique ;
- Zone menacée.

L'étude doit ensuite mettre en œuvre des mesures de préventions des risques et définir les acteurs, privés ou publics, à qui faire appel en cas d'incident. Dans toute l'étude, l'industriel est tenu d'utiliser les meilleures technologies disponibles pour qualifier, prévenir et réagir aux risques, dans la limite d'un cadre économique raisonnable. Les buts recherchés sont :

- Aiguiller les autorités sur la viabilité du projet ;
- Informer le public ;
- Faire émerger une culture du risque chez les populations (comment réagir en cas d'urgence) ;
- Trancher sur la possibilité d'urbanisation du secteur concerné.

L'étude est fondamentalement fondée sur l'analyse du risque. Un schéma expliquant la démarche aboutissant à la définition d'un risque est donné en Annexe A8 (Figure A8.1). Elle varie selon l'installation, sa localisation et son niveau (exemple: Seveso seuil bas ou haut, comme le montre la figure de l'annexe). Elle doit aussi rester proportionnelle aux risques qui en font le sujet.

Enfin, l'étude permet de savoir si des plans d'urgence sont nécessaires : POI (Plan d'Opérations Interne : pour les secours) ou un PPI (Plan Particulier Interne : pour les populations).

Dans le cas échéant, l'étude peut servir de bases à ces plans. Elle est dans tous les cas vitale pour la constitution d'un PPRT.

### 4.1.4 Plan de Prévention des Risques Technologique : PPRT

Ce plan définit des zones estampillées d'un niveau d'aléa. A chaque zone correspond un ensemble de mesures spécifiques, pouvant aller de la recommandation de travaux à l'expropriation. Le PPRT est également l'occasion pour l'industriel de recueillir l'avis des citoyens touchés par le projet.



La DREAL en est également un acteur phare : elle nomme un commissaire chargé d'enquête qui doit se positionner sur l'utilité publique du PPRT. Cet accord donne la légitimité des expropriations prévues dans le cadre du PPRT. La Figure 4.22 donne la trame d'un PPRT « classique ». On y retrouve une grande phase de préparation et de concertation avec les riverains et les associations.

Afin de mieux comprendre comment le PPRT s'inscrit dans une démarche d'information et de prévention, une description plus complète est fournie en Annexe A8.5. Elle détaille les risques étudiés dans le PPRT ainsi qu'un exemple dont nous pourrions nous inspirer pour le stockage EMO.

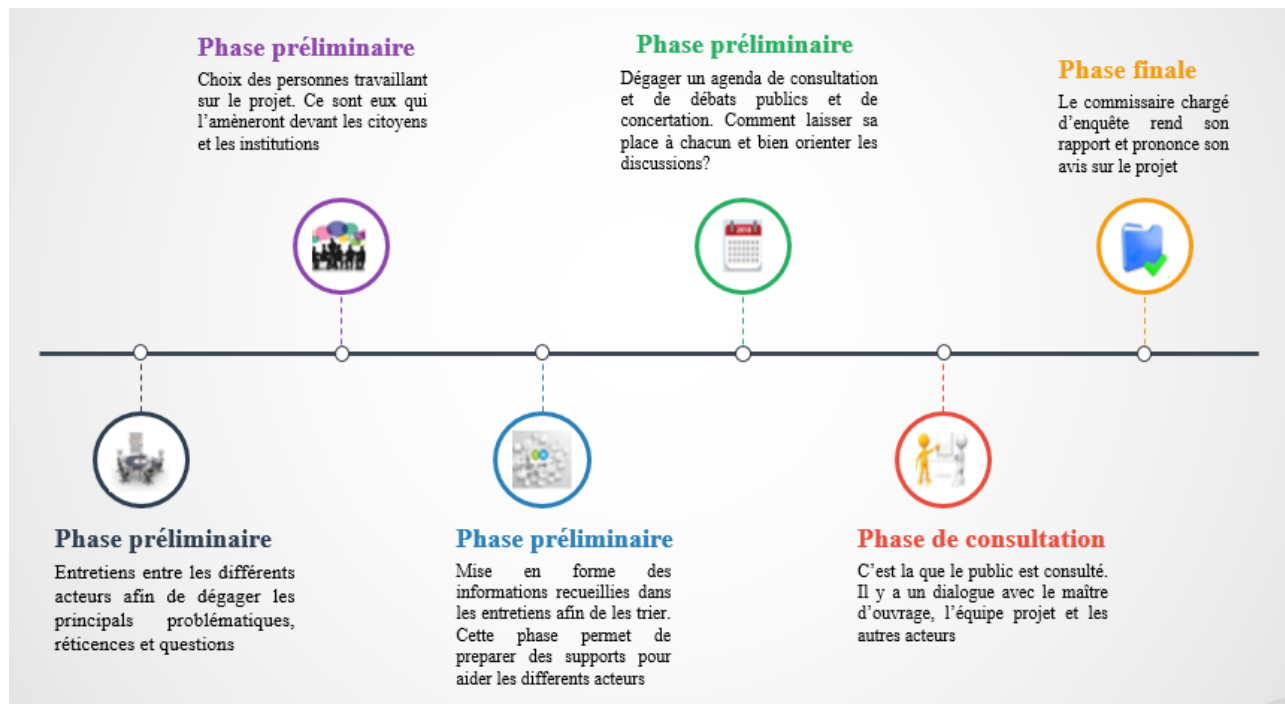


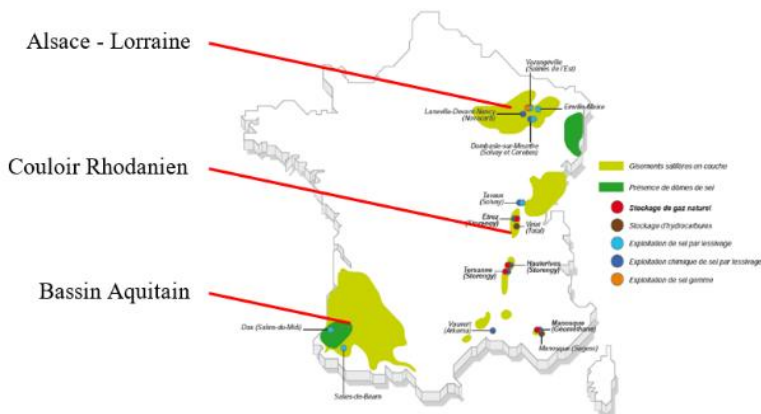
Figure 4.22. Déroulement-type d'un PPRT

Enfin, nous nous sommes intéressés au projet GÉFISS (Gouvernance Elargie pour les Filières d'Ingénierie du Sous-Sol), qui vise à donner des conseils afin de simplifier les rapports entre les industriels et les autres parties prenantes d'un projet. Ce projet nous aidera à améliorer notre préparation en vue de futures consultations publiques. Les ambitions et la démarche de ce projet sont détaillées en Annexe A8.6.

## 4.2 Etude de sites

### 4.2.1 Contexte

La halite se forme par précipitation des sels contenus dans l'eau de mer en contexte d'évaporation. Elle est un composant essentiel des formations salines disposées en couches ou en diapirs (Annexe A9.1).



On s'intéresse au choix d'une région pour l'implantation d'un site de stockage de gaz souterrain. On distingue trois régions potentielles en France, au vu de la répartition géographique des gisements évaporitiques.

Figure 4.4. Carte des dépôts évaporitiques en France et exploitations

## 4.2.2 Critères

Outre le fait de répondre aux contraintes techniques du cahier des charges dictées par le fonctionnement des cavités, un potentiel site de stockage doit aussi satisfaire à certaines autres exigences. On distingue des impératifs géologiques, qui influent sur la possibilité de créer les cavités, et des contraintes géographiques, qui ont un impact sur l'implantation des installations de surface, et un rôle dans l'acceptabilité sociale du site. Le choix d'un site dépend donc des critères indiqués par le Tableau 4.1.

Tableau 4.1. Critères de choix de site

Critères géologiques	Critères géographiques
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Profondeur de la formation salifère</li> <li>- Épaisseur de la formation</li> <li>- Qualité du sel</li> <li>- Extension latérale de la formation saline</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Urbanisation</li> <li>- Présence de Zones Protégées</li> <li>- Raccordement au réseau électrique</li> <li>- Alimentation en eau</li> <li>- Exutoire pour la saumure</li> </ul>

## 4.2.3 Etude des régions

### 1. Aquitaine

Le bassin Sud-Aquitain se distingue par son contexte géologique particulier, notablement tectonisé. Dans le domaine frontal nord-pyrénéen, au sud de l'Adour, les dépôts d'évaporites du Trias remontent vers la surface dans les plis dus au soulèvement des Pyrénées. Au Nord, dans le domaine sud-aquitain, on rencontre de nombreux diapirs (Mézos, Magescq, Dax, Téthieu, St-Pandélon Bénése, Gaujac...).

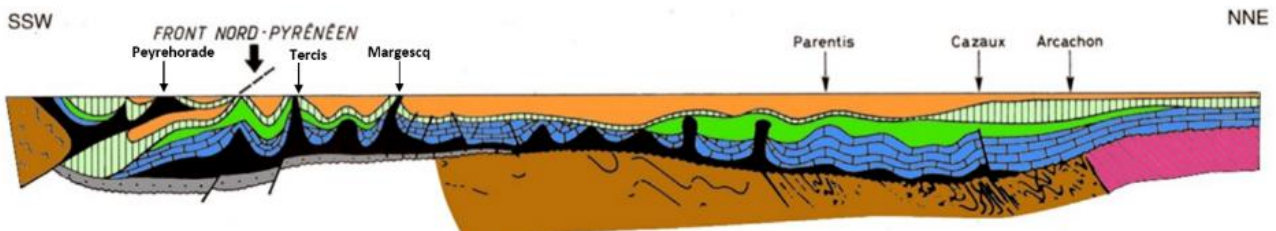


Figure 4.5. Coupe schématique de direction N-S à travers le Bassin Aquitain (Winnock, 1974).

Si certaines structures triasiques ne peuvent être retenues pour un stockage souterrain pour des raisons géologiques ou à cause d'activités de surface, on identifie toutefois certains sites d'intérêt :

- Le diapir de Téthieu, faiblement étendu mais présentant un sel homogène sur une grande profondeur ;
- Le diapir de Saint-Pandélon / Bénése, comportant une importante masse salifère contenant cependant plus d'hétérogénéités et intercalation argileuses ;
- La structure d'Urcuit, formant un horizon stratiforme. Cette structure est cependant plus mal connue.

Il serait cependant nécessaire de prévoir d'autres campagnes de forage pour améliorer la connaissance de ces structures, ou encore en explorer d'autres qui pourraient se révéler intéressantes (diapir probable de Mézos).

Nous résumons les caractéristiques des sites dans le diagramme ci-contre. Chaque critère de choix de site a été noté sur 4 (nous avons appliqué la même méthode pour l'Aquitaine et le Couloir rhodanien, et détaillé les raisonnements et les sources en Annexe A9). Ces notes apprécient la disponibilité d'une ressource en eau, l'existence d'un déficit de production dans la région, le potentiel de développement des énergies renouvelables, la facilité de débouchés pour la saumure, l'existence de zones protégées, la distance aux postes du réseau haute-tension et enfin la qualité de l'halite.

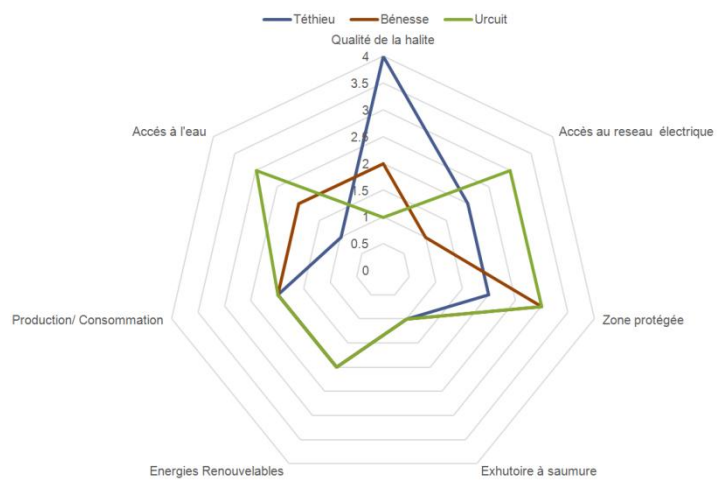


Figure 4.6. Notation pour la région Aquitaine

## 2. Couloir rhodanien

Le Couloir rhodanien présente trois zones intéressantes : la Bresse, le Valentinois et la zone de Manosque en Provence. Dans les trois zones étudiées présentent du sel en couche déposé lors de la formation du rift ouest-européen au paléogène, souvent sur deux niveaux et donc avec une belle variété de profondeurs. Des plissements de couches géologiques autorisent de plus des épaisseurs importantes, jusque 400 m environ. Des insolubles sont présents en inclusions, mais il y a peu de bancs épais intercalés. Néanmoins le sel du Valentinois est très fluant.

Des sites industriels de stockage d'hydrocarbure ou de gaz naturels sont déjà implantés dans les trois zones, respectivement à Etrez (01), Tersanne (26), et Manosque (04). Il serait donc envisageable de passer des accords avec les entreprises qui y sont implantées pour profiter des exutoires à saumure et de l'accès aux ressources en eau. Les zones sont bien raccordées au réseau électrique, mais sont situés dans des régions en déficit de production pour Manosque, et en surplus pour la Bresse et le Valentinois.

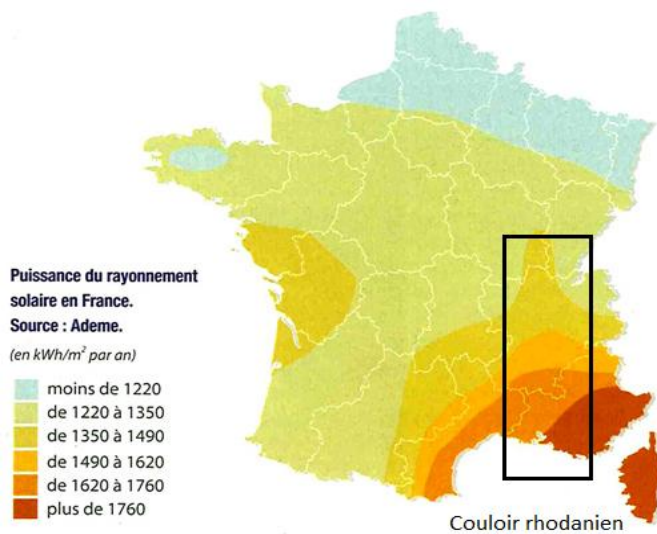


Figure 4.7. Puissance en kWh/m<sup>2</sup> du rayonnement solaire (ADEME)

L'implantation d'éoliennes et panneaux solaires y est envisageable, l'ensoleillement à Manosque étant même l'un des plus élevés de France. Cette région est l'une des plus intéressantes pour l'exploitation des énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le solaire ; la figure 4 a par exemple en partie déterminé la notation « énergie renouvelables » pour le couloir rhodanien. Enfin les zones protégées semblent pouvoir être évitées, à part à Manosque, où le site est à l'intérieur du Parc Naturel régional du Lubéron.

Les sites suivants peuvent être retenus (Annexe A9.2) :

- Curciat : près d'Etrez dans la Bresse, pour un stockage à 800 m ou 1200 m ;
- Tersanne : (Valentinois) pour un stockage à 1200 m ;
- Manosque : sur les sites de Géosel ou Géométhane déjà existants.

Les notations sont données par la Figure A.8.

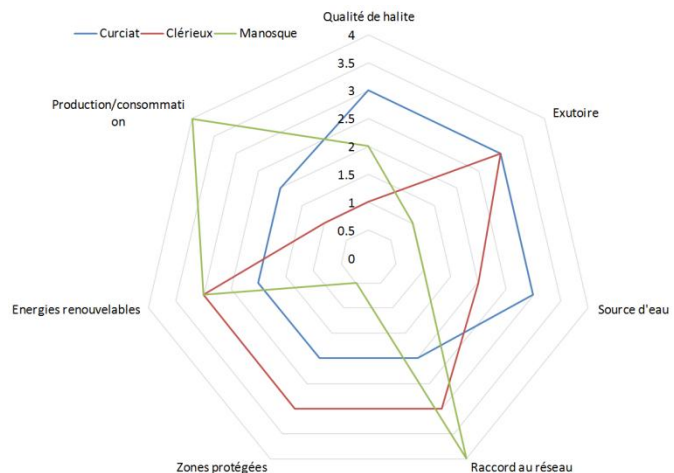


Figure 4.8. Notations pour la région Couloir rhodanien

## 3. Alsace et Lorraine

En Lorraine, la couche de sel, peu épaisse (200 m maximum), s'enfonce en allant vers l'ouest : si le sel affleure à l'est de Nancy, on ne retrouve pas l'halite avant 800m de profondeur vers Bar-le-Duc. Ces épaisseurs et profondeurs correspondent à un stockage journalier ou hebdomadaire, mais ne permettent pas d'envisager un stockage saisonnier (carte en Annexe A9).

L'Alsace est située au sein du fossé rhénan. L'halite et la potasse sont présentes surtout entre Mulhouse et Colmar (ancien bassin d'exploitation de la potasse), avec une forte variabilité de profondeur, entre 200 et 1500m.

Le Nord Est de la France est bien relié au réseau électrique et énergétique, en particulier l'Alsace. Les barrages hydroélectriques et les centrales nucléaires y sont bien représentés. En revanche, la production d'électricité grâce aux énergies éoliennes et solaires n'y est pas optimale. La notation de la qualité de l'halite correspond au taux d'insolubles dans le sel, ainsi qu'à l'épaisseur des bancs d'insolubles. Enfin les zones naturelles sont plus contraignantes en Alsace (Figure 6), dans les zones humides près du Rhin, qu'en Lorraine.

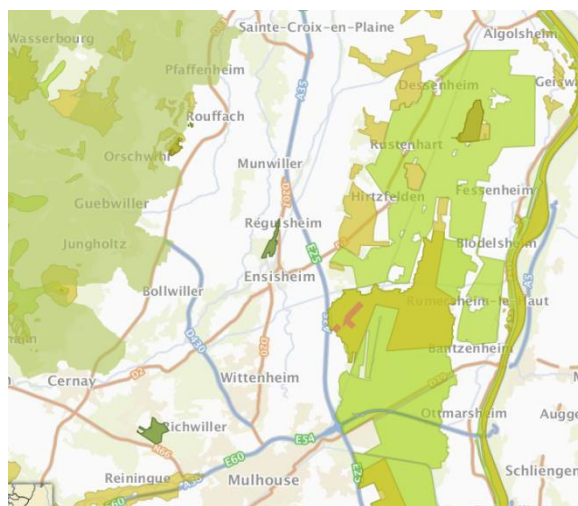


Figure 4.9. Zones naturelles au nord de Mulhouse (Géoportail)

Trois sites semblent présenter un intérêt pour le stockage journalier ou hebdomadaire : Mélny, Champigneulle et Sausheim. Les caractéristiques des trois sites sont résumées sur le diagramme ci-contre. Ceci nous a conduits à retenir le site de Sausheim préférable pour la qualité de son sel. Dans tous les cas, une campagne de forage semble nécessaire pour connaître mieux ces structures, ou en repérer d'autres potentiellement plus intéressantes.

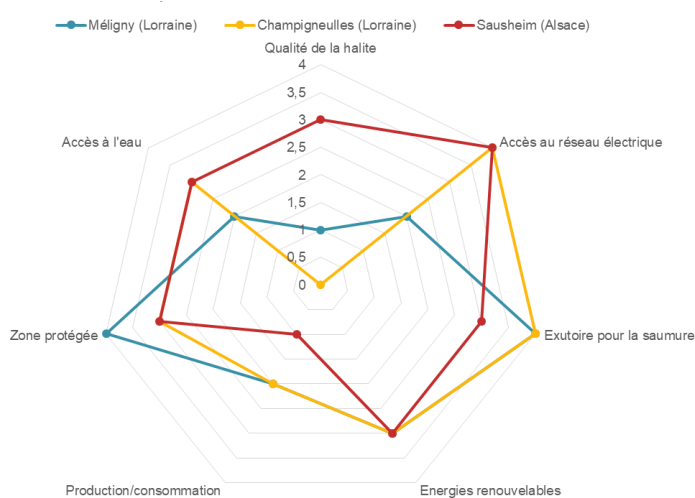


Figure 4.10. Comparaison des sites retenus en Alsace – Lorraine.

#### 4.2.4 Bilan

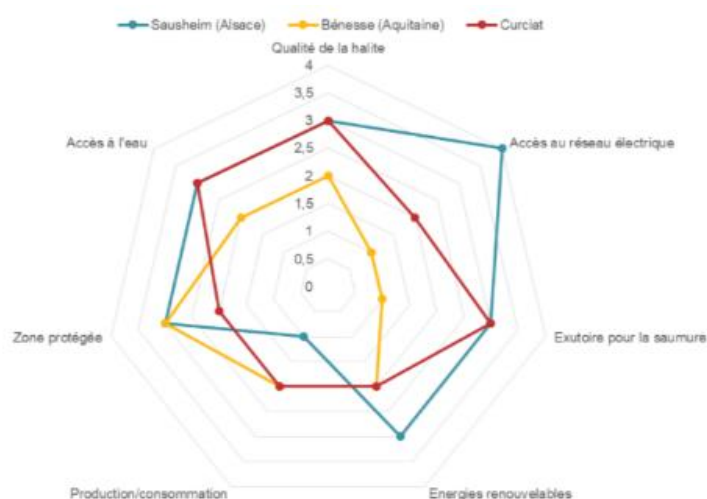


Figure 4.11. Comparaison des sites retenus dans les trois régions.

Pour chacune des régions étudiées, nous avons sélectionné un site, grâce à la méthode de notation établie plus haut. Chacun des trois sites retenus correspond à une configuration de stockage : Bénése en Aquitaine pour le stockage journalier, Sausheim en Alsace pour le stockage hebdomadaire, et Curciat dans l'Ain pour le stockage saisonnier. C'est toutefois ce dernier site, localisé près de celui d'Etrez exploité aujourd'hui par Storengy, qui nous a paru le plus prometteur ; notamment du point de vue des critères géologiques tels que l'épaisseur, la profondeur et la qualité du sel (Annexe A9).

Cette étude a montré que la France ne compte que peu de sites potentiels pour le stockage en cavité saline des gaz associés au procédé EMO, notamment pour la configuration saisonnière. Cela peut être un facteur limitant pour le développement du projet en France.

## Chapitre V : Evaluation économique du projet

L'objectif de ce dernier chapitre est d'étudier les différents coûts générés sur toute la durée de vie du projet afin d'en déduire sa rentabilité, et de le comparer à d'autres techniques de stockage déjà existantes.

### 5.1 Investissements et coûts opératoires

Nous utiliserons deux grandeurs économiques pour évaluer le coût de l'installation :

- le CAPEX (Capital Expenditures) : il s'agit de tous les coûts relatifs à l'investissement. Ce dernier peut être dit initial ou de renouvellement lorsqu'il est nécessaire d'effectuer des remplacements ;
- l'OPEX : il s'agit des dépenses opératoires intervenant tout au long du fonctionnement de l'installation (consommation électrique par exemple).

#### 5.1.1 Evaluation du CAPEX par dispositif

A partir du bilan de puissance réalisé précédemment (Annexe A10.1), nous calculons le CAPEX d'investissement en utilisant le prix des appareils par kW ou kWe (Tableau 5.1).

Tableau 5.1. Coût des composants en fonction de la puissance développée (ENEA Consulting)

Composant	Coût (€/kW)	Puissance (kW)	Durée de vie (h)	CAPEX investissement (€)
Echangeur	200	20 000	100 000	4 000 000
Compresseur	500	4 300	200 000	2 150 000
Séparateur	Coût fixe = 10 000€	300	200 000	10 000
Méthaneur	200	120 000	20 000	24 000 000
Détendeur	1700	78 800	100 000	134 000 000
Electrolyseur	650-3000	600 000	80 000	600 000 000

La durée de vie des appareils nous permet de prévoir le nombre de remplacements afin de calculer le CAPEX de renouvellement. Nous pouvons ainsi comparer la part des différents appareils dans le CAPEX total (voir figure 2). On prendra comme coût de la cavité 100 €/m<sup>3</sup>, d'après des données proposées par Storengy (Annexe A10.2).

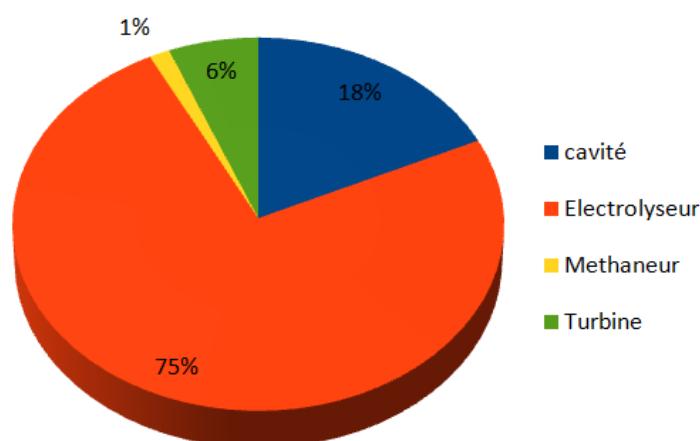


Figure 5.23. Répartition des investissements dans le procédé EMO, sur une période de 25 ans.

Nous remarquons que la majorité du coût se concentre sur l'électrolyseur qui devra faire l'objet d'une optimisation.

Pour la suite de l'étude, on intégrera un coût supplémentaire, à hauteur de 30 % des CAPEX pour tenir compte des dépenses en ingénierie, des salaires, de la maintenance, ainsi que d'un seuil d'imprévu. Ce pourcentage est relativement bas en raison d'un CAPEX particulièrement élevé à cause de l'électrolyseur dont la maintenance n'est pas aussi chère que son coût initial.

### 5.1.3 Evaluation de l'OPEX par dispositif

Le calcul de l'OPEX fait intervenir le coût par kWh de chaque appareil ainsi que le prix de l'électricité sur le réseau. Pour l'ensemble des calculs, nous avons considéré une valeur basse de 0.035 €/kWh pour la consommation électrique. En effet, ce dispositif de stockage est alimenté par de l'électricité à bas coût lors de la phase de production, puis lors de la phase de restitution où l'électricité est la plus chère, on utilise l'électricité qu'on stocke donc au prix initial.

Si l'on considère une valeur fixe de l'OPEX au cours des années pour comparer les différents dispositifs, on peut à nouveau souligner que la part majoritaire est tenue par le coût de l'électrolyseur.

## 5.2 Actualisation des dépenses

Pour pouvoir comparer toutes les dépenses sur plusieurs années, il est nécessaire de les actualiser, c'est à dire prendre en compte l'évolution de la valeur de l'argent, due à l'inflation et aux différents investissements. On parle de dépenses actualisées. On les calcule par la formule suivante :

$$Dépenses_{actu} = \sum_{i=0}^N \frac{Dépenses(i)}{(1+a)^i}$$

On choisit pour la suite des calculs un taux d'actualisation à 10 %, ce qui correspond au taux de rentabilité interne (TRI) que l'on cherche à atteindre.

On peut ainsi sommer tous les CAPEX et les OPEX sur toutes les années d'exploitation et obtenir un total des coûts d'investissement et un total des dépenses opératoires.

Le coût de remplacement et les dépenses aléatoires diminuent au fur et à mesure que les années passent. On se retrouve avec une valeur bien inférieure aux coûts non actualisés (Tableau 5.2).

Tableau 5.2. Comparaison de l'investissement total actualisé et non actualisé pour une configuration saisonnière avec des cavités à 800 m

CAPEX total (25 ans)	6 280 M€
CAPEX actualisé total (25 ans)	3 985 M€

Un des coûts les plus élevés de notre installation est celui des électrolyseurs, qui coûtent initialement 3.45 milliards d'€. En revanche, on ne remplace ces électrolyseurs que tous les 10 ans, et leur coût de remplacement diminue grâce à l'actualisation, ce qui réduit considérablement le coût de l'installation.

Pour ce qui est des OPEX, l'actualisation les fait aussi grandement diminuer, passant de 100 millions d'€, les premières années, à 15 millions d'€ au bout de 25 ans, pour des cycles saisonniers par exemple.

Il est alors intéressant de comparer la répartition des investissements et dépenses opératoires sur le coût total de l'exploitation (Annexe A10.3). On remarque que l'investissement représente une dépense bien supérieure aux dépenses opératoires.

## 5.3 Rentabilité du projet

### 5.3.1 LCOS et comparaison avec d'autres stockages

Les valeurs du CAPEX et de l'OPEX permettent d'avoir accès à un critère de comparaison qu'on appelle le Levelized Cost Of Storage (LCOS) grâce à la formule suivante :

$$LCOS = \frac{\sum_{i=0}^N \frac{Coût(i)}{(1+a)^i}}{\sum_{i=0}^N \frac{E_{produit}(i)}{(1+a)^i}}$$

$E_{produit}(n)$  étant la production d'électricité pendant l'année  $n$ , et plus généralement la production du produit qu'on fournit. Tableau 5.3 résume le LCOS des différentes configurations de stockage retenues dans le procédé EMO.

Tableau 5.3. LCOS des différentes configurations de stockage retenues

Cycle	Saisonnier		Hebdomadaire		Journalier		
Profondeur (m)	800	1200	800	1200	350	800	1200
LCOS en \$/MWh	577	585	502	499	420	421	421

Le LCOS est exprimé en \$/MWh et correspond au prix minimal auquel il faudrait vendre notre électricité afin que les coûts soient compensés par la vente d'énergie. On remarque que ce prix varie surtout en fonction du cycle de stockage. Le critère le plus important qui permet de faire diminuer le prix est le rapport de temps passé à utiliser l'électrolyseur, et celui passé à restituer l'électricité par la turbine. Plus on sollicite l'électrolyse, et plus les coûts d'investissement seront élevés, car il s'agit du procédé le plus chère dans le projet EMO.

Le LCOS est aussi un critère pratique pour comparer l'EMO avec d'autres systèmes de stockage déjà existants, comme les batteries, les STEP, et d'autres indiqués dans la Figure 5.24.

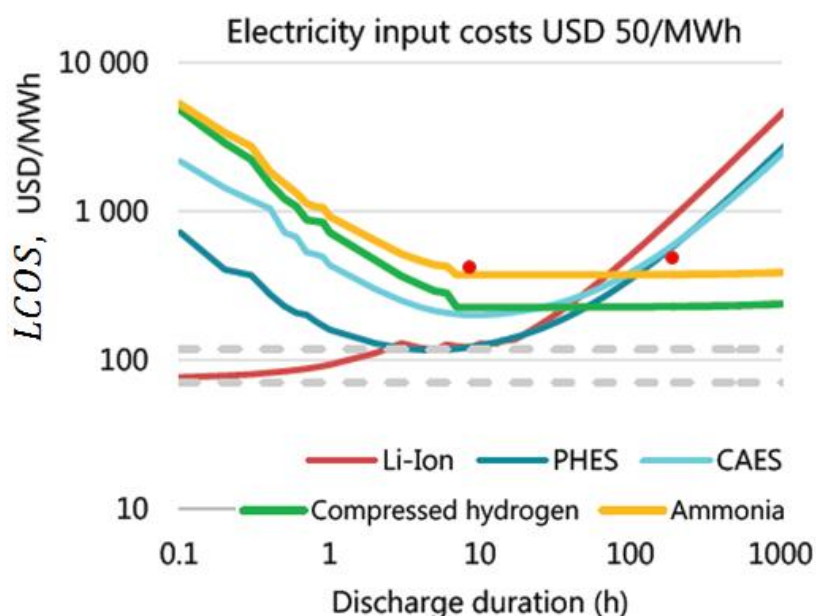


Figure 5.24. LCOS du procédé EMO en fonction de la durée de décharge comparé à d'autres systèmes de stockage (données IEA 2019)

Les 3 points sur le graphique correspondent aux trois différents cycles considérés pour les configurations. Le procédé EMO se situe légèrement au-dessus des autres technologies power-to-gas, le prix est plus élevé que la moyenne, mais pas de manière excessive. Avec une hausse de l'utilisation des énergies renouvelables, on s'attend à une nécessité croissante de ces systèmes de stockage, notamment les systèmes capables de restituer de l'électricité sur un cycle saisonnier comme l'EMO.

En réalité, les systèmes de stockage ne font pas leur chiffre d'affaire grâce à la vente d'énergie, mais plutôt grâce à un temps de disponibilité : ils sont capables de restituer de l'électricité sur le réseau si apparaît une forte demande. Les entreprises délivrant l'électricité aux particuliers apprécient donc d'avoir ce secours en cas d'incapacité à répondre à la demande.

## 5.4 Etude de sensibilités et variante du procédé

Enfin, observons l'évolution du LCOS en fonction de variation de différents critères du projet. Les CAPEX et OPEX peuvent par exemple baisser si le projet attire le soutien d'organisations ou d'institutions gouvernementales, en tant que solution pour le développement durable, ou bien grâce à des progrès technologiques faisant baisser le coût des équipements. Au contraire, il peut augmenter pour diverses raisons, comme des coûts non pris en compte, des complications dans le projet, etc...

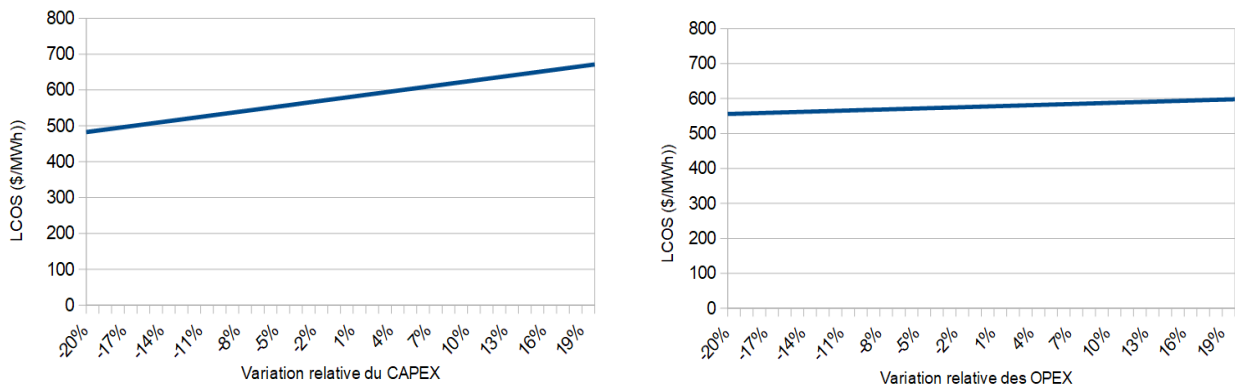


Figure 5.25. Variation du LCOS en fonction de la variation du CAPEX et de l'OPEX

L'évolution du CAPEX est linéaire et va de 500 à 680 \$ pour des variations du CAPEX de -20 à +20 %. Les OPEX varient essentiellement à cause du coût de l'électricité dont ils dépendent directement. On remarque que l'évolution est aussi linéaire mais l'amplitude est cette fois ci beaucoup moins importante, par rapport à la variation des CAPEX. Le procédé EMO est donc plus sensible à des variations dans ces investissements.

Un domaine dans lequel le procédé pourrait s'améliorer est dans la quantité des gaz à stocker. Pendant notre MIG, nous avons envisagé une variante au procédé EMO, dont les détails sont donnés en annexe A11.1.

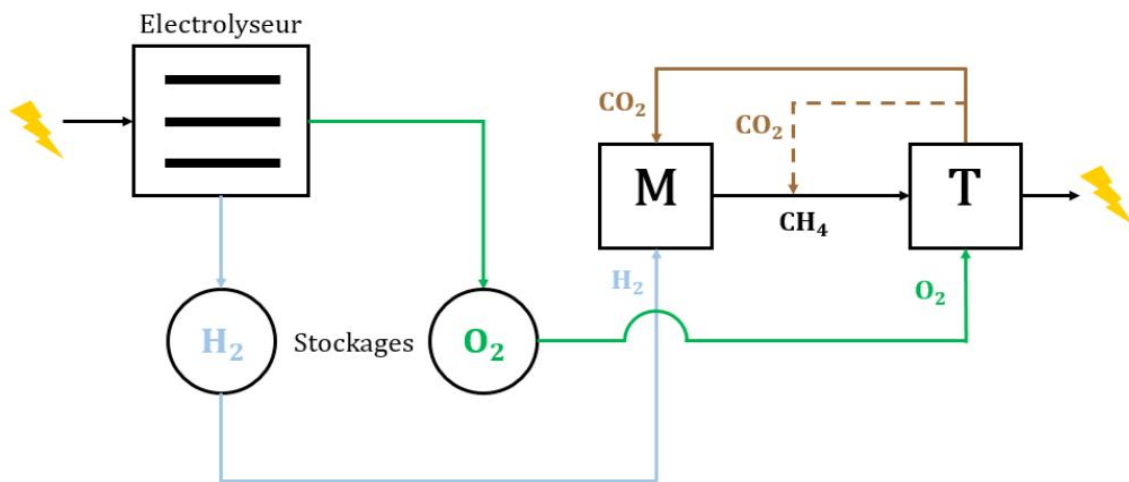


Figure 5.26. Schéma de la variante du procédé EMO

En faisant fonctionner le méthaneur et la turbine de manière synchrone, on s'évite de stocker le dioxyde de carbone et le méthane, en ayant seulement à stocker l'oxygène. Cela revient à construire grossièrement 60 % de cavités en moins pour le stockage de gaz. De plus, on est capable de réutiliser la chaleur dégagée par la turbine et le méthaneur combiné pour produire plus d'électricité avec un cycle combiné. On obtient donc de meilleurs résultats avec cette variante du procédé (Annexe A11.2)

Ces considérations économiques nous permettent de conclure sur la compétitivité du procédé EMO, qui pourrait toutefois s'améliorer en jouant sur ces cycles de fonctionnement, et la quantité de gaz stocké.

Le cycle journalier est moins cher mais moins compétitif que les cycles hebdomadaires et saisonniers, qu'il faut donc privilégier.



## Conclusions et perspectives

Dans un contexte de transition énergétique, les énergies renouvelables sont appelées à occuper une part de plus en plus importante de la production électrique. Cependant, leur caractère intermittent conduit à envisager de nouvelles formes de stockage de l'électricité à grande échelle afin d'équilibrer l'offre et la demande. En effet, les techniques de stockage électrique actuelles, comme les batteries, ne sont pas adaptées aux grandes puissances mises en jeu. En revanche, l'utilisation de l'électricité excédentaire pour la production de gaz et leur stockage semble constituer une alternative prometteuse. Le procédé EMO (Electrolyse Méthanation et Oxycombustion) étudié dans ce projet s'inscrit dans cette perspective.

Basé sur le principe du Power-to-Gas et utilisant les techniques de méthanation et de combustion dans le dioxygène pur, la méthode de stockage de l'électricité associée au procédé EMO repose sur la mise en réservoir de trois gaz : le méthane de synthèse produit, le dioxygène généré par l'électrolyse et le dioxyde de carbone capté à la sortie de la chambre de combustion. Le stockage de ces gaz en cavités salines a été privilégié car cette technique est bien maîtrisée et est déjà utilisée pour le stockage stratégique d'hydrocarbures liquides et gazeux. En effet, les propriétés du sel, très peu perméable, soluble dans l'eau et peu réactif avec les produits stockés, permettent la création de cavités étanches pouvant contenir de grandes quantités de gaz. La rapidité du soutirage des gaz stockés dans les cavités salines constitue également un avantage considérable dans ce type d'application pour développer les puissances requises.

Dans le cadre de cette étude, nous avons examiné trois types de configurations de stockage : journalier, hebdomadaire et saisonnier correspondant à différentes variations des besoins en électricité. Pour chaque configuration, trois profondeurs de stockage ont été examinées afin d'utiliser au mieux les formations salines existantes. Nous avons d'abord mené une étude technique du procédé EMO, mettant en jeu différents domaines de la physique. La modélisation thermodynamique de la cavité, la simulation numérique de sa création, l'analyse de la réactivité des gaz avec la saumure et les insolubles, les choix et dimensionnements des installations de surface ainsi que le calcul de leurs rendements énergétiques respectifs ont été nécessaires pour avoir une compréhension globale du problème. Cette étude a permis de mettre en évidence certains défis technologiques à relever afin de rendre le projet viable, comme le stockage du dioxyde de carbone, problématique en raison des propriétés thermodynamiques et chimiques particulières de ce gaz. Un changement de phase liquide-gaz peut se produire dans certaines conditions de pression et de température lors du stockage de ce gaz en cavité saline. La réactivité de ce gaz avec les installations cimentées, notamment au niveau du cuvelage du puits, soulève la question de durabilité et d'étanchéité de ces ouvrages. L'amélioration de certaines installations aux rendements faibles comme la turbine et l'électrolyseur constitue également un enjeu crucial pour l'avenir du projet, afin de dépasser le rendement de un tiers calculé dans le bilan énergétique final.

Par ailleurs, il nous a fallu identifier des sites potentiels pouvant accueillir de telles installations. Nous les avons choisis en définissant des critères géologiques, économiques et environnementaux, en lien avec la réglementation qui s'applique à ce type de site industriel. En outre, l'accès à une grande quantité d'eau ainsi que la présence d'un exutoire pour la saumure sortante sont nécessaires pour la création des cavités. Les sites retenus en France sont principalement situés dans le couloir rhodanien, mais aussi en Alsace et dans le Bassin aquitain. Seul un nombre assez restreint de sites vérifie les exigences des critères établis, ce qui peut s'avérer limitant pour le développement des projets EMO.

Enfin, nous avons réalisé une analyse économique du projet afin d'évaluer sa rentabilité. Nous avons estimé les investissements, le prix d'achat de l'électricité ainsi que les coûts d'exploitation à l'aide de données issues de l'industrie. Cela a permis de mettre en évidence la part bien supérieure des CAPEX par rapport aux OPEX dans les dépenses. Ceci est dû en particulier au coût de l'électrolyseur. Nous en avons conclu que, par rapport aux autres techniques de stockage actuelles, le procédé EMO ne semble vraiment économiquement intéressant que dans le cas d'une configuration de stockage saisonnier. D'autres variantes du procédé, utilisant par exemple le fonctionnement synchronisé du méthaneur et de la turbine et permettant ainsi d'éviter le stockage du dioxyde de carbone, ont été proposées pour rendre le processus plus compétitif.

## Bibliographie

Rodrigo Rivera-Tinoco. Etude technico-économique de la production d'hydrogène à partir de l'électrolyse haute température pour différentes sources d'énergie thermique. Sciences de l'ingénieur[physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2009. Français. NNT: 2009ENMP1629.pastel-00005346

MILLET, Jean-Christophe. « Cellules d'électrolyse chlore-soude ». *Ref: TIP452WEB - « Opérations unitaires. Génie de la réaction chimique »*, 10 juin 2008, <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/42330210-reacteurs-chimiques/download/j4804/cellules-d-electrolyse-chlore-soude.html>.

ADEME, « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations », Horizons, juin 2016. <https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>.

INERIS, « PPRT – Plan de prévention des risques technologiques », [https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/Poster\\_PPRT\\_bat.pdf](https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/Poster_PPRT_bat.pdf)

Chantelauve, Guillaume, Chevalier, Marie, Mazri, Chabane (Réd.). « Guide des pratiques d'association et de concertation dans le cadre des PPRT ». 2010. INERIS. <http://www.ineris.fr/centredoc/guide-pratiques-association-concertation-pprt.pdf>

Boudellal, M., 2018. Power-to-gas: renewable hydrogen economy. Walter de Gruyter.

Bérest, P., et B. Brouard. « Safety of Salt Caverns Used for Underground Storage Blow Out; Mechanical Instability; Seepage; Cavern Abandonment ». *Oil & Gas Science and Technology*, vol. 58, no 3, mai 2003, p. 361- 84. DOI.org (Crossref), doi:10.2516/ogst:2003023

The National Transportation Service Board, “Pipeline accident report”. 1992. <https://www.nts.gov/investigations/AccidentReports/Reports/PAR9301.pdf>

EDF. « Etude préliminaire pour le stockage d'EDF *Salin des Landes* ». 2011. [https://drive.google.com/file/d/1ODqDRSjazicy\\_dW7D-ifsKxFOwZb9W27/view](https://drive.google.com/file/d/1ODqDRSjazicy_dW7D-ifsKxFOwZb9W27/view)

Gahleitner, G., Hydrogen from Renewable Electricity: An International Review of Power-to-Gas Pilot Plants for Stationary Applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, n° 5, février 2013, p. 2039- 61. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.010>

INERIS, « Cahier applicatif du complément technique de la vulnérabilité du bâti aux effets de surpression ». 2009.

<http://www.pprtrhonealpes.com/medias/telecharger/754/cahier%20appli%20vulnerab%20bati%20surpress%20web%20annexes%20version%20allegee1.pdf>

# ANNEXES

---

A1 : Rapports de visites

A2 : Energies renouvelables et stockage de l'électricité

A3 : Détermination des configurations de stockage

A4 : Modélisation thermodynamique des cavités

A5 : Chimie des gaz et réactivités

A6 : Lessivage des cavités

A7 : Flow-sheets HYSYS

A8 : Réglementations

A9 : Choix des sites potentiels

A10 : Évaluation économique

A11 : Variante du procédé EMO

# Annexe 1 : Rapport de visites

## A1.1 Visite Air Liquide

**Date : 12/11/2019 – Lieu : Les Loges en Josas - Intervenant : Simon Jallais**

Air liquide est un des quatre plus gros fournisseurs mondiaux de gaz industriels, c'est-à-dire tous les gaz non présents dans la nature. Elle est très présente à l'international, implantée dans plus de 200 pays et compte 60 000 employés.

### Activités

- L'« Industrial market » : stockage de taille moyenne, notamment en bouteille, de gaz divers et variés
- Air Liquide santé : Cela correspond aux bidons d'oxygène pour les hôpitaux. Cette spécialité est principalement présente en France.
- Industrie de l'électronique : Air Liquide fournit des gaz permettant de produire des composants électroniques tels que des micro-processeurs ou des téléphones portables.
- Les « large industry » : C'est un marché de vente de gaz à très grande quantité notamment pour la production d'acier (oxygène et argon), la fabrication de monoxyde de carbone (production de plastique), pour la désulfuration des carburants ou encore la production de sodas (CO<sub>2</sub>).

### L'hydrogène

Un des gaz qui a une place particulière chez Air Liquide en raison de ses nombreuses applications est l'hydrogène.

La voie principale permettant d'obtenir du dihydrogène est le vapo-réformage des gaz naturels (CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>...), cela représente 99% de sa production. Une voie annexe est l'électrolyse de l'eau, mais la technologie des électrolyseurs est encore en développement. Il faudrait des électrolyseurs d'une puissance de 600 MW, mais le plus important est aujourd'hui en construction au Canada et a une puissance de 20 MW pour 8 tonnes produites par jour.

Aujourd'hui, la seule application économique sensée de H<sub>2</sub> est dans le secteur du transport. Il y a actuellement 300 à 350 véhicules fonctionnant au H<sub>2</sub> en France ainsi que 400 chariots élévateurs au H<sub>2</sub>. La visite du site nous a permis d'observer une station de recharge où viennent se fournir les taxis Hype opérant sur Paris et certaines compagnies de bus. Les derniers modèles de voitures à hydrogène disposent d'un réservoir de dihydrogène gazeux à 700bar.



#### Hyundai ix35

- 2 cylindres
- 140 L [80+60L]
- 700 bar
- 5.5 kg H<sub>2</sub>

#### Hyundai NEXO

- 3 cylindres
- 3 \* 52L
- 700 bar
- 6.4 kg H<sub>2</sub>

#### Toyota Mirai

- 2 cylindres
- 110 L [50+60L]
- 700 bar
- 4.5 kg H<sub>2</sub>

#### Symbio-Fuel Cell Kangoo

- 1 cylindres
- 350 bar
  - 74 L / 1.8 kg H<sub>2</sub>
- 700 bar
  - 52 L / 2.1 kg H<sub>2</sub>

Figure A1.1: Voitures à hydrogène (Air Liquide)

Les potentielles applications du dihydrogène sont de transporter ou stocker l'énergie produite par des énergies renouvelables permettant ainsi de palier leur intermittence, de décarboner les différentes industries comme le bâtiment, de permettre de chauffer les habitations et de capturer le carbone.

## Enjeux

Selon une étude de McKinsey, le dihydrogène pourrait contribuer à 18% de la production d'énergie mondiale dans un modèle où l'on aurait dépassé les 2°C par rapport à l'ère préindustrielle. Dans ce modèle, on aurait multiplié par 100 la production de dihydrogène d'Air Liquide en 2030 et construit un certain nombre de cavités salines en France et en Europe.

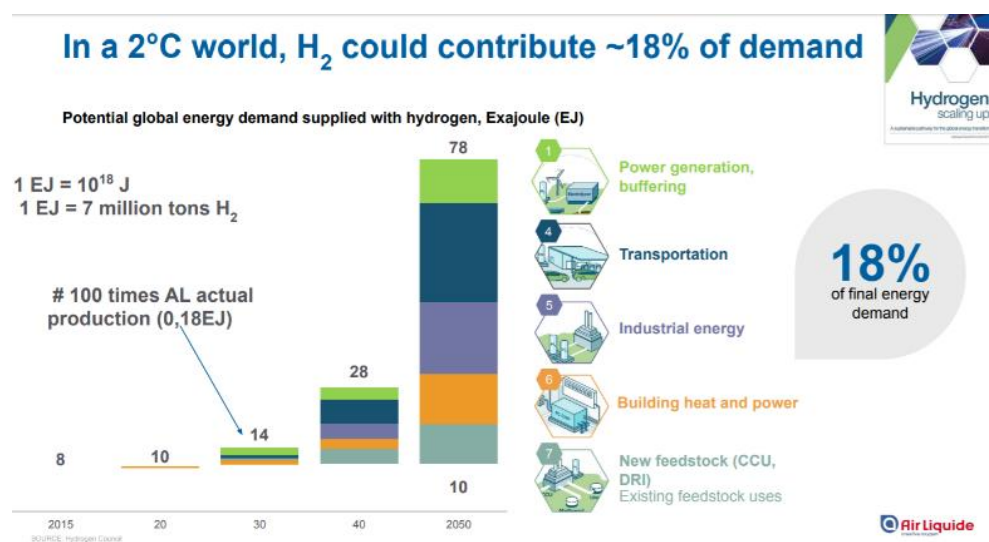


Figure A1.2: Evolution du besoin en hydrogène à l'horizon 2050 (McKinsey)

Le dihydrogène représente ainsi un enjeu majeur pour la transition énergétique. Il faut alors trouver un moyen de le stocker. La solution la moins chère est actuellement d'utiliser des cavités salines. Ces cavités salines restent à être construites, ce qui représente un enjeu sociétal important.

Elles permettent aujourd'hui de palier aux problèmes de production qui peuvent survenir, et d'assurer la continuité de l'offre auprès des clients : elles jouent un rôle de « buffer » entre la production et la consommation.

Le stockage de dihydrogène peut se faire sous deux formes : liquide ou gazeuse. Le stockage liquide demande une énergie qui correspond à un quart de l'énergie de production de dihydrogène. Cependant, cet investissement est rentable car la forme liquide est beaucoup plus dense en énergie que sa contrepartie gazeuse. Le passage au stockage (en bouteilles) sous forme liquide permettrait à Air Liquide de franchir certaines barrières logistiques qui s'opposent encore au déploiement de stations-service à hydrogène. Il convient également de développer de nouvelles techniques de stockage, par exemple des bouteilles en matériaux composites constituées d'un liner qui assure l'étanchéité et d'une résine en carbone qui maintient la pression élevée, pour un poids moindre qu'avec les bouteilles en métal. Pour une bombonne de 140 L, on arrive à maintenir une pression de 700 bar.

## A1.2 Visite Areva H2Gen

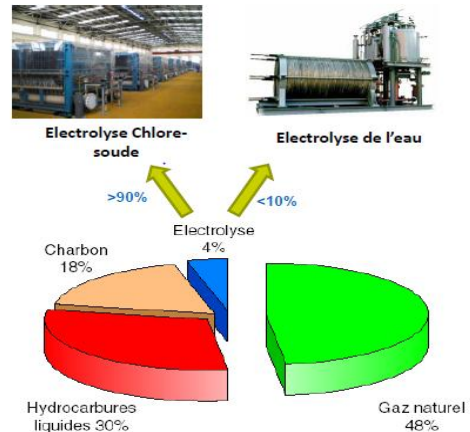
Date : 13/11/2019 – Lieu : Les Ulis - Intervenant : Eric Gernot

AREVA H2GEN est une filiale du groupe AREVA, spécialisé dans le domaine du nucléaire. La branche visitée aujourd'hui est constituée d'une équipe d'une vingtaine de personnes. Elle développe et commercialise des électrolyseurs permettant la production d'hydrogène.

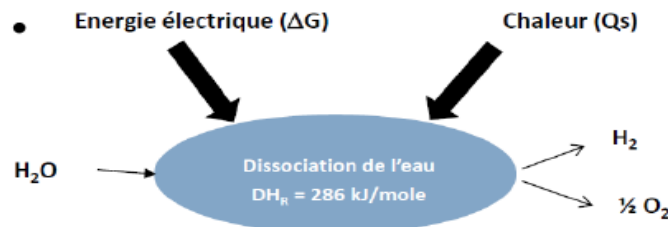
La société utilise uniquement des électrolyseurs à eau pure. Cela représente à ce jour environ 0.4% du marché de l'hydrogène. Il existe 2 techniques sur le marché: L'électrolyse à eau salée et à eau pure.

### Procédé Chlore-Soude

Le procédé Chlore-Soude (avec de l'eau salée) a été évoqué, il produit de nombreux composés (Dichlore, hydrogène, hydroxyde). L'hydrogène est alors un produit secondaire, les produits de la technique alimentent aussi entre autres l'industrie pétrochimique. Un des avantages de cette technique est sa maturité : elle est très bien connue des industriels et on retrouve des entrepôts entiers où sont stockés des électrolyseurs Chlore-Soude avec des robots chargés de remplacer les pièces ou les éléments trop usagés



L'électrolyse de l'eau se fait selon une réaction endothermique simple : la dissociation de l'eau pure



Les 3 techniques d'électrolyse de l'eau pure sont résumées par le tableau ci-dessous.

Tableau A1.1: Technique de l'électrolyse de l'eau pure

Electrolyse de la vapeur d'eau (Haute température)	Ce procédé offre un bon rendement mais nécessite un chauffage en permanence pour compenser les pertes en chaleur. Cette technologie est encore en développement
Electrolyse alcaline à électrolyte liquide	Elle est bien connue des industriels (existe depuis les années 50) et a un rendement fluctuant selon l'âge et le modèle entre 70 et 90%. La technique n'est pas très efficace mais le prix des matériaux (fer, cobalt) permet de travailler avec de grandes surfaces et pallier ce défaut
Electrolyse acide à électrolyte solide (PEM : Proton Exchange Membrane)	Ici, une membrane assure la non-communication entre les deux phases gazeuses (O <sub>2</sub> et H <sub>2</sub> ), mais laisse passer les protons. Cela nécessite des matériaux plus noble que la technique alcaline (iridium, titane). Cette technologie est plutôt jeune et peu de données expérimentales sont accessibles. Cependant des études montrent un rendement de plus de 90%.

## Electrolyte solide (PEM)

La membrane est faite d'un assemblage de polymères ayant une partie hydrophobe et une partie hydrophyle. Elle ne laisse passer ni l'eau ni les produits gazeux formés par l'électrolyse. Elle mesure quelques microns d'épaisseur. Elle permet également d'empêcher un court-circuit en évitant le passage d'ions. Un des grands intérêts de cette membrane est de pouvoir travailler à différentes pressions : 35 bars du côté de l'hydrogène et 10-15 pour l'oxygène, sans risque de casse. La durée de vie d'un tel objet est environ de 5 ans à usage « normal ».

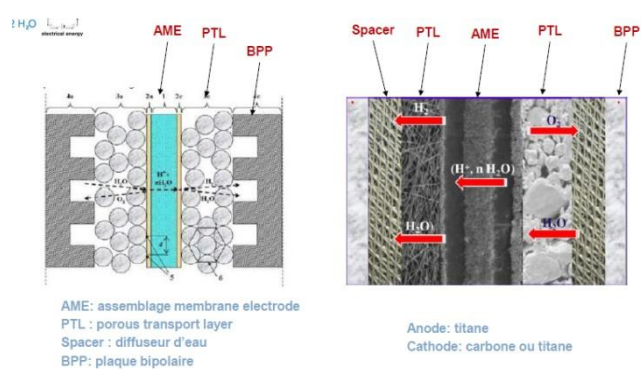


Figure A1.5. Schéma de l'électrolyse à PEM

En pratique, une cellule est composée d'un stack (empilement) de 20 à 200 couches de ce type coincées entre 2 grosses épaisseurs de métal. Chaque cellule fonctionne à une tension de 2V (tension de stack entre 40 et 400V).

Le stack isole les produits, c'est-à-dire l'oxygène et l'hydrogène. Cependant l'hydrogène n'est pas pur. Il subit alors une purification en deux étapes :

- Réaction de l'oxygène avec de l'hydrogène ;
- Séchage par chauffage puis nettoyage avec de l'hydrogène pur.

Ce procédé permet l'obtention d'hydrogène de qualité industrielle (pureté > 99.998%).

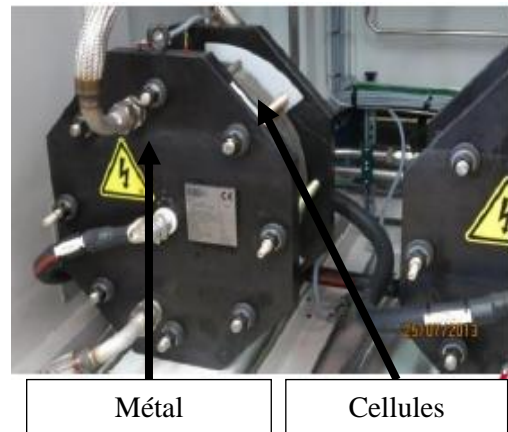


Figure A1.6. Photo d'un stack

Les deux photos suivantes montrent une station type de production d'hydrogène par électrolyse (à gauche) et toute la tuyauterie nécessaire au bon fonctionnement de ce type d'installation (à droite).



Figure A1.7. Station de production d'hydrogène et tuyauterie associée

## A1.3 Visite Storengy

Date : 14/11/2019 – Lieu : Etrez - Intervenant : Grégoire Hévin

Storengy a été créée il y a une quarantaine d'années et a pour unique but le stockage de gaz en souterrain. Elle est rattachée à la société ENGIE. C'est la première société de stockage aquifère en France et la 4<sup>ème</sup> dans le monde. Ses clients sont des distributeurs de gaz, pas des particuliers, et ils stockent exclusivement du gaz naturel.

### Site d'Etrez

En termes de performances, le site peut soutirer jusqu'à 1 800 000 m<sup>3</sup>/h.

Le site est situé non loin de la ville de Bourg-en-Bresse. Il gère 21 cavités salines toutes reliées à un centre. Ces dernières ont des volumes compris entre 7000m<sup>3</sup> et 600 000 m<sup>3</sup> et sont situées pour la plupart dans une couche de sel entre 1250 et 1950m de profondeur. Cela donne un volume total de 1 117 millions de m<sup>3</sup> de cavité, qui, a plein régime, se vident en une quinzaine de jours. La pression qui règne dans une cavité située vers 1300m de profondeur est de l'ordre de 230 bar.

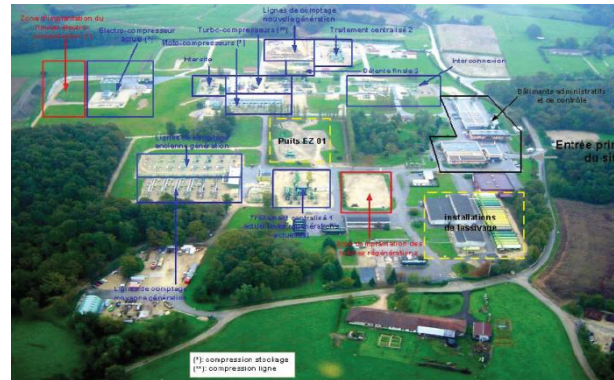


Figure A1.8. Photo aérienne du site (Storengy)

### Stockage en cavités salines à Etrez

Avant de commencer l'exploitation, il faut inspecter les sous-sols afin de trouver les meilleures couches avec le sel le plus propre à ce type d'activité.

Viennent ensuite les étapes de forage et lessivage (vider le sel présent dans la cavité pour injecter le gaz), qui crée de la saumure (eau+sel : 300g/L) qui ne peut être rejetée dans la nature, une destination doit lui être trouvée. A Etrez, un contrat a été passé avec une usine chimique réalisant de l'électrolyse Chlore-Soude. On peut ensuite procéder au premier remplissage.

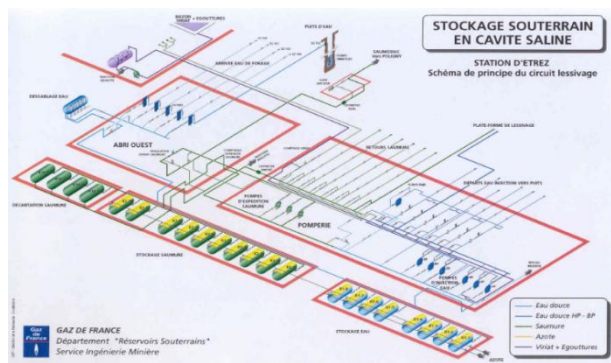


Figure A1.9. Schéma des installations de pompage et stockage en surface (Storengy)

Le site est équipé de compresseurs. On compte 4 motocompresseurs et 2 électrocompresseurs (plus simples à entretenir) qui fonctionnent à une puissance de 4 et 5 MW.

Il faut de plus enlever les traces d'humidité du gaz et le mêler avec un peu de THT, pour lui donner son odeur caractéristique. Enfin le centre doit contrôler le pouvoir de combustion (PCS) des gaz injectés dans le réseau. Ces analyses sont faites par chromatographie. L'opération de séchage complexe : le gaz est déshydraté ( $\approx 10 \text{ mg/m}^3$ ) par échange avec un autre fluide qui lui absorbe son eau, ce fluide devant ensuite être régénéré par chauffage. Le gaz est aussi mélangé avec du méthanol afin de prévenir la formation d'hydrates (qui fragilisent les tuyaux).

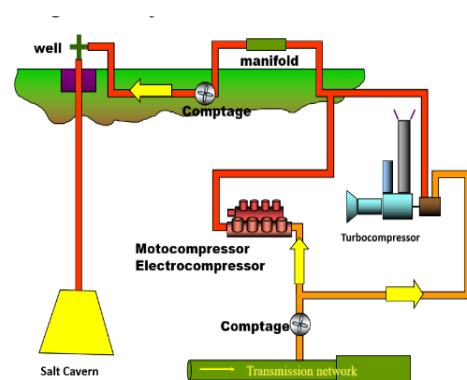


Figure A1.10. Configuration de soutirage (Storengy)



En outre, le centre doit gérer la vitesse de sortie des gaz de la cavité, une vitesse excessive pouvant entraîner le charriage de microparticules qui endommagent les canalisations et les pipelines, une vitesse trop faible limitant le débit de sortie, le séchage et toutes les opérations que subit le gaz. Le compromis trouvé est une vitesse de 15m/s.

La gestion de la température des gaz est également importante. Le gaz doit rester à une température assez haute pour ne pas créer d'hydrates, et pour contrôler la pression au sein des cavités. Le gaz entrant et sortant des cavités provenant et retournant dans le réseau de gaz naturel, l'exploitant doit s'assurer de respecter certaines normes de qualité.

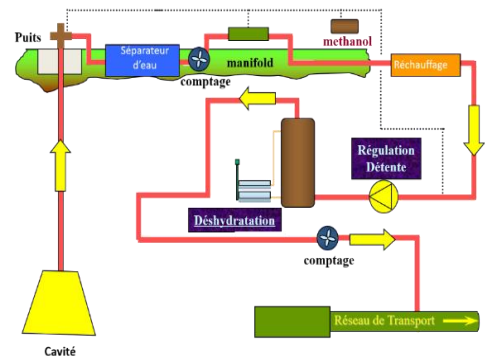
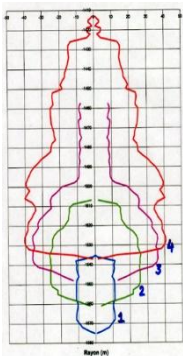


Figure A.11. Configuration de soutirage (Storengy)

## Lessivage des cavités



Au début les cavités étaient creusées en forme coniques très régulières. Cela permettait un très bon maintien de la cavité, mais cela était très cher à faire : cette forme demande une douzaine d'ajustage (= passe) de la hauteur de la colonne d'injection d'eau pour la dissolution. Or chaque changement de hauteur d'un tube métallique d'une centaine de mètres de haut nécessite de faire venir une énorme machine dont les coûts fixes sont de l'ordre de 200 000€ et qui coûte 50 000€/jour.

Actuellement les cavités ont des formes de dôme. Elles nécessitent environ 6 passes et sont également résistantes. Les différentes techniques de lessivage (direct et indirect par exemple) permettent de donner forme à ces cavités.



## Sécurité du stockage

Stocker des quantités importantes de gaz inflammables a de quoi faire peur. Le centre doit donc faire face à de nombreuses réglementations et être en lien permanent avec les autorités et les riverains. Par exemple, le site est soumis à la norme Seveso. Les pompiers locaux ont également un exercice annuel spécial lié au site d'Étrez. Le centre communique sur ses performances en termes de sécurité en affichant la fréquence d'accidents.

## A1.4 Visite DREAL Bourgogne

Date : 15/11/2019 – Lieu : Dijon - Intervenant : Lionel Perrette

M. Perrette travaille au sein de la branche mobilité et transport de la DREAL (contrôle des véhicules avant mise en circulation). Il avait précédemment occupé un poste d'inspecteur de l'environnement, travaillé pour l'INERIS sur le sujet des batteries destinées aux voitures électrique, et s'était penché sur la régulation/législation de projets de stockage de CO2 en gisement déplétés et de sites de forages pétroliers.

### Procédure pour un dossier déposé

Ce système d'unicité (1 site = 1 seul dossier) permet une simplification des procédures, c'est en général la DREAL qui s'en occupe et qui contacte des organismes compétents si des parties du dossier ne font pas partie de ses compétences. La DREAL remet au préfet un rapport d'instruction et une proposition d'arrêté. C'est cependant le préfet qui a le dernier mot en signant l'arrêté. Sa décision peut néanmoins être portée devant un tribunal qui se prononce alors sur la question.

Des simplifications sont en cours : la tendance actuelle vise à réduire le temps en instaurant une phase amont de dialogue entre le porteur de dossier et les autorités. Cette phase permet entre autres d'éviter des conflits ou des évolutions gourmandes en temps du dossier. Ensuite débute la procédure :

- Démarche d'examen (maximum 4 mois) ;
- Enquête publique de 30 jours ;
- Décision : La DREAL a 2 mois pour se prononcer.

### Le procédé EMO : choix et démarches pour trouver et exploiter un site

Il s'agit tout d'abord de trouver un site d'intérêt, selon des critères géologiques et de proximité avec le marché.

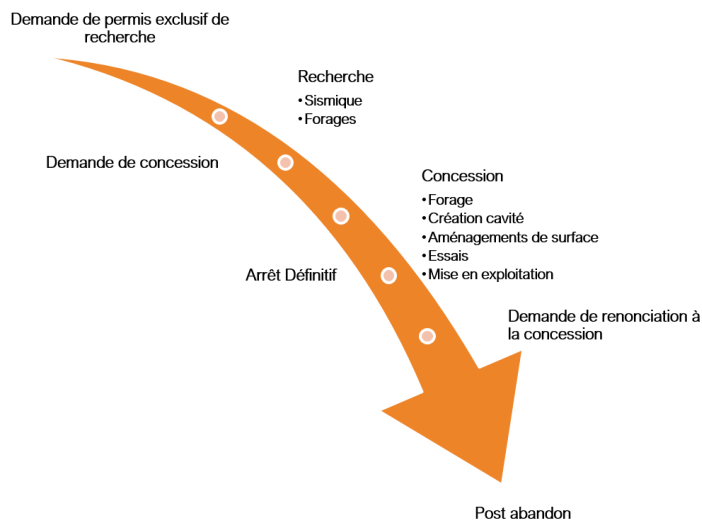


Figure A1.12. Parcours juridique d'une installation industrielle

Il faut ensuite les droits pour exploiter ce site, cela renvoie à deux aspects de la législation : la réglementation du sous-sol (Aspect foncier) et la réglementation des travaux (Aspect travaux).

Une fois un terrain potentiellement propice trouvé, l'intéressé doit faire une demande de Permis exclusif de recherche à l'Etat (Ministère des Mines), qui indique sa volonté de procéder à des recherches en vue d'une potentielle exploitation. L'obtention de ce permis, valable 5 ans, est soumise à la concurrence et est exclusive : le demandeur doit donc faire preuve de ses capacités de recherche et d'exploitation.

Les travaux étant soumis à une réglementation, une autorisation spécifique doit être obtenue en vue d'effectuer les travaux de recherche (forages, prospection), octroyée par le préfet. Ces démarches sont soumises à la consultation du public et prennent en compte les aspects environnements et sociétaux. Ce processus prend au total un peu moins d'une dizaine d'années.

Si les recherches se révèlent fructueuses, l'exploitant peut ensuite solliciter une concession en vue d'exploiter le site. La réglementation concerne les installations de surface comme l'exploitation et les installations en profondeur.

L'exploitant doit donc constituer un dossier d'installation à remettre en préfecture, en se référant à la

nomenclature des installations classées : selon le niveau de risque il pourra se contenter d'une déclaration ou devoir obtenir une autorisation préfectorale. La procédure de création d'un site doit donc d'abord passer par une démarche de validation de la part des autorités. Deux étapes importantes sont l'étude des dangers et l'étude d'impact.

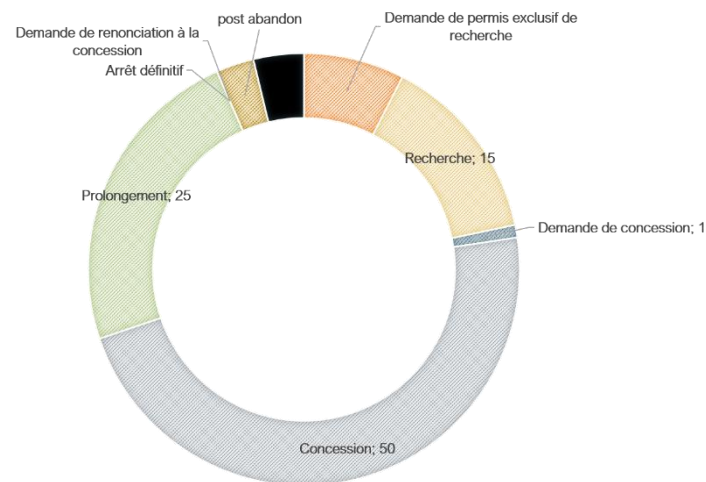


Figure A1.13. Vie et fin d'une installation industrielle (temps en années)

## Rôle de la DREAL

La DREAL a donc pour mission la gestion de l'instruction du dossier en préfecture. Après consultation des autorités compétentes et de toutes les instances pouvant avoir un rapport avec le site ou le projet, c'est elle qui émet un avis en préfecture en fournissant un rapport d'instruction et une proposition d'arrêté. Elle est aussi responsable du rapport d'enquête publique, puis du suivi d'activité.

Enfin, la DREAL a aussi pour mission la gestion de la fin d'exploitation et, si nécessaire, celle de la période post-exploitation.

Au cours de l'exploitation, et sur toute la durée de vie des installations, le site est soumis à des inspections (cf. arrêté du 17 janvier 2003), qui peuvent être globales ou thématiques. Suite à une inspection un rapport d'inspection est émis, publiquement ou non. Celui-ci peut mener à un arrêt de mise en demeure qui oblige l'industriel à mettre en place des solutions (pas d'arrêt des activités). Une autre inspection est ensuite menée et si la solution n'est pas mise en œuvre c'est une violation de l'arrêt de mise en demeure (délit), auquel cas commencent des procédures judiciaires. Les sanctions prises peuvent par exemple être des amendes régulières jusqu'à la régularisation du site.

En cas d'évolution du site, un besoin de modifier l'arrêté est possible en cas de « modification notables ». Cependant il faut presque reprendre toute la procédure : étude des dangers, étude d'impact, enquête publique.

En fin d'exploitation il faut aussi faire une demande, car même après l'abandon du site des mesures de sécurité peuvent être prises.

## Annexe 2 : Energies renouvelables et stockage de l'électricité

### A2.1 Perspectives des différentes filières renouvelables

Dans le cadre d'une transition du mix énergétique vers une production 100 % décarbonée, en sans considérer le développement de la filière nucléaire, dont l'idée est débattue aujourd'hui, seules deux filières renouvelables, et bien qu'elles ne fassent pas non plus consensus total, sont plébiscitées et prometteuses : le solaire et l'éolien.

La filière majeure de l'énergie renouvelable en France (12,5 % de la production en 2018) et dans le monde (18,7 % ; The World FactBook) est la filière hydraulique. Cependant, son potentiel de développement en Europe reste très limité car la majeure partie des sites intéressants sont occupés (Figure A2.1) pour une production d'environ 600 TWh en 2018. Un calcul d'ordre de grandeur, tenant en compte les dénivelés, les surfaces des bassins versants, les précipitations et les rendements amène à un total de 1200 TWh, soit environ le double (Jancovici, Wikipédia). L'hydraulique ne semble pas pouvoir assurer la transition énergétique envisagée sans que les montagnes européennes ne soient recouvertes de barrages.

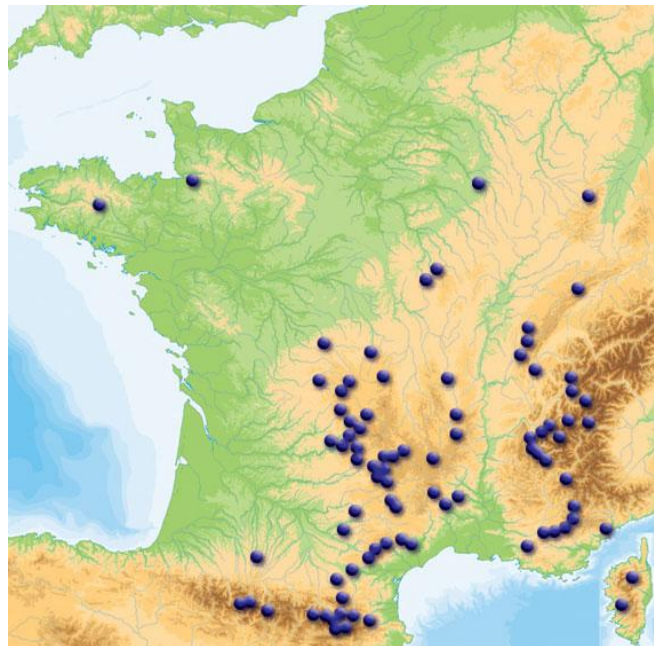


Figure A2.1 : Carte des plus grands barrages de France (<http://www.georisques.gouv.fr/articles/le-risque-de-rupture-de-barrage>)

L'éolien est en développement depuis quelques décennies, mais ce développement est ralenti par des controverses liées à l'impact sur l'environnement, son coût et le problème de stockage de l'électricité fatale, que notre projet s'intéresse à résoudre. Les nouveaux champs d'éoliennes en mer proposent une puissance installée de 500 MW, soit largement assez pour intégrer une partie de la production dans notre procédé (ministère du développement durable avril 2012). Un des arguments des défenseurs de l'énergie éolienne est celui de la coopération des pays : un déficit de renouvelable dans un des pays pourrait être compensé par les autres. Or si l'on prend le cas de la France et de l'Allemagne par exemple, on observe une corrélation entre les vitesses moyennes des vents dans les deux pays (Jancovici). A l'échelle interétatique, les conditions de production d'énergie éolienne semblent similaires. Cependant, c'est souvent le manque d'interconnexion des réseaux qui est limitant : par exemple le Portugal qui a une forte production éolienne est peu relié au reste de l'Europe. Au contraire un pays bien connecté à ses voisins et qui a misé sur l'éolien, comme le Danemark, peut se voir contraint à acheter l'électricité vendue chère et produite à bas coût par les centrales hydrauliques scandinaves ou thermiques allemandes. Le stockage apparaît là encore comme une nécessité.

Le solaire est par contre peu développé en France, et la multiplication des panneaux chez les particuliers n'a pas d'intérêt dans le cadre de notre projet de stockage. De projets de grande envergure comme les champs de panneaux solaire ou encore les fours solaires, qui consistent à concentrer les rayons en un foyer chaud pour faire tourner une turbine à vapeur, pourraient convenir, car proposant des fortes puissances. Quelques rares champs solaires en France existent et pourraient être développés (Figure A2.2), mais le seul four solaire en France près de Perpignan est réservé à la recherche.



Figure A2.2. Parc photovoltaïque de la Colle des Mées, France

## A2.2 Adapter la production à la consommation et lisser le caractère intermittent des énergies renouvelables.

Les trois méthodes traditionnelles qui permettent d'ajuster la production à la consommation sont les centrales thermiques, les centrales nucléaires et les STEPs (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage). Elles présentent des défauts importants.

La STEP, dont le fonctionnement est rappelé par la Figure A2.3, possède les limites de l'hydraulique en général, auxquelles il faut ajouter la contrainte d'avoir deux réservoirs à disposition, un en amont et un aval. Les constructions nouvelles les plus envisageables seraient celles de petits réservoirs, impactant moins l'environnement, réalisés en amont de barrages existants, et uniquement destinés aux STEPs. Ce système reste l'un des plus intéressants pour stocker l'énergie fatale, son rendement avoisinant les 70%.

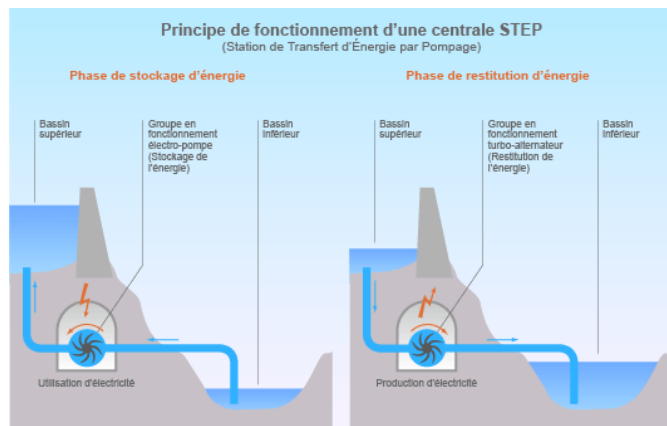


Figure A2.3. Principe de fonctionnement d'une STEP  
([www.connaissancedesenergies.org](http://www.connaissancedesenergies.org))

Parmi les centrales thermiques, ce sont surtout les centrales à gaz qui sont utilisées pour approvisionner le réseau en cas de besoin, celles-ci pouvant fonctionner à plein régime en quelques heures. Tandis que les autres centrales thermiques sont sur le déclin, l'actuel président de la république ayant fait de la fermeture des quatre dernières centrales à charbon métropolitaines une promesse de campagne, de nouvelles centrales à gaz ont été ouvertes ces dernières années. La mise en fonctionnement de la centrale à gaz de Landivisiau dans le Finistère est d'ailleurs une des conditions nécessaires à la fermeture en 2020 des centrales à charbon, signe que l'on ne sait pas encore se passer de ces moyens pilotables de production d'énergie (RTE). Les centrales à gaz sont toutefois nettement moins polluantes que les autres centrales thermiques : les chaînes carbonées étant moins longues, le ratio CO<sub>2</sub> / H<sub>2</sub>O émis est plus intéressant : la nouvelle centrale à gaz de Bouchain émet ainsi moitié moins de CO<sub>2</sub> qu'une centrale à charbon classique (EDF). La figure ci-après montre ainsi les importantes variations de production des centrales à gaz : c'est bien un moyen efficace pour adapter la production à la demande.

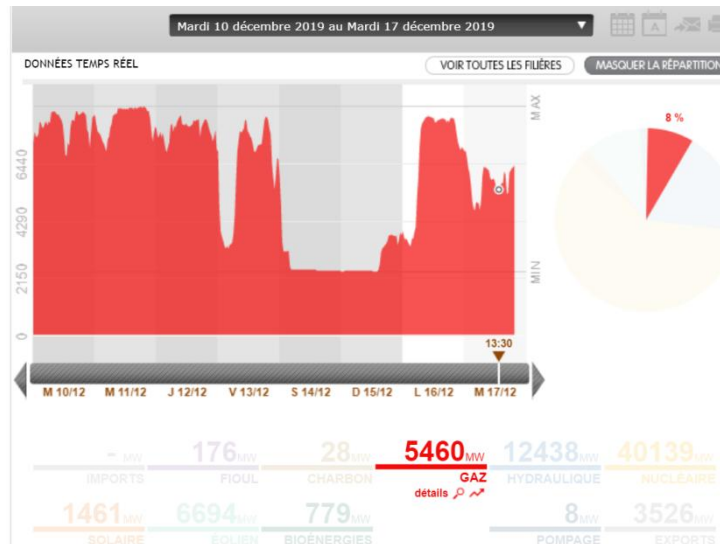


Figure A2.4. Production électrique par les centrales à gaz du 10/12/2019 au 17/12/2019, valeur pour le 17/12, creux du milieu de journée (RTE-ECO2Mix)

Il est enfin possible de diminuer la puissance produite par les centrales nucléaires. En effet, l'ajout de Bore ou d'un alliage de métaux au cœur des réacteurs permet d'absorber des neutrons libres, et de ralentir la fission nucléaire. L'opérateur est ainsi en mesure de diminuer de 80 % la puissance d'un réacteur en peu de temps. Cette technique est en premier lieu une nécessité en termes de sécurité, mais peut permettre de ne pas avoir d'électricité fatale en cas de pic de production renouvelable.

De nouvelles perspectives sont aujourd'hui en développement pour stocker de l'énergie, qui veulent se démarquer des batteries, coûteuses en ressources et efficace seulement pour des faibles puissances. Des projets de stockage d'air comprimé en cavités salines ou minées voient le jour depuis les années 70 en Allemagne et aux Etats-Unis principalement : le projet de PG&E aux États-Unis (Californie) prévoit 300 MW pour 2021. L'idée n'est pas de seulement utiliser le flux d'air pour entrainer une turbine, mais de profiter également de toute la chaleur du gaz pour augmenter les rendements (Figure A2.5). Les temps de décharge impliqués sont de l'ordre de 10h, ce qui n'en ferait un concurrent à l'EMO qu'en stockage journalier. On peut enfin citer les projets FlyWheel, qui consiste à convertir l'énergie électrique en énergie mécanique de rotation d'une masse autour d'un axe, les frottements étant diminués au maximum par une enceinte maintenant le système sous vide notamment (Figure A2.6). Les temps de réponse sont très faibles, de l'ordre la minute, pour une puissance allant jusqu'à 20 MW pendant 5 minutes sur une installation de la société Beacon Power au Etats-Unis. Cette méthode de stockage ne serait donc pas non plus en concurrence avec notre procédé EMO.

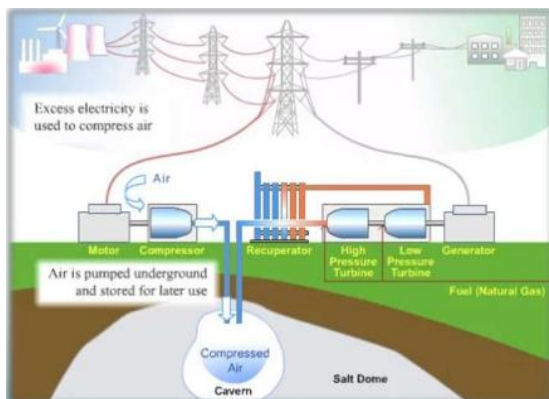


Figure A2.5. Principe du stockage d'air comprimé (www.ridgeenergystorage.com)

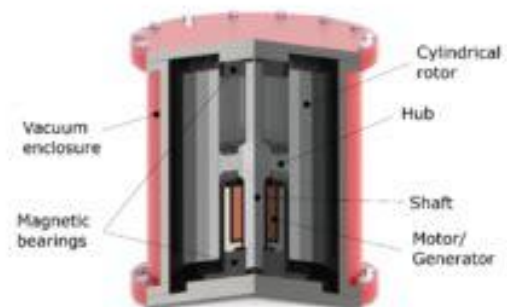


Figure A2.6. Module FlyWheel (Creative Commons – Pjrensburg )

## Annexe 3 : Détermination des configurations de stockage

### A3.1 Hypothèse sur la pression

On considère un élément du sol situé à une profondeur  $H$ , il subit la pression lithostatique  $\sigma_v$  due au poids des terrains, telle que  $\sigma_v = \rho \cdot g \cdot H$  avec  $g = 10 \text{ m} \cdot \text{s}^{-2}$  et  $\rho = 2200 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ . On retiendra donc l'expression  $\sigma_v = 0,022 \cdot H$  (où  $H$  est en mètre et  $\sigma_v$  en MPa)

On y ajoute des contraintes horizontales dues à la tectonique  $\sigma_{h_1}$  et  $\sigma_{h_2}$ , qui sont liées à la contrainte verticale précédente par les coefficients des terres au repos  $K_1$  et  $K_2$  :  $\sigma_{h_1} = K_1 \cdot \sigma_v$  et  $\sigma_{h_2} = K_2 \cdot \sigma_v$ . On simplifie en prenant les coefficients des terres au repos égaux à 1, donc :  $\sigma_v = \sigma_{h_1} = \sigma_{h_2}$

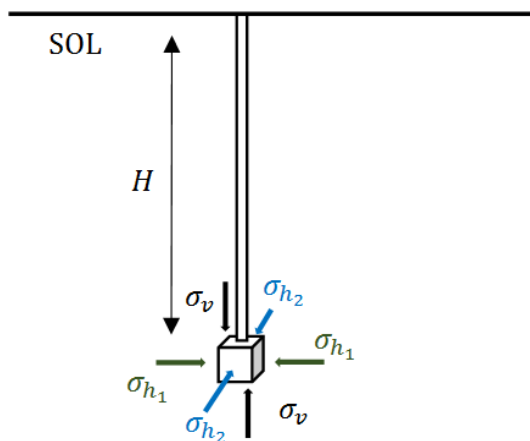


Figure A3.1. Schéma des contraintes s'exerçant sur un volume élémentaire à une profondeur  $H$

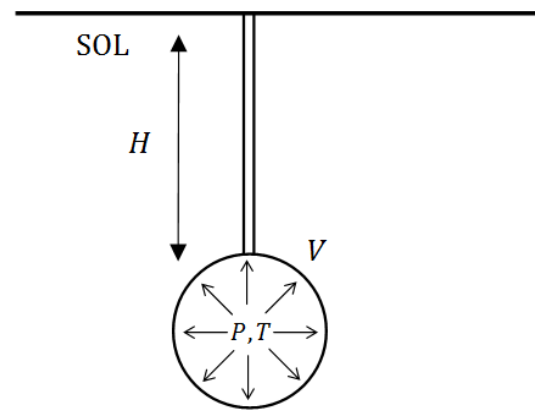


Figure A3.2. Schéma d'une cavité à la pression  $P$  et à une profondeur  $H$

Pour garantir l'intégrité de la cavité, on doit satisfaire le critère géomécanique suivant :

$$P_{\min} = 0,2 \sigma_v \quad \text{pour éviter le fluage et l'instabilité}$$

$$P_{\max} = 0,8 \sigma_v \quad \text{pour éviter la fracturation}$$

On prend donc les pressions suivantes dans les cavités, pressions que l'on considère comme uniformes dans la cavité en première approximation pour la suite des calculs :

Profondeur (m)	350	800	1200
Pression maximale (MPa)	2	4	6
Pression minimale (MPa)	6	14	20

### A3.2 Hypothèse sur la température

Deux hypothèses ont été faites : d'abord la température dans la cavité est égale à la température d'injection en surface, c'est-à-dire  $35^\circ\text{C}$  dans la cuve. Le second modèle utilise un gradient géothermique de  $+3^\circ\text{C}$  tous les 100 m de profondeur. On retiendra les valeurs suivantes du second modèle:

Profondeur (m)	350	800	1200
Température ( $^\circ\text{C}$ )	22,5	35	48

### A3.3 Calculs de débits et de puissances

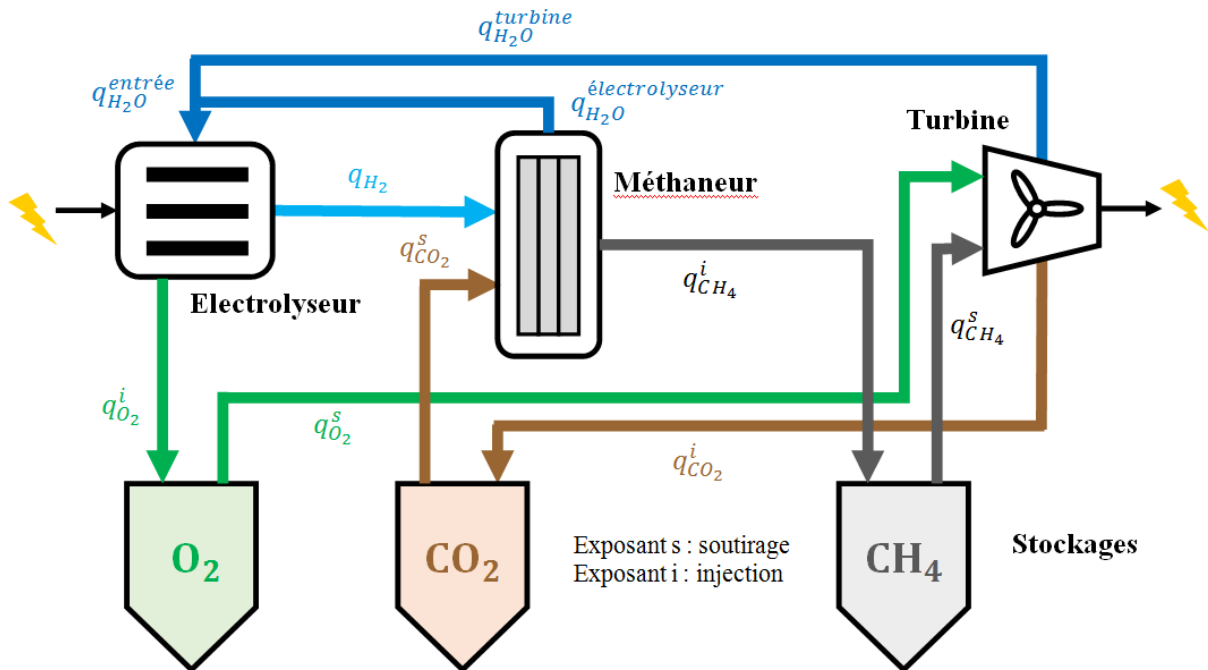


Figure A3.3. Schéma fonctionnel du procédé EMO

Pour déterminer les débits des différentes espèces chimiques qui circulent dans le système, on se donne une puissance de sortie  $P_{sortie} = 200 \text{ MW}$  ainsi que les rendements des trois principales machines utilisées :  $\eta_{turbine} = \eta_{\text{électrolyseur}} = 0,625$  et  $\eta_{\text{méthaneur}} = 1$ .

On en déduit la puissance qui doit être fournie à la turbine :  $P_{turbine} = \eta_{turbine} \cdot P_{sortie}$

Cette puissance s'exprime aussi en fonction du débit du gaz servant à la combustion, le méthane soutiré de la cavité de stockage, dont on considère le pouvoir calorifique inférieur dans la réaction d'oxy-combustion, d'où :  $P_{turbine} = PCI(CH_4) \cdot q_{CH_4}^s$

On trouve donc :  $q_{CH_4}^s = \frac{\eta_{turbine} \cdot P_{sortie}}{PCI(CH_4)}$

Connaissant le débit de méthane à soutirer pour l'oxy-combustion, on peut déduire le débit de dioxygène à soutirer pour assurer la réaction de combustion suivante :  $CH_4 + 2 O_2 = CO_2 + 2 H_2O$

L'égalité des débits molaires s'écrit alors, pour respecter la stœchiométrie de la réaction précédente :

$$D_n(O_2) = 2 D_n(CH_4)$$

On obtient donc la relation entre les débits massiques :  $q_{O_2}^s = 2 \frac{M(O_2)}{M(CH_4)} \cdot q_{CH_4}^s$  soit  $q_{O_2}^s = 4 q_{CH_4}^s$

De même, on en déduit le débit d'injection de dioxyde de carbone et le débit d'eau obtenu par la réaction :  $q_{CO_2}^i = \frac{M(CO_2)}{M(CH_4)} \cdot q_{CH_4}^s$  et  $q_{H_2O}^{turbine} = 2 \frac{M(H_2O)}{M(CH_4)} \cdot q_{CH_4}^s$

Soit :  $q_{CO_2}^i = \frac{11}{4} q_{CH_4}^s$  et  $q_{H_2O}^{turbine} = \frac{9}{2} q_{CH_4}^s$

On s'intéresse maintenant à la phase de production dans le méthaneur, qui s'effectue selon la réaction de Sabatier :  $4 H_2 + CO_2 = CH_4 + 2 H_2O$

En notant  $\Delta t_{acc}$  la durée de la phase d'accumulation de gaz lors des périodes de production d'électricité fatale et  $\Delta t_{prod}$  la durée de la phase de production d'électricité lors des périodes de demandes, on peut établir l'égalité de masse de méthane et de dioxygène à vérifier pour que les quantités stockées répondent aux quantités soutirées :



$$\Delta t_{acc} q_{CO_2}^S = \Delta t_{prod} q_{CO_2}^i \text{ et } \Delta t_{acc} q_{CH_4}^i = \Delta t_{prod} q_{CH_4}^S$$

Dans la configuration journalière :  $\Delta t_{acc} = 2 \Delta t_{prod}$  d'où :  $q_{CO_2}^S = \frac{1}{2} q_{CO_2}^i$  et  $q_{CH_4}^i = \frac{1}{2} q_{CH_4}^S$

Dans les autres configurations :  $\Delta t_{acc} = \Delta t_{prod}$  d'où :  $q_{CO_2}^S = q_{CO_2}^i$  et  $q_{CH_4}^i = q_{CH_4}^S$

On en déduit aussi le débit d'eau sortant du méthaneur :  $q_{H_2O}^{méthaneur} = \frac{9}{11} q_{CH_4}^S$

Enfin, on trouve le débit de dihydrogène nécessaire au fonctionnement du méthaneur à partir de la stœchiométrie de l'équation de Sabatier :  $q_{H_2} = 4 \frac{M(H_2)}{M(CH_4)} q_{CH_4}^i$  soit  $q_{H_2} = \frac{1}{2} q_{CH_4}^i$

On remonte finalement à l'équation de réaction de l'électrolyse de l'eau :  $2 H_2O = 2 H_2 + O_2$

Les réactions chimiques ayant effectivement lieu aux bornes de l'électrolyseur dépendent de la technologie choisie pour l'électrolyseur. Les différentes technologies envisageables sont présentées sommairement dans la sous-partie A36.

On en déduit le débit de dioxygène à injecter pour assurer le soutirage :  $q_{O_2}^i = \frac{1}{2} \frac{M(O_2)}{M(H_2)} \cdot q_{H_2}$

Puis le débit d'eau nécessaire au fonctionnement de l'électrolyseur :  $q_{H_2O}^{entrée} = \frac{M(H_2O)}{M(H_2)} \cdot q_{H_2}$

Soit :  $q_{O_2}^i = 4 q_{H_2}$  et  $q_{H_2O}^{entrée} = 9 q_{H_2}$

On trouve aussi que la puissance de sortie de l'électrolyseur vaut :  $P_{électrolyseur} = PCI(H_2) \cdot q_{H_2}$

Ainsi, la puissance nécessaire à l'entrée du système vaut :  $P_{entrée} = \eta_{électrolyseur} \cdot P_{électrolyseur}$

### A3.4 Calculs de masses et de volumes

On veut maintenant en déduire des informations quant aux dimensions à donner aux cavités en conséquence. A partir des débits massiques et des durées d'utilisation on calcule les masses utiles que doivent contenir les cavités :  $m_{gaz} = q_{gaz}^S \cdot \Delta t_{prod}$ .

Pour le dioxygène et le méthane qui sont produits et consommés dans les mêmes cycles de fonctionnement, les durées d'accumulation et de production sont les suivantes :

Configurations	Journalière	Hebdomadaire	Saisonnaire
$\Delta t_{prod}$	8 heures	7 jours	6 mois
$\Delta t_{acc}$	16 heures	7 jours	6 mois

Pour le dioxyde de carbone, l'accumulation a lieu lors de la consommation des autres gaz et inversement, les durées sont donc échangées par rapport à celles du tableau précédent pour le calcul des masses à stocker.

On en déduit les volumes de stockage à partir de la masse volumique du gaz aux conditions de température imposée par la profondeur et aux pressions minimales et maximales imposées par la cavité. On utilise pour cela un site internet (peacesoftware.de) pour déterminer, à chaque profondeur, dans chaque configurations et pour chaque gaz, la densité minimale  $\mu_{min}$  à partir de  $P_{min}$  et  $T$ , ainsi que la densité maximale  $\mu_{max}$  à partir de  $P_{max}$  et  $T$ .

Le volume à creuser dans le sol vaut donc :  $V = \frac{m_{gaz}}{\mu_{max}}$

On calcule aussi la masse coussin de gaz  $m_{coussin}$ , c'est-à-dire la masse de gaz qui doit rester en permanence dans la cavité pour assurer la pression minimale qui prévient l'effondrement (cette masse de gaz ne pourra donc pas être extraite de la cavité), on a donc :  $m_{coussin} = \mu_{min} \cdot V$

On en déduit la masse totale de gaz :  $m_{totale} = m_{gaz} + m_{coussin}$

Nous avons aussi effectué les calculs les volumes en utilisant la loi des gaz parfaits, mais les écarts sont importants pour le CO<sub>2</sub>, nous avons donc rejeté cette hypothèse pour les calculs.

## A3.5 Synthèse des résultats

Les valeurs numériques obtenues pour les débits, les masses utiles, les masses coussins et les volumes des cavités à creuser pour accueillir les gaz sont présentées dans le tableau suivant. Certaines valeurs sont en gras car elles correspondent à un changement de phase du CO<sub>2</sub>, et comme des cavités de volume inférieur à 30 000 m<sup>3</sup> ou supérieur à 600 000 m<sup>3</sup> sont difficilement réalisables en pratique, le nombre de cavité a dû être augmenté pour pouvoir atteindre le volume total nécessaire au stockage.

Ces valeurs serviront de base aux calculs de la suite du dimensionnement et pourront être validées ou non par les simulations informatiques. En particulier, les valeurs des débits sont fixes car indépendantes de la dynamique du stockage et obtenues uniquement à partir de la puissance désirée en sortie. Au contraire, les valeurs de la pression dans la cavité sont obtenues comme résultats de la simulation sous le logiciel DEMETHER, les valeurs utilisées vont donc évoluer dans la suite des calculs.

Tableau A3.4 : Résultats du pré-dimensionnement des configurations de stockage

Cycle	Journalier			Hebdomadaire			Saisonnier		
<b>Profondeur (m)</b>	<b>350</b>	<b>800</b>	<b>1 200</b>	<b>350</b>	<b>800</b>	<b>1 200</b>	<b>350</b>	<b>800</b>	<b>1 200</b>
<b>Débit soutirage (kg/s)</b>									
CH <sub>4</sub>	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
CO <sub>2</sub>	8,8	8,8	8,8	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
O <sub>2</sub>	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
<b>Débit injection (kg/s)</b>									
CH <sub>4</sub>	3,2	3,2	3,2	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
CO <sub>2</sub>	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
O <sub>2</sub>	12,8	12,8	12,8	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
<b>Masse utile (t)</b>	Une valeur en gras correspond au changement de phase du CO <sub>2</sub>								
CH <sub>4</sub>	180	180	180	<b>3 900</b>	3 900	3 900	<b>100 000</b>	100 000	100 000
CO <sub>2</sub>	250	250	250	<b>10 600</b>	10 600	10 600	<b>274 000</b>	275 000	275 000
O <sub>2</sub>	740	740	740	<b>15 500</b>	15 500	15 500	<b>398 000</b>	400 000	400 000
<b>Masse coussin (t)</b>	Une valeur en gras correspond au changement de phase du CO <sub>2</sub>								
CH <sub>4</sub>	86	66	73	<b>1 800</b>	1 400	1 500	<b>47 000</b>	36 000	40 000
CO <sub>2</sub>	77	63	100	<b>1 600</b>	1 300	2 100	<b>42 000</b>	34 000	54 000
O <sub>2</sub>	349	287	311	<b>7 300</b>	6 000	6 500	<b>188 000</b>	155 000	168 000
<b>Volume cavité (m<sup>3</sup>)</b>	Format : volume par cavité [nombre de cavités]								
CH <sub>4</sub>	30 000 [1 ]	30 000 [1]	30 000 [1]	<b>129 000</b> [1]	137 000 [1]	113 000 [1]	<b>600 000</b> [6]	600 000 [3]	600 000 [3]
CO <sub>2</sub>	30 000 [1]	30 000 [1]	30 000 [1]	<b>41 000</b> [1]	92 000 [2]	65 000 [2]	<b>600 000</b> [2]	600 000 [4]	600 000 [3]
O <sub>2</sub>	30 000 [1]	30 000 [1]	30 000 [1]	<b>282 000</b> [1]	268 000 [1]	165 000 [1]	<b>600 000</b> [13]	620 000 [6]	600 000 [6]

### A3.6 La technologie d'électrolyse de l'eau

On fait dans cette partie l'inventaire de plusieurs technologies d'électrolyse de l'eau, technologie nécessaire au procédé EMO. Les informations récoltées proviennent soit de la présentation d'Areva H2gen, soit d'écrits sur le sujet [1] [2].

#### Electrolyse chlore-soude

Cette méthode est utilisée par l'industrie chimique dans le but de produire du dichlore ou de la soude, à partir de la saumure ; le dihydrogène est un produit fatal de ce procédé.

Toutefois, cette technologie ne génère pas de O2, ce qui n'est en effet pas l'objectif de l'électrolyse de l'eau en général, mais ce gaz normalement perdu dans les processus d'électrolyse classiques est nécessaire pour le procédé EMO. On ne choisira donc pas ce type de technologie pour implémenter le procédé EMO.

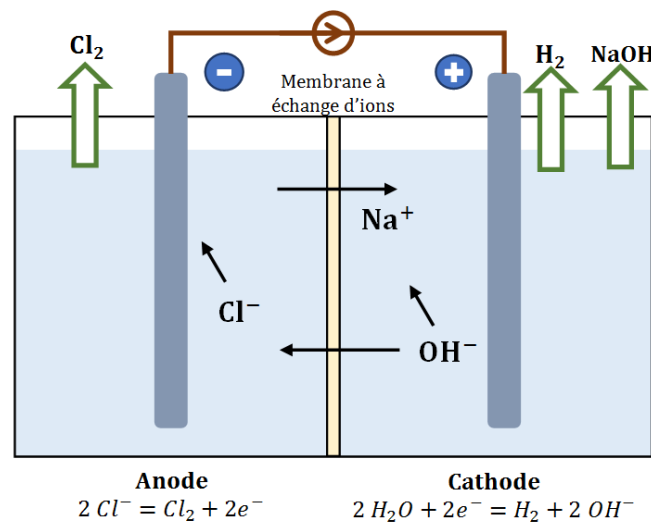


Figure A3.4. Principe de l'électrolyse chlore-soude

#### Electrolyse alcaline

L'électrolyse de l'eau s'effectue en milieu basique d'où une solution d'hydroxyde de potassium (KOH) ou d'hydroxyde de sodium (NaOH) et produit du dihydrogène (H2) et du dioxygène (O2). Cette technologie est mature et atteint de bons rendements, et les matériaux utilisés sont conventionnels.

Electrolyte	KOH ou NaOH (30%)
Température de fonctionnement	60 – 80 °C
Pression de sortie	< 3 MPa
Densité de courant	0,2 – 0,8 A/cm <sup>2</sup>
Consommation de courant	4,3 – 6,5 kWh/Nm <sup>3</sup>
Rendement	0,75
Anode	Ni / Co / Fe
Cathode	Ni / C-Pt

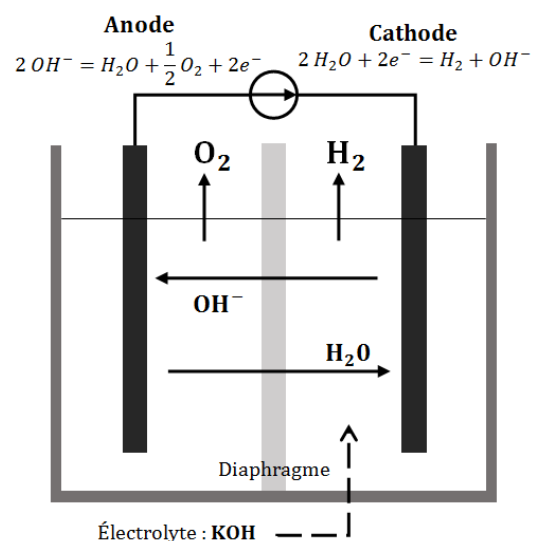


Figure A3.5. Principe de l'électrolyse alcaline

## Electrolyse PEM (membrane échangeuse de protons)

L'électrolyte est un polymère solide composé d'une partie hydrophile et d'une partie hydrophobe liées à un groupe sulfure chargé négativement, ce qui exclut les ions négatifs de la membrane ( $\approx 100 \mu\text{m}$  d'épaisseur). Le dioxygène sort à 1,5 MPa et le dioxygène à 3,5 MPa.

Les matériaux utilisés pour les électrodes sont assez nobles (Iridium et Platine), et le rendement est potentiellement meilleur que l'alcalin. Toutefois, cette technologie est encore en développement, reste à voir s'il est envisageable de l'utiliser dans les prochaines décennies.

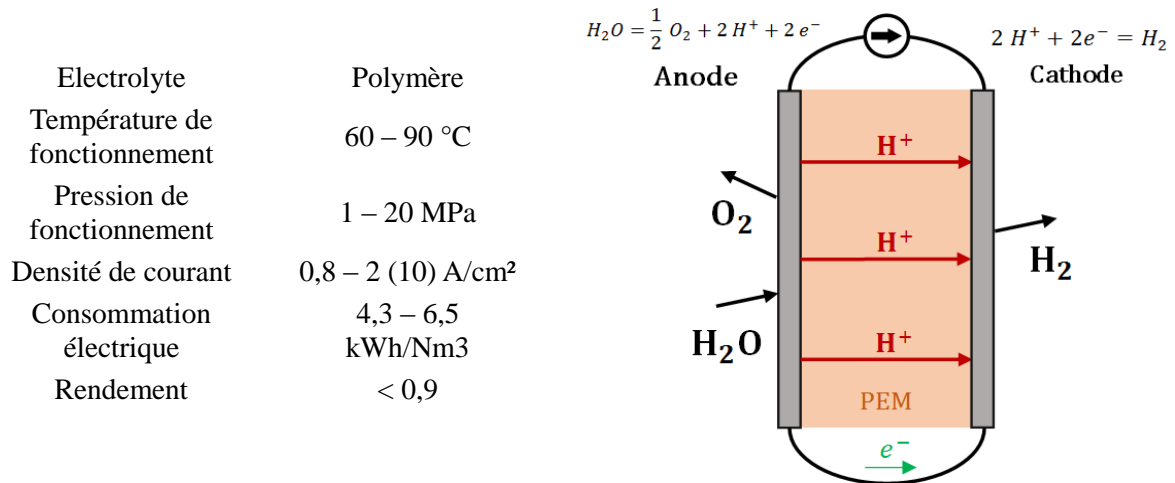


Figure A3.6. Principe de l'électrolyse PEM

## Electrolyse à haute température

Cet électrolyseur fonctionne avec de l'eau sous forme de vapeur d'où le besoin de haute température. Cette température élevée améliore la cinétique de la réaction, ce qui augmente le rendement. Cette technologie est encore en développement.

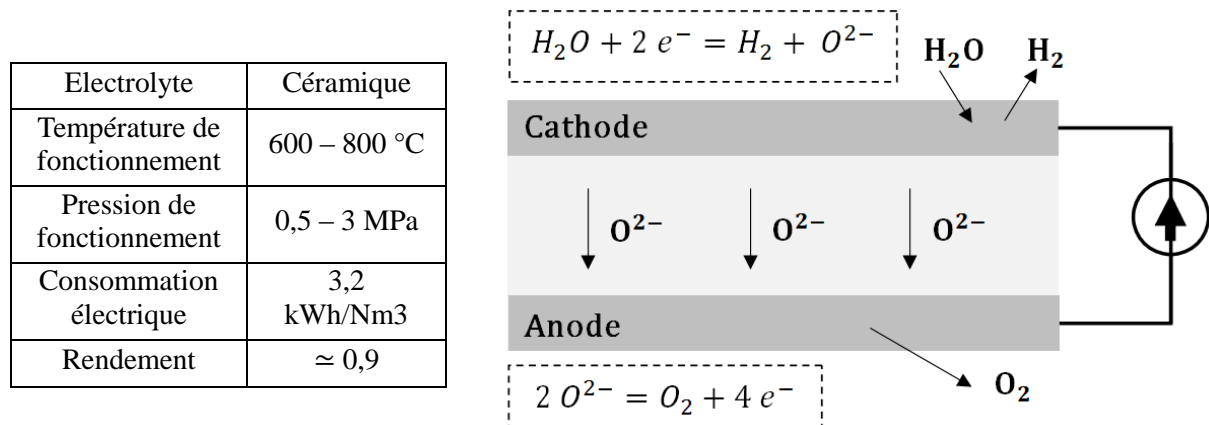
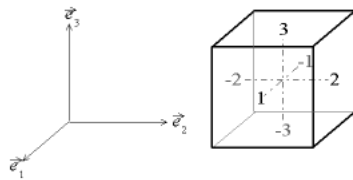


Figure A3.7. Principe de l'électrolyse haute température

## Annexe 4 : Modélisation thermodynamique des cavités

### A4.1 Formulation des équations de base

Le sel est soumis à des contraintes selon les 3 directions. Considérons un bloc de sel, dans le cadre de la statique (ce qui est le cas ici d'après la lenteur des déplacements), les forces qui s'y appliquent sont symétriques, c'est-à-dire que les faces opposées sont soumises à des forces de même norme et de direction opposées. On peut donc résumer l'ensemble des contraintes sous la forme d'une matrice 3\*3 :



$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix}$$

avec  $\sigma_{ij}$  = la composante selon  $\vec{e}_i$  de la contrainte que subit la face j. Cette matrice est en réalité symétrique à cause de l'équilibre en moment d'un volume infinitésimal. On la décompose en la somme de deux matrices  $\bar{\sigma} = \frac{1}{3} \text{tr}(\sigma) I_3$  et  $\sigma' = \sigma - \bar{\sigma}$  on appelle  $\bar{\sigma}$  la matrice de pression isostatique et  $\sigma'$  la matrice de déviation. On introduit ensuite les deux quantités  $p = \frac{1}{3} \text{tr}(\sigma)$  et  $q = \sqrt{\frac{3}{2}} \|\sigma'\|$  que l'on appelle respectivement la contrainte moyenne et le déviateur de contraintes.

La simulation du comportement thermodynamique d'une cavité de stockage doit rendre compte des quatre zones suivantes : la cavité, le puits, le massif autour du puits et le massif autour de la cavité (Figure A4.1). Celles-ci sont régies par des lois différentes que nous allons détailler ici.

La simulation du comportement thermodynamique d'une cavité de stockage doit rendre compte des quatre zones suivantes : la cavité, le puits, le massif autour du puits et le massif autour de la cavité (Figure A4.1). Celles-ci sont régies par des lois différentes que nous allons détailler ici.

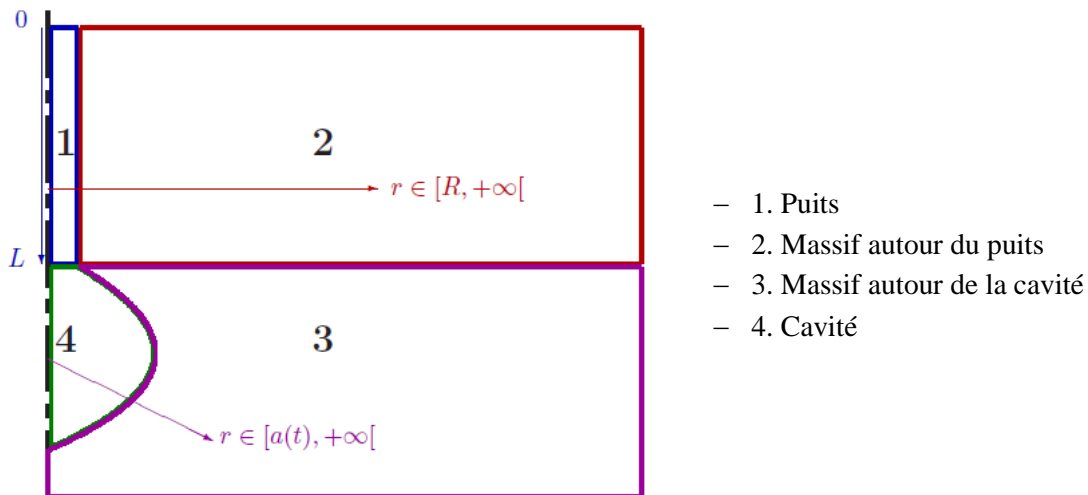


Figure A4.1. Schéma des différentes parties à considérer dans la modélisation

Tout d'abord, on utilisera les équations de Kurz et Wagner comme lois d'état pour le comportement du gaz dans la cavité et le puits. On utilise ici l'énergie libre de Helmholtz :  $a = U - TS$  et sa version adimensionnée  $\alpha = \frac{a}{RT}$ . On note ensuite  $\vec{x}$  le vecteur des fractions molaires,  $\rho_r$  et  $T_r$  une masse volumique et une température d'adimensionnement. Enfin  $\alpha^{id}$  est l'énergie libre de Helmholtz associée à la partie du mélange se comportant comme un gaz parfait et  $\alpha^{res}$  est une énergie résiduelle tenant compte des interactions entre molécules, lui-même corrigée avec un facteur de correction  $\Delta\alpha^{res}$ .

On a alors :

$$\alpha \left( \frac{\rho}{\rho_r}, \frac{T_r}{T}, \vec{x} \right) = \sum_{i=1}^N x_i (\ln x_i + \alpha_i^{id}(\rho, T)) + \sum_{i=1}^N x_i \alpha_i^{res} \left( \frac{\rho}{\rho_r}, \frac{T_r}{T} \right) + \Delta\alpha^{res} \left( \frac{\rho}{\rho_r}, \frac{T_r}{T}, \vec{x} \right)$$

De plus, pour le fluide stocké on utilise des équations de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie :

- Conservation de la masse :

$$-\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0$$

- Conservation de la quantité de mouvement, on s'intéresse à la variation de quantité de mouvement d'un élément de fluide de masse volumique  $\rho$  et de vitesse  $\vec{v}$  :

$$\frac{\partial(\rho \vec{v})}{\partial t} = \vec{v} \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

On utilise alors le principe fondamental de la dynamique qui nous donne l'équation suivante :

$$\frac{\partial(\rho \vec{v})}{\partial t} = -\vec{v} \cdot \nabla \cdot (\rho \vec{v}) - (\rho \vec{v}) \cdot \nabla \vec{v} + \text{div } \sigma - \vec{f}$$

- On peut à l'aide des équations précédentes :

$$\rho \frac{\partial U}{\partial t} = -\vec{v} \cdot \vec{\nabla}(U) - p \text{div}(\vec{v}) + 2\mu \underline{\underline{D}} : \underline{\underline{D}} + 2 \text{div}(\vec{v})^2 + k\Delta T$$

où le terme de gauche représente la variation d'énergie interne pondérée par la masse volumique avec à droite le terme de convection thermique, la puissance issue de la pression, le terme d'échauffement visqueux et la conduction thermique.

Dans le massif on doit prendre en compte à la fois les contraintes mécaniques imposées aux roches et la diffusion de la chaleur dans ces roches. On note  $\underline{\underline{\sigma}}$  le tenseur de contrainte appliquée aux massifs et  $T$  sa température. On a alors les équations suivantes :

- Principe fondamental de la statique :

$$\nabla \cdot \underline{\underline{\sigma}} + \rho \cdot \vec{g} = \vec{0}$$

- L'équation de la chaleur qui régit la diffusion de la chaleur dans les roches

$$\lambda \Delta T = \rho C \dot{T}$$

## A4.2 Rhéologie du sel

Cette section vise à présenter les essais réalisés en laboratoire notamment sur le sel pour caractériser son comportement thermomécanique. Les propriétés ainsi mesurées sont utilisées dans le logiciel de calcul numérique pour la simulation du comportement thermodynamique de la cavité.

### Préparation des éprouvettes

Afin d'obtenir une éprouvette de sel propre à être utilisée, plusieurs étapes se succèdent :

- Carottage : lors de la phase de reconnaissance du site, des échantillons sont prélevés par carottage à différentes profondeurs et envoyés dans un laboratoire pour la réalisation des essais de caractérisation géomécanique.
- Préparation en laboratoire : l'échantillon est soumis à des opérations de carottage si besoin, de découpage et de rectification des faces pour préparer des éprouvettes normalisées par rapport au type d'essai à conduire (Figure A4.2). On définit l'élanement d'une éprouvette comme le rapport de sa hauteur sur son diamètre.

### Mesure des propriétés physiques

Sur chaque éprouvette préparée, on détermine généralement :

- la masse volumique par pesée et mesure du volume de l'échantillon dans son état initial,
- la vitesse du son par mesure du temps de propagation que met une onde de compression pour traverser l'échantillon.

Pour le sel on trouve une masse volumique d'environ 2200 kg/m<sup>3</sup> et une vitesse de son de l'ordre de 4500 m/s.



Figure A4.2. Photos de 2 éprouvettes cylindriques normalisées destinées à un essai de traction indirecte (à gauche : élancement 0.5) et un essai de compression (à droite : élancement 2)

## Essai brésilien

Pour faire un essai de traction de manière directe il faudrait réussir à « tirer » l'échantillon avec des pinces de traction. Cette méthode fonctionne pour des matériaux résistants à la traction mais le sel y est très sensible. C'est pour cela qu'on réalise cet essai de manière indirecte, c'est à dire que l'on prend un échantillon d'élancement 0,5 que l'on vient compresser diamétralement en créant ainsi une traction le long du diamètre perpendiculaire (Figure A4.3).

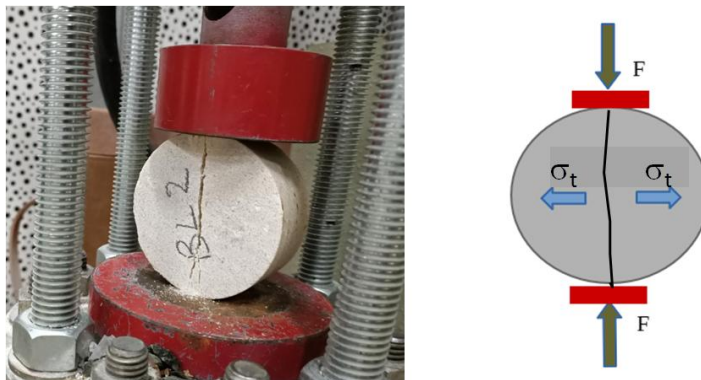


Figure A4.3. Essai de traction indirecte en laboratoire (essai brésilien)

On en déduit la résistance à la traction que l'on définit comme la contrainte horizontale lors de la rupture :

$$R_t = (F/\pi RH)$$

avec :

- $R_t$  , la résistance à la traction
- $F$ , l'effort fourni par la presse à la rupture
- $R$  et  $H$  respectivement le rayon et la hauteur de l'éprouvette.

Dans le cas du sel, on trouve une valeur d'environ 1,5MPa. Pour des raisons de sécurité, nous avons décidé de prendre une résistance à la traction nulle comme critère de stabilité des cavités.

## Essais de compression

Les essais de compression sont réalisés avec des éprouvettes d'élancement deux. Ils peuvent être uniaxiaux ou triaxiaux. L'essai uniaxial, appelé essai de compression simple, consiste à placer l'éprouvette sous une presse et à lui appliquer une contrainte longitudinale jusqu'à la rupture. On définit alors les déformations longitudinale et transversale par  $\epsilon_L=(H-H_0)/H_0$  et  $\epsilon_T=(D-D_0)/D_0$  avec  $H_0$

et  $D_0$ , la hauteur et le diamètre initiaux de l'éprouvette, et  $H$  et  $D$ , la hauteur et le diamètre au cours de la mesure. Plusieurs techniques sont utilisées pour accéder à ces deux paramètres, la plus courante étant les jauges de déformations. La réalisation de cycles charge-décharge pendant l'essai permet de mesurer les deux propriétés élastiques qui sont le module de Young  $E$  et le coefficient de Poisson  $\nu$ .

Au cours d'un essai de compression triaxiale, l'éprouvette est placée dans une cellule cylindrique (Figure A4.4). L'espace entre les parois de la cellule et l'éprouvette, isolée par une jaquette en silastène, est rempli d'huile qui, une fois pressurisée, assure une pression latérale constante sur l'éprouvette (pression de confinement). Le maintien de la pression latérale est assuré par un générateur de pression à volume contrôlé qui permet de mesurer la variation du volume d'huile dans la cellule pendant toute la durée de l'essai. Cette variation du volume d'huile à une pression de confinement constante permet de calculer la variation du volume de l'éprouvette.

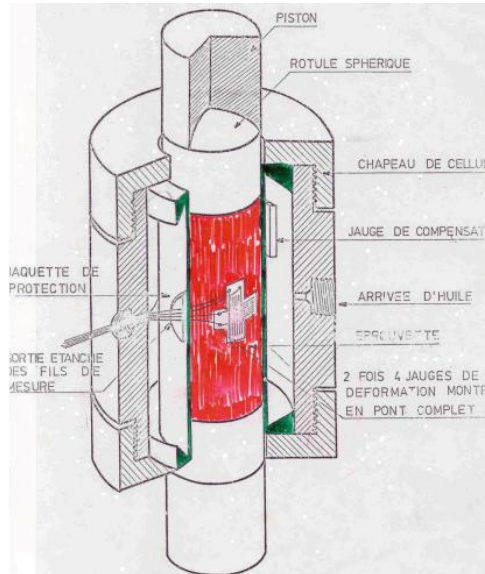


Figure A4.4. Cellule triaxiale au laboratoire du centre de Géosciences

Dans le cas de l'essai triaxial, avec une pression de confinement  $P$  constante et une pression axiale  $Q$ , le déviateur de contraintes s'écrit :  $q = Q - P$ .

Les essais de compression triaxiale permettent d'accéder à l'endommagement du sel via le déviateur dilatant  $q_d$ . Ce dernier correspond à la valeur du déviateur à partir duquel le comportement de l'éprouvette n'est plus contractant. La Figure A4.5 illustre les résultats d'un essai triaxial (à droite la contrainte axiale en fonction de la déformation longitudinale et à gauche le déviateur en fonction de la variation volumique).

Le déviateur dilatant augmente avec la pression de confinement appliqué. Le critère de dilatance est souvent exprimé par une relation entre le déviateur dilatant et la pression moyenne (Figure A4.6).

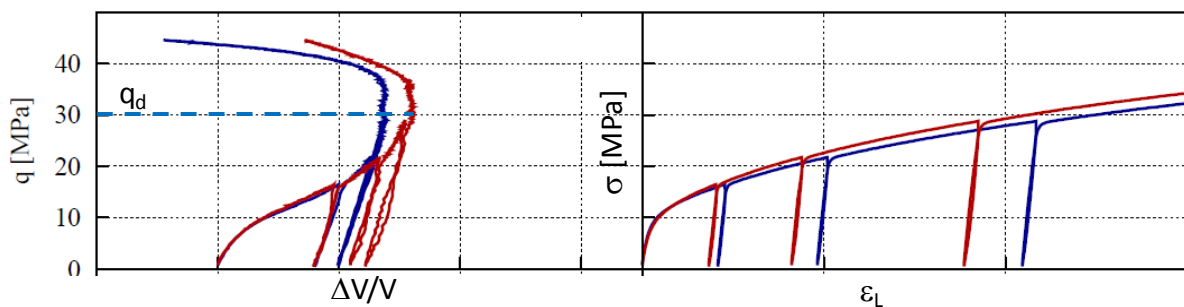


Figure A4.5. Résultats d'un essai de compression triaxiale (en bleu: déformations globales mesurées par un capteur inductif et par variation de volume d'huile, en rouge: déformations locales mesurées par jauges)



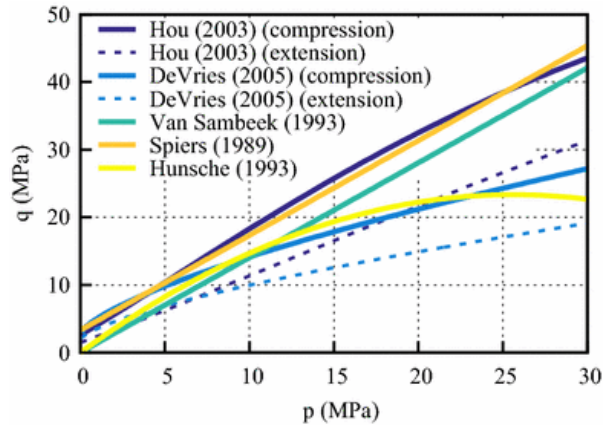


Figure A4.6. Exemples de critères de dilatance sur différents sels (Labaune et al., 2017)

Nous avons simplifié la relation en adoptant un critère de dilatance relation linéaire :  $q_d = ap + b$  et en fixant des valeurs moyennes de  $a = 1.3$  et  $b = 2.5$  (en MPa).

## Essais de fluage

La plupart des matériaux ont la même réaction quand ils sont soumis à une contrainte constante, ils vont rapidement se déformer puis rester dans cet état de déformation statique. Mais les matériaux visqueux dont fait partie le sel ont une réaction différente, leur déformation va dépendre du temps, c'est le phénomène de fluage. L'intensité de ce phénomène dépend à la fois de la contrainte et de la température à laquelle est effectuée l'essai. C'est pour cela qu'on réalise l'essai dans un laboratoire en sous-sol, où la température est contrôlée. Une éprouvette d'élongement deux est placée dans une cellule triaxiale où lui sont imposées une pression axiale, une pression latérale et une température (Figure A4.7). Un essai a une durée typique de quelques mois, au cours de laquelle on fait varier par paliers le déviateur de contraintes et la température pour simuler les conditions réelles d'évolution du sel et où l'on mesure l'évolution de la déformation axiale de l'éprouvette.

Il existe de nombreuses lois qui permettent de décrire le comportement du sel en fonction de la température, du temps, des contraintes de pression et du déviateur. Nous avons décidé d'utiliser la loi de Lemaître dans notre étude.

On considère ainsi la déformation totale comme la somme d'une déformation élastique, une déformation viscoplastique irréversible (donnée par la loi de Lemaître), et une déformation de dilatation thermique :

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

avec:

- $\epsilon$ , la déformation axiale ;
- $q$ , le déviateur de contraintes ;
- $E$ , le module d'Young ;
- $\alpha$ ,  $\beta$  et  $K$  : les paramètres de la loi de Lemaître décrivant le fluage du sel
- $A$ , le facteur de fréquence de la loi d'Arrhenius rendant compte de l'effet de la température sur le fluage ;
- $T$ , la température,  $T_0$  sa valeur initiale et  $T_{ref}$  une température de référence ;
- $t$ , le temps ;
- $\alpha_{th}$ , le coefficient de dilatation thermique.

Les résultats de l'expérience permettent de déterminer les paramètres  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $K$ ,  $T_r$ ,  $\alpha_{th}$  et  $A$  par ajustement des essais de fluage sous paliers de déviateur de contraintes et de température au sens des moindres carrés. La Figure A4.8 donne un exemple d'essai de fluage réalisé au laboratoire du centre de Géosciences.

Pour caractériser le niveau de fluage d'un sel, on définit l'indice de fluage qui correspond à la déformation viscoplastique calculée en % pour un déviateur de 10 MPa, un temps de 365 jours et une

température  $T = 328 \text{ K}$ . Dans notre étude, nous avons retenu pour le sel les paramètres suivants :  $\alpha=0,3$  ,  $\beta=3,24$  ,  $K = 0,72\text{MPa}$  ,  $A=2500$  et  $T_r=30^\circ\text{C}$ . Ces paramètres conduisent à un indice de fluage de l'ordre de 6 %. Cet indice traduit un sel relativement fluant.

Le coefficient de dilatation thermique  $\alpha_{th}$  peut être mesuré à chaque changement de palier de température sous déviateur de contraintes nul, c'est à dire lorsque la déformation ne provient que de la dilatation thermique. Dans notre étude, nous avons retenu  $\alpha_{th} = 40 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ . Les autres paramètres thermiques retenus pour le sel, la conductivité thermique et la capacité thermique volumique, sont respectivement de  $5,78\text{Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$  et de  $2 \text{ MJm}^{-3}\text{K}^{-1}$ .

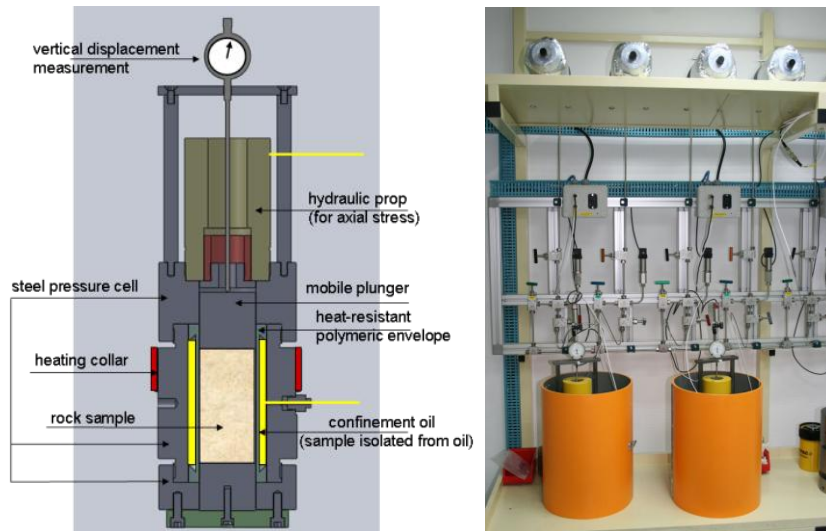


Figure A4.7.: Dispositif pour la réalisation d'un essai de fluage multipaliers (centre de Géosciences)

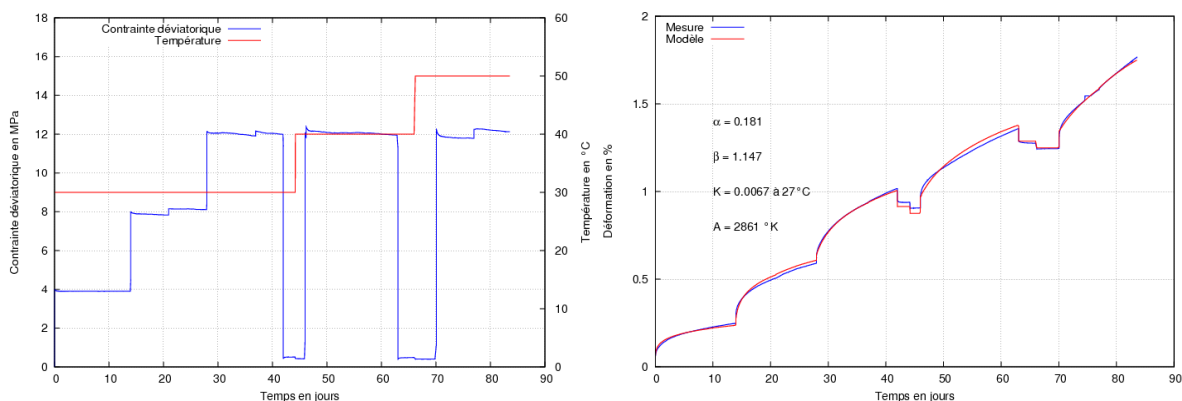


Figure A4.8. Exemple d'ajustement d'un essai de fluage multipaliers par la loi de Lemaitre

## Méthode des moindres carrés

La méthode des moindres carrés, indépendamment élaborée par Legendre et Gauss au début du XIX<sup>ème</sup> siècle, permet de comparer des données expérimentales, à un modèle mathématique censé décrire ces données. Dans le cas des essais de fluage, on a  $N$  mesures de  $\epsilon$  effectuées à un temps, que l'on note  $\{y_i, i= 1 \dots N\}$ , effectuées à des temps  $t_i$  étalées sur quelques mois. Et on crée la fonction  $f(\alpha, \beta, K, T_r, \alpha_{th}, t)$  qui calcule le  $\epsilon$  théorique de la loi de Lemaitre. On va alors chercher à minimiser la quantité :

$$S := \sum_{i=1}^N (f(\alpha, \beta, K, T_r, \alpha_{th}, t_i) - y_i)^2 := \sum_{i=1}^N r_i^2$$

On remarque ici que l'équation de Lemaitre n'est pas linéaire, la résolution ne peut donc pas se faire de manière exacte avec un simple calcul d'algèbre linéaire.

Puisque  $f$  est positive, elle est minimale là où son gradient s'annule. On obtient donc un système de 5 équations à résoudre :

$$\begin{aligned} \frac{\partial S}{\partial \alpha} &= \sum_{i=1}^N r_i \frac{\partial r_i}{\partial \alpha} = 0 & \frac{\partial S}{\partial \beta} &= \sum_{i=1}^N r_i \frac{\partial r_i}{\partial \beta} = 0 \\ \frac{\partial S}{\partial K} &= \sum_{i=1}^N r_i \frac{\partial r_i}{\partial K} = 0 & \frac{\partial S}{\partial T_r} &= \sum_{i=1}^N r_i \frac{\partial r_i}{\partial T_r} = 0 \\ \frac{\partial S}{\partial \alpha_{th}} &= \sum_{i=1}^N r_i \frac{\partial r_i}{\partial \alpha_{th}} = 0 \end{aligned}$$

Dans un système non linéaire, les dérivées partielles dépendent aussi bien des mesures que des paramètres : il faut donc renoncer à résoudre les équations normales aussi simplement que dans le cas linéaire. On a alors recours à une résolution numérique, à l'aide d'un procédé itératif.

On note  $x = (\alpha, \beta, K, T_r, \alpha_{th})$  et  $x_{k+1} = x_k + \Delta x_k$

On calcule ensuite  $\Delta x_k$  à chaque itération et finalement  $\lim_{k \rightarrow +\infty} x_k = x_0$  tel que  $x_0$  est la solution recherchée.

## A4.3 Résultats de la modélisation numérique de la stabilité des cavités

### Critères de dimensionnement

Les critères suivants ont été adoptés pour la validation de chaque configuration de stockage (Figure A5.1) :

- La pression dans la cavité ne doit pas être supérieure à  $P_{\max} = 0,8 P_{\infty}$  et ne doit pas être inférieure à  $P_{\min} = 0,2 P_{\infty}$  ;
- La cavité ne doit pas perdre plus de 20% de son volume sur 40 années d'exploitation ;
- La contrainte tangentielle ne doit pas être positive (pas de traction dans le sel) ;
- La contrainte déviatorique doit respecter le critère de dilataance et doit donc être toujours inférieure  $q \leq 1,3p + 2,5$  ;
- Le CO<sub>2</sub> doit rester toujours en phase gazeuse en phase supercritique.

En cas de refus d'une cavité, nous avons cherché à modifier son volume ou son débit de cyclage afin de respecter tous les critères mentionnés. Dans certaines conditions, le stockage de CO<sub>2</sub> en phase gazeuse peut s'avérer impossible.

Pour chaque configuration étudiée définie par un cyclage et une profondeur donnée, les résultats des simulations sont présentés sous la forme des graphiques suivants :

- L'évolution de la pression au cours du cyclage pendant toute la durée de fonctionnement du stockage température ;
- L'évolution de la température au cours du cyclage pendant toute la durée de fonctionnement du stockage ;
- La perte de volume de la cavité en fonction du temps ;
- L'évolution de la contrainte tangentielle au cours du cyclage pendant toute la durée de fonctionnement du stockage ;
- Le diagramme  $q = f(p)$  pendant toute la durée de fonctionnement du stockage et sa comparaison avec le critère de dilataance linéaire ;
- Le diagramme  $P = f(T)$  lors du stockage du CO<sub>2</sub> afin de vérifier le risque de changement de phase.

Compte tenu du nombre important des figures associées aux 9 configurations étudiées, seules quelques illustrations sont présentées.

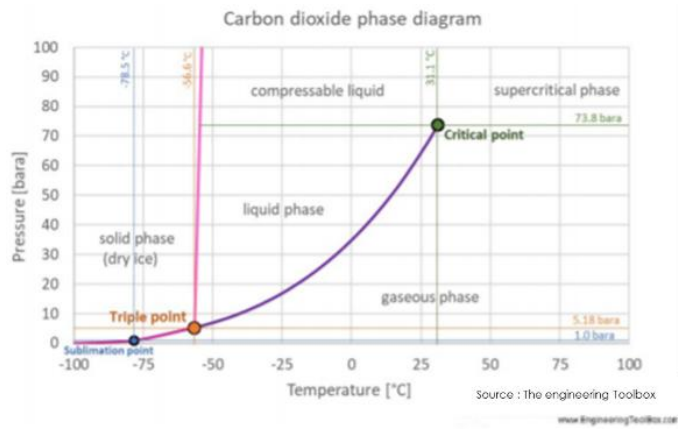
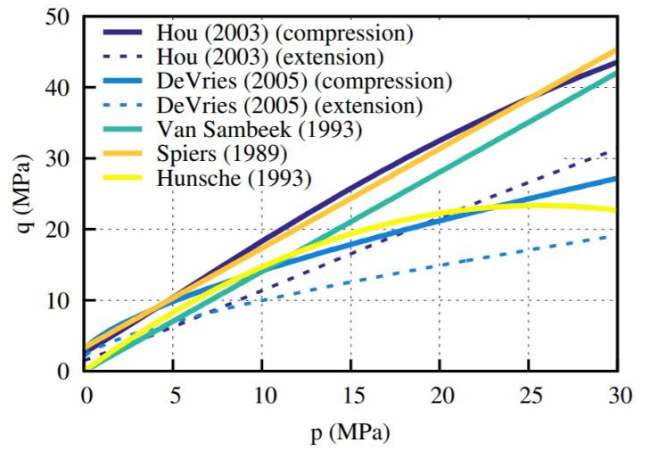
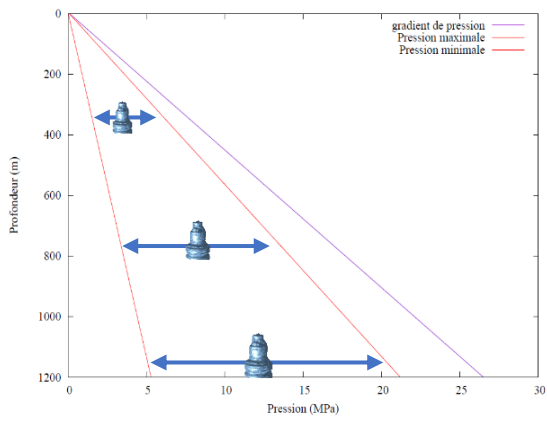
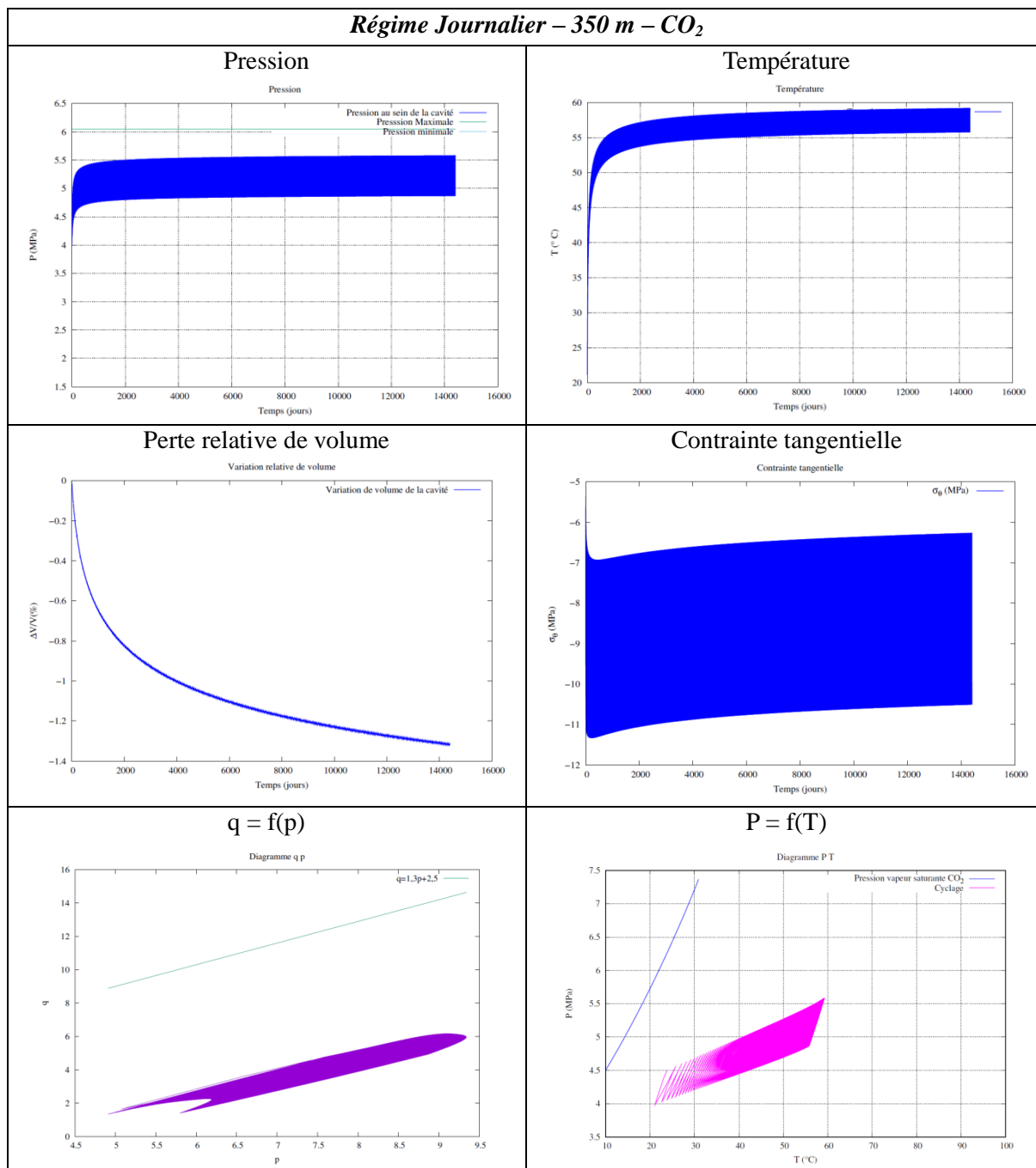
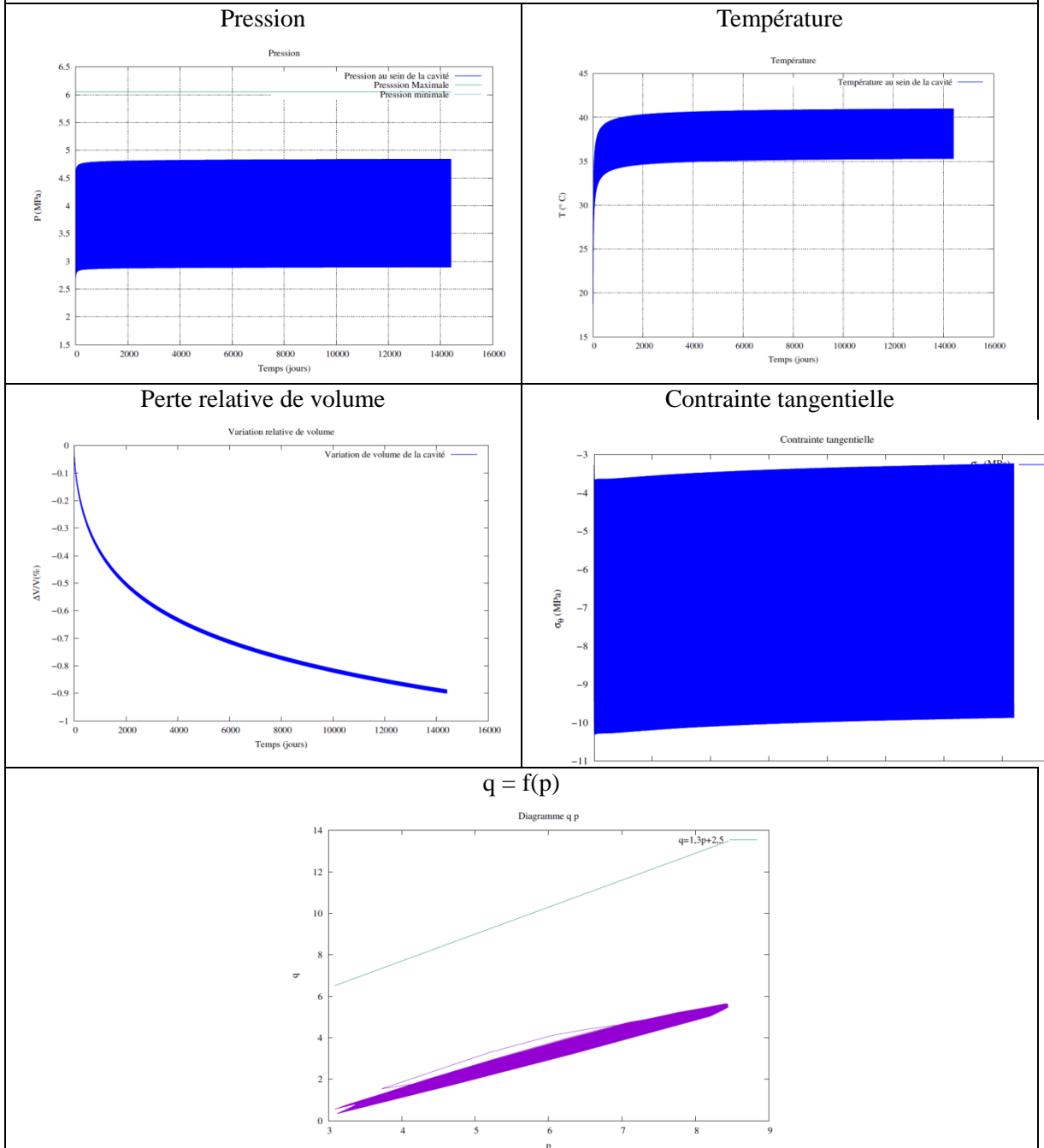


Figure A5.1. Illustration de quelques critères appliqués pour le dimensionnement des cavités salines

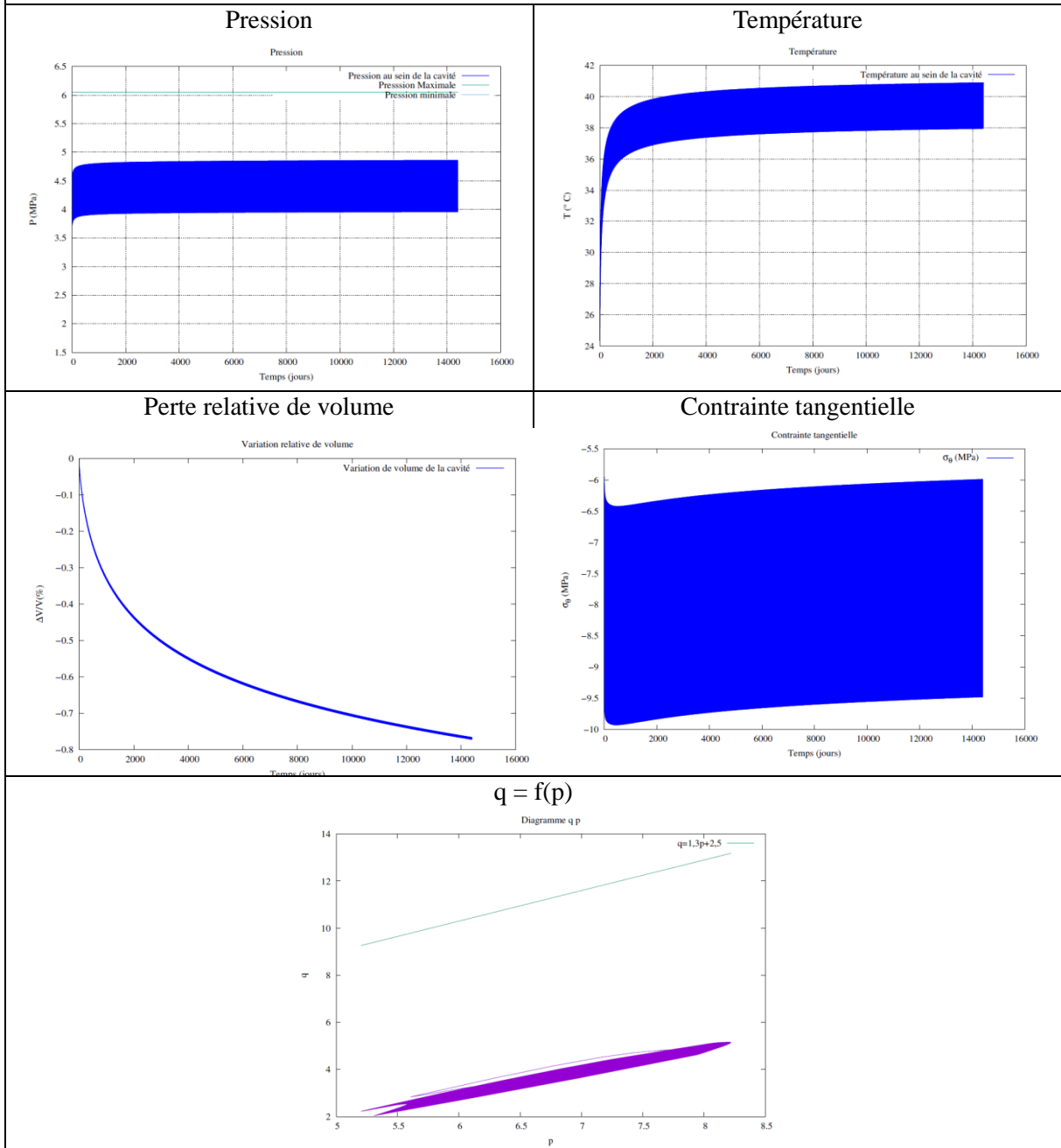
## Stockage journalier à 350 m



**Régime Journalier – 350 m – O<sub>2</sub>**

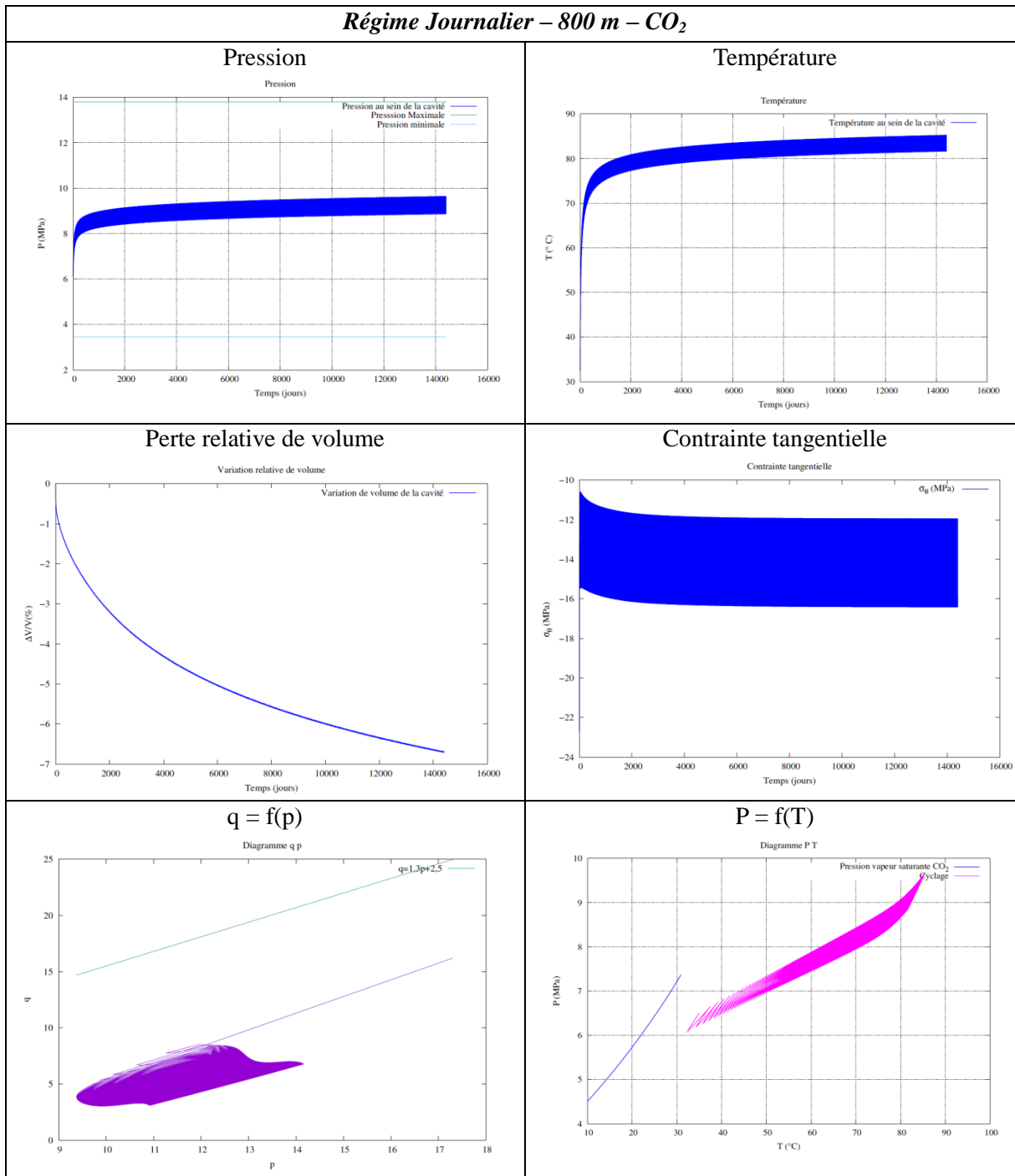


### Régime Journalier – 350 m – CH<sub>4</sub>



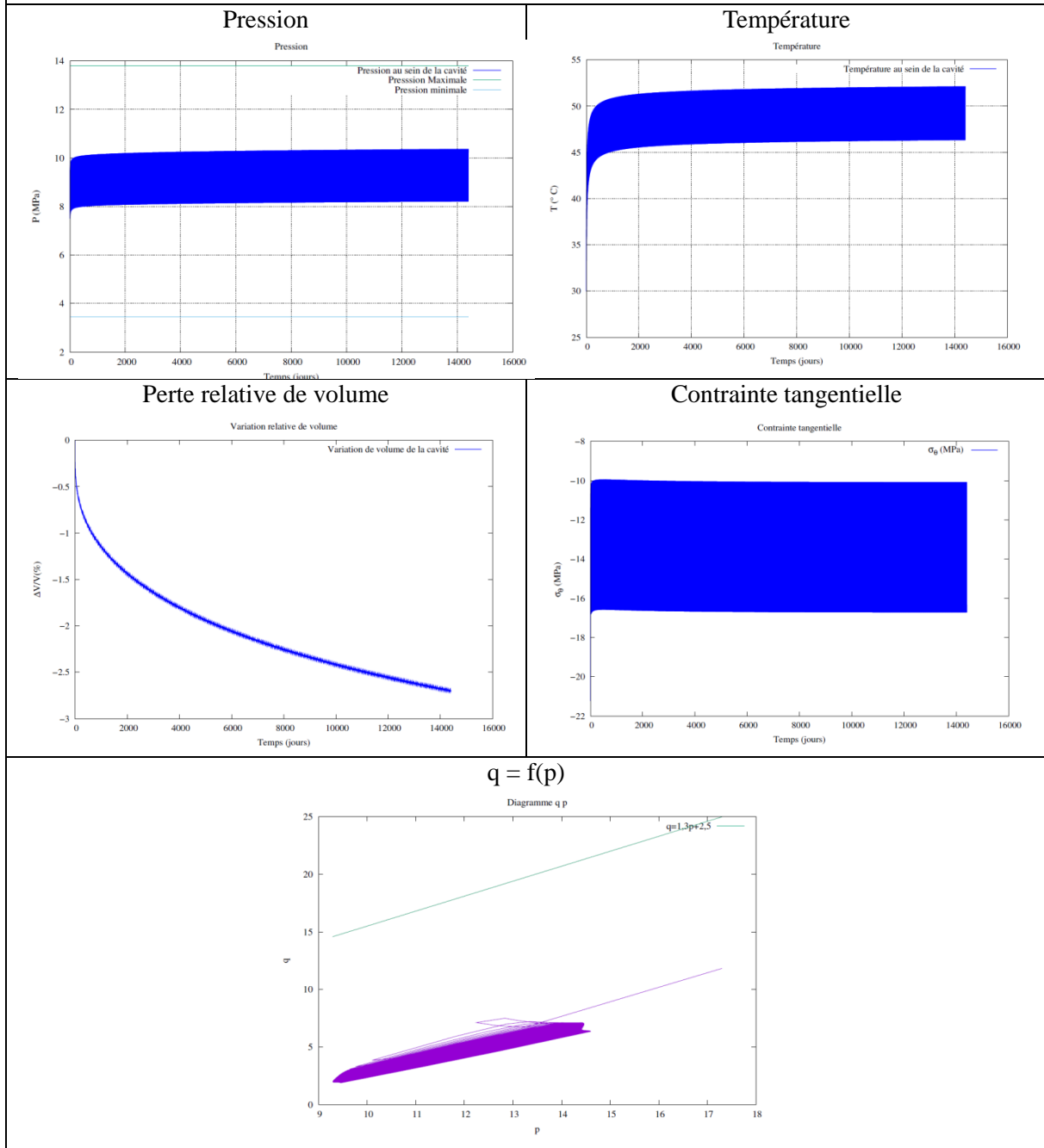
# Stockage journalier à 800 m

## Régime Journalier – 800 m – CO<sub>2</sub>

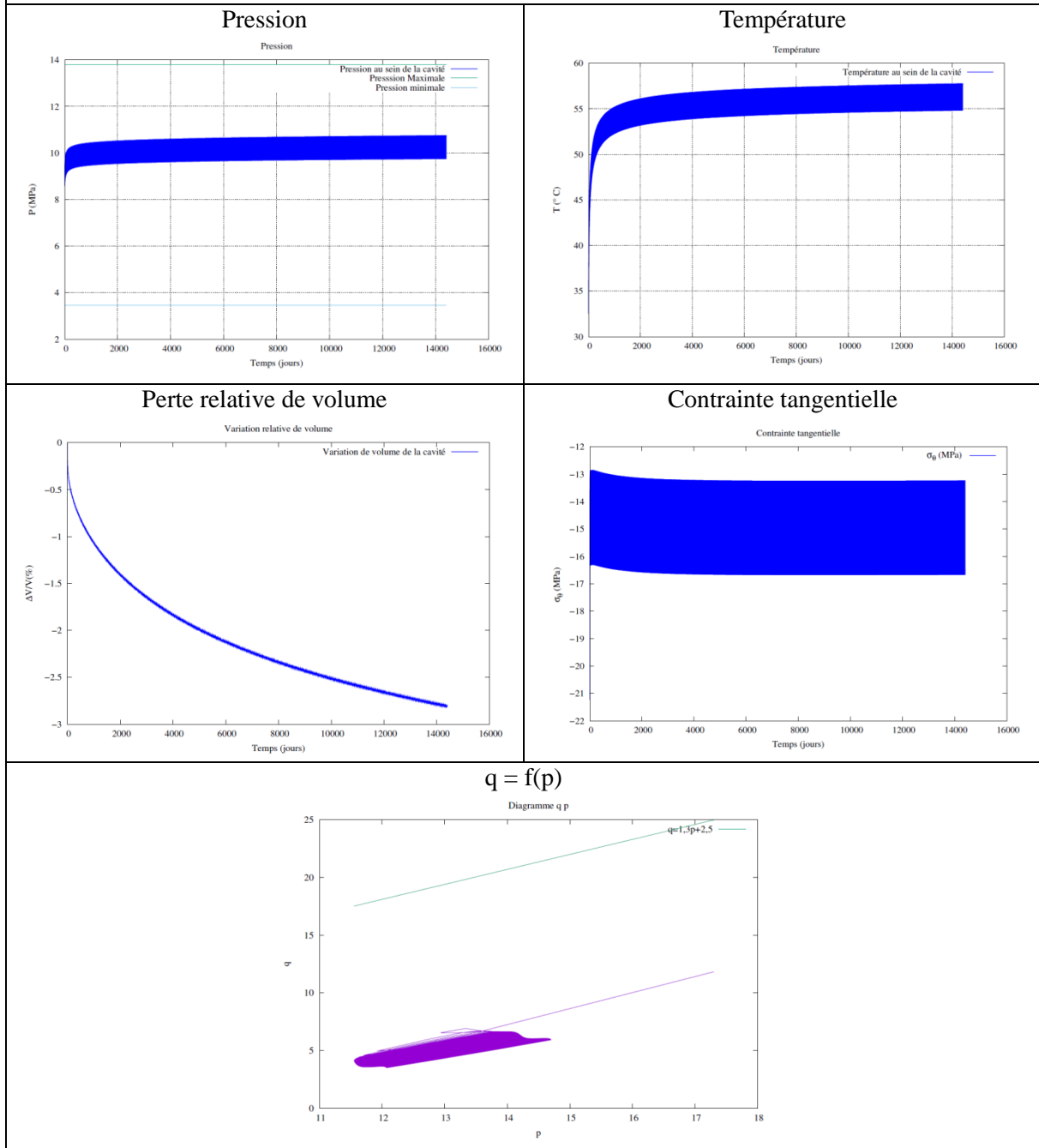




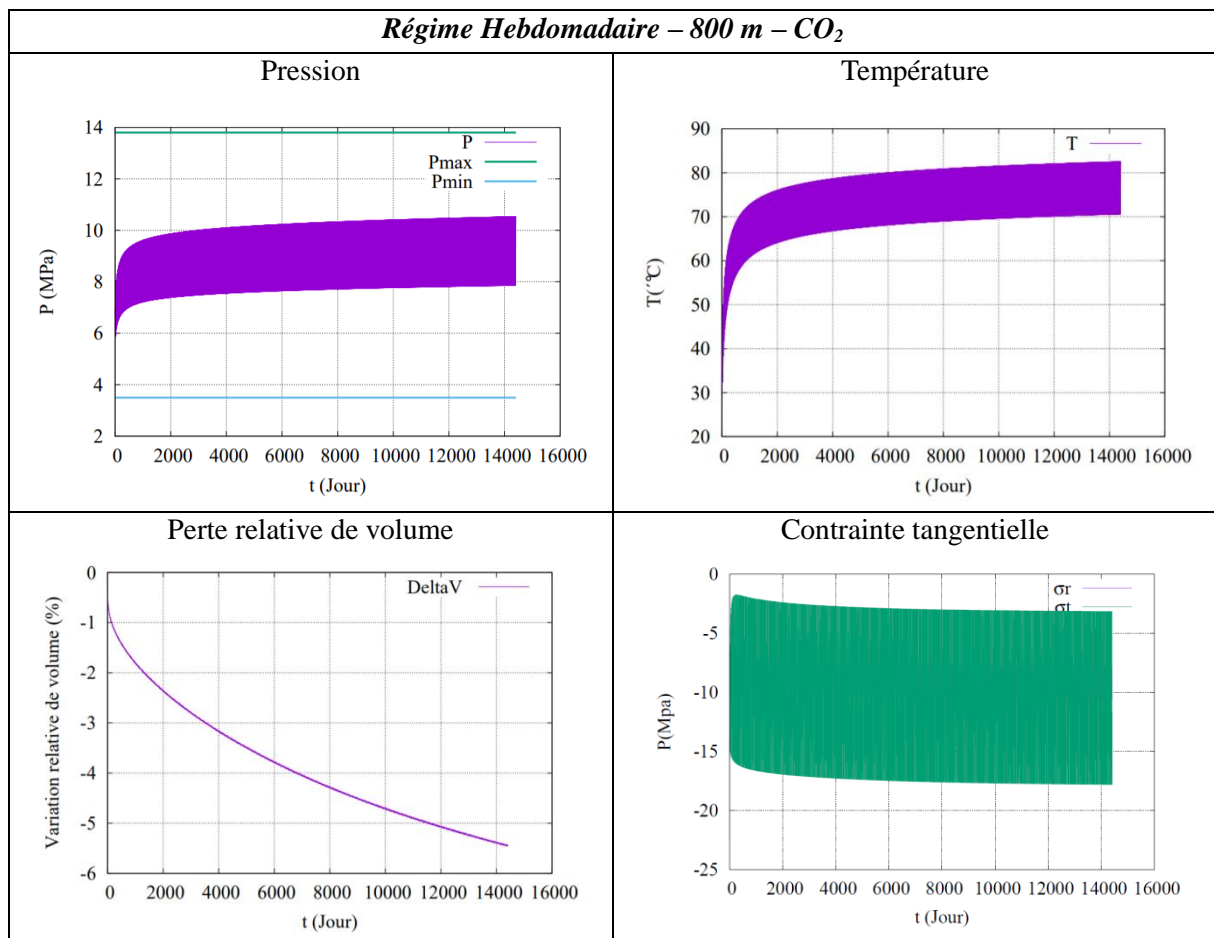
## Régime Journalier – 800 m – O<sub>2</sub>



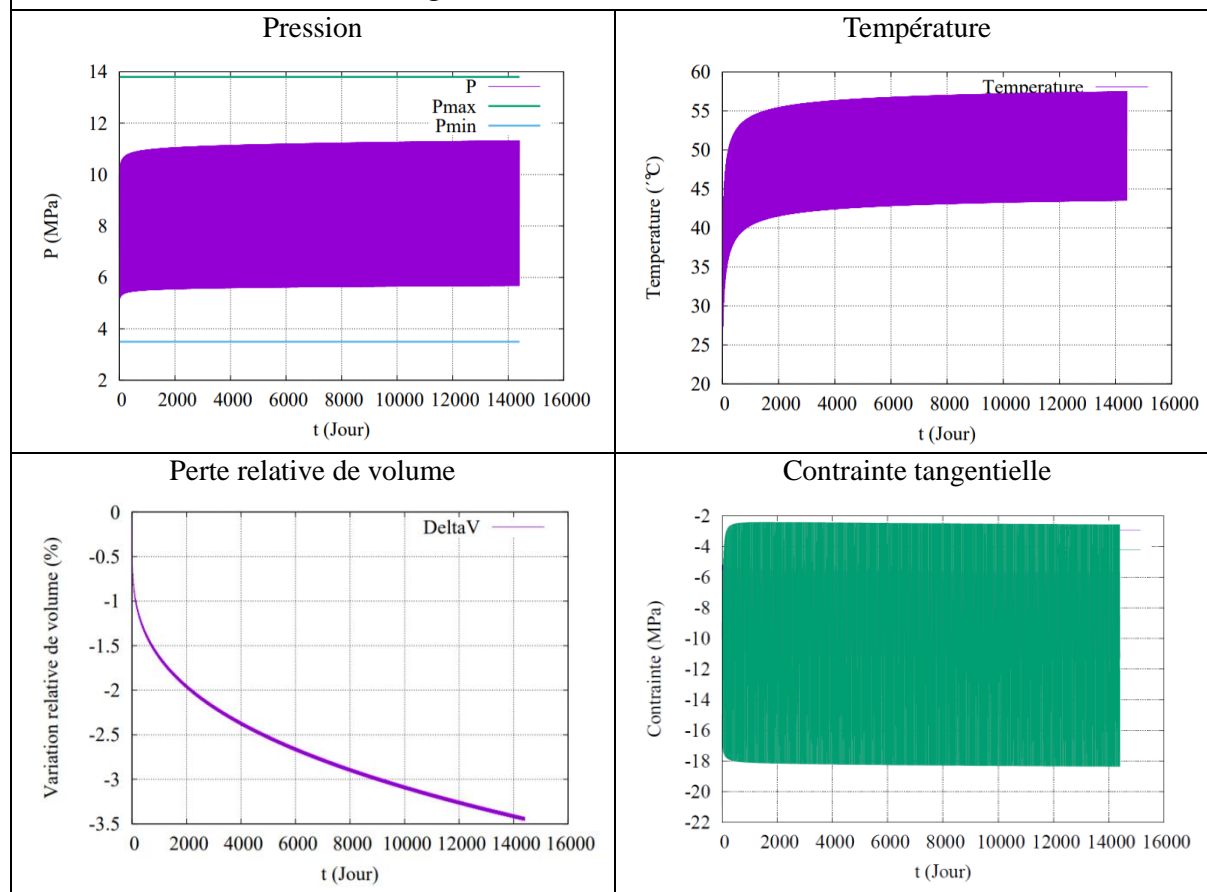
### Régime Journalier – 800 m – CH<sub>4</sub>



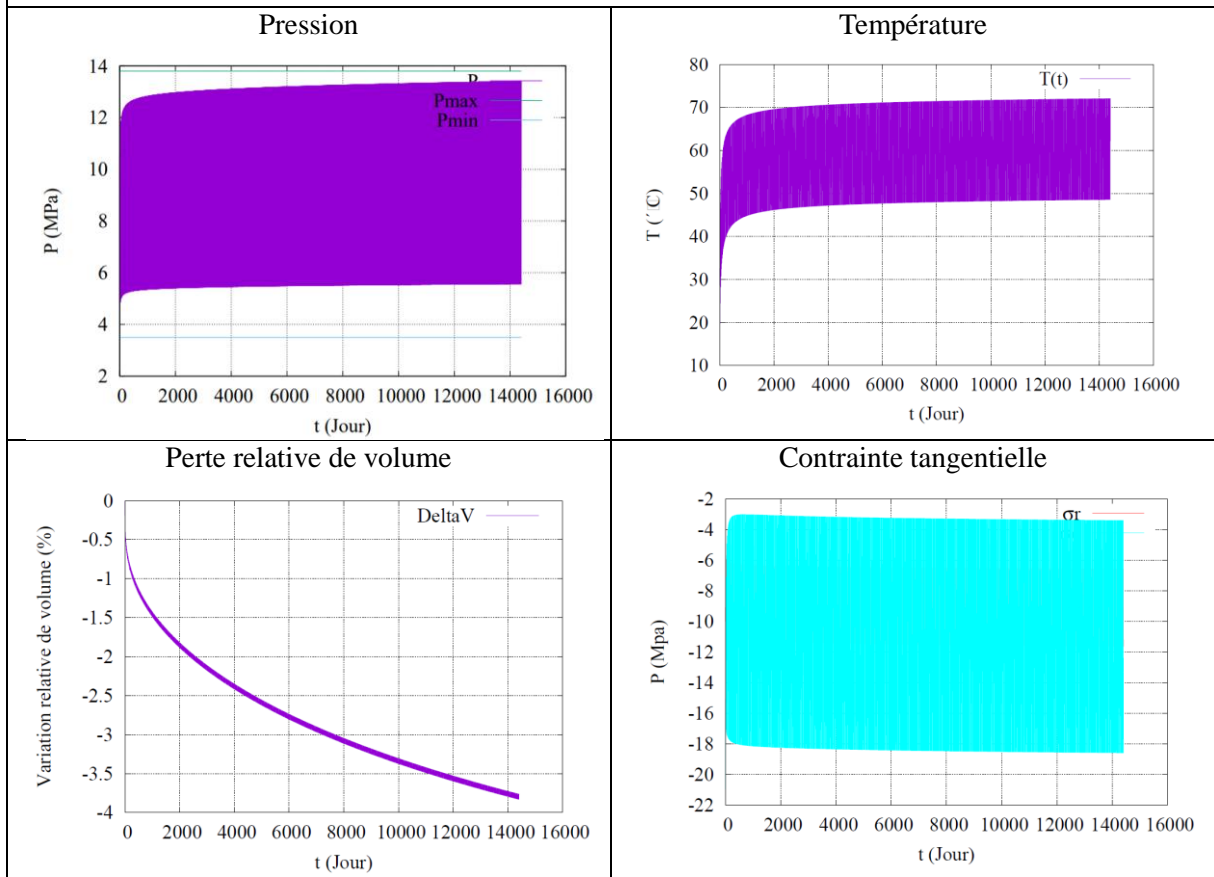
## Stockage hebdomadaire à 800 m



### Régime Hebdomadaire – 800 m – O<sub>2</sub>

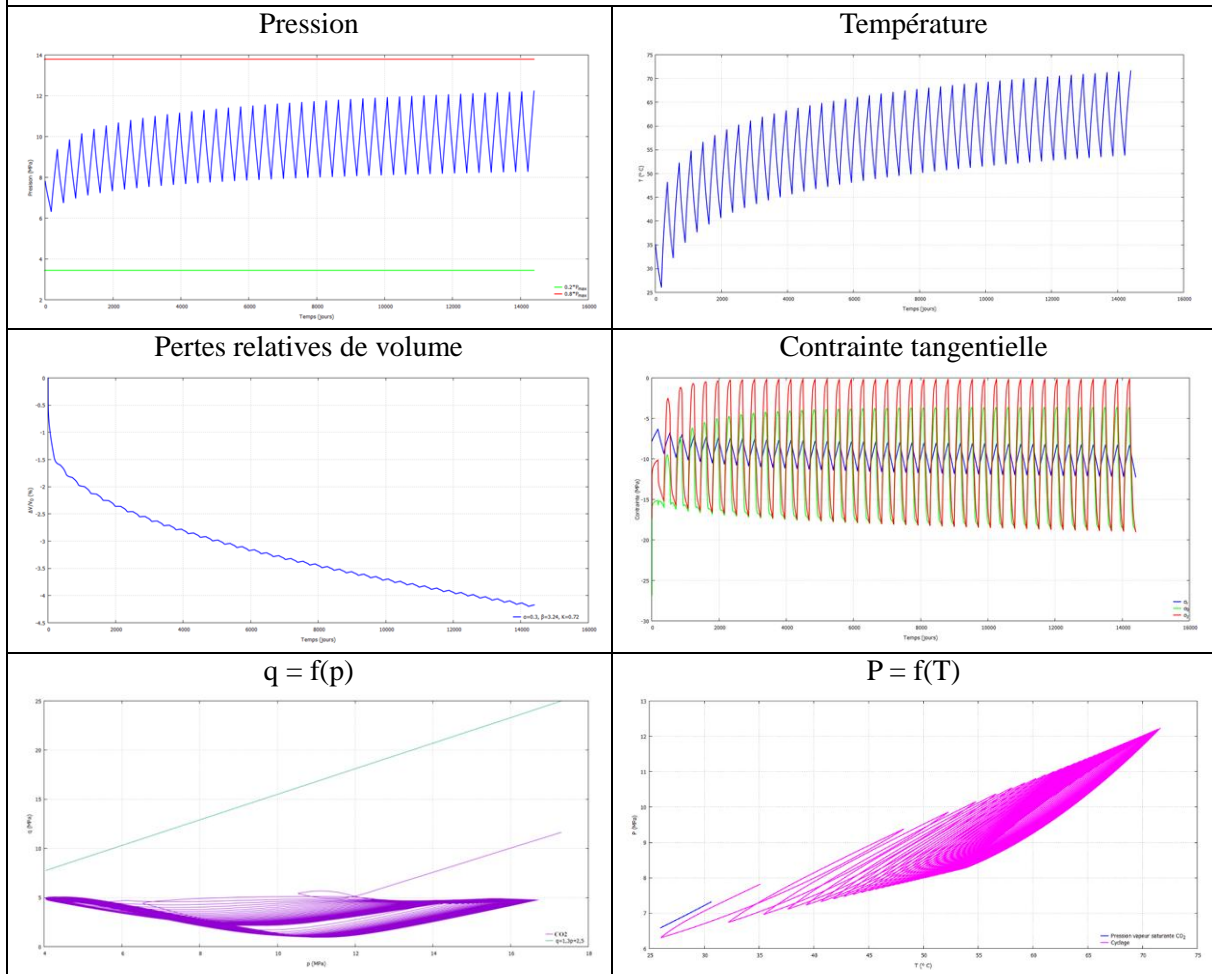


### Régime Hebdomadaire – 800 m – CH<sub>4</sub>



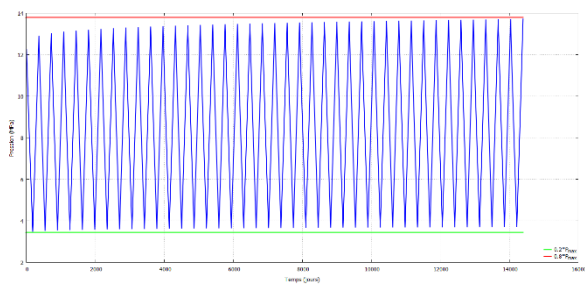
# Stockage saisonnier à 800 m

## Régime Saisonnier – 800 m – Cavité sphérique ( $r = 36\text{ m}$ ) – $\text{CO}_2$

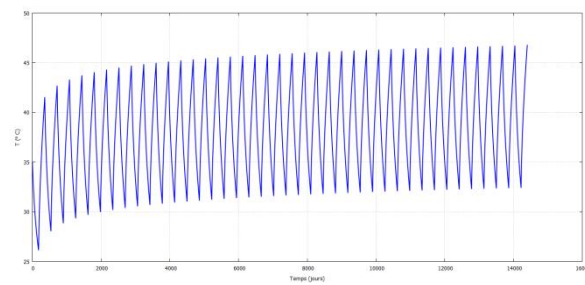


**Régime Saisonnier – 800 m – Cavité sphérique ( $r = 36$  m) –  $O_2$**

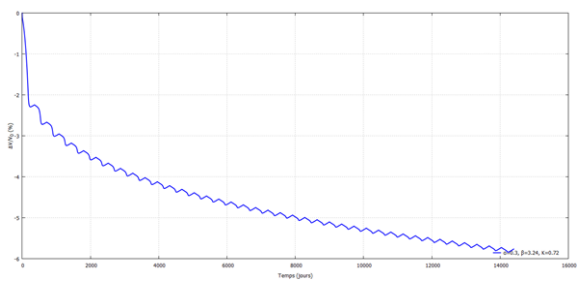
**Pression**



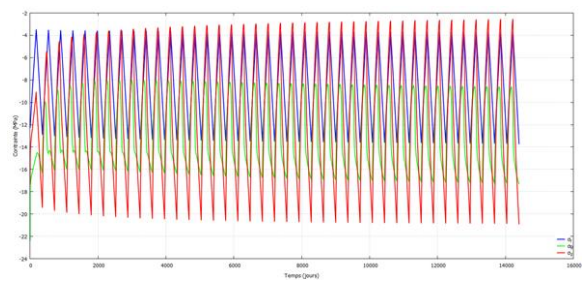
**Température**



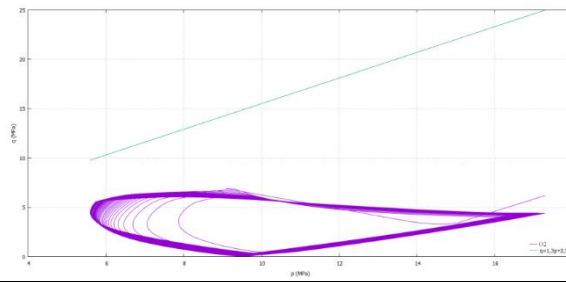
**Pertes relatives de volume**



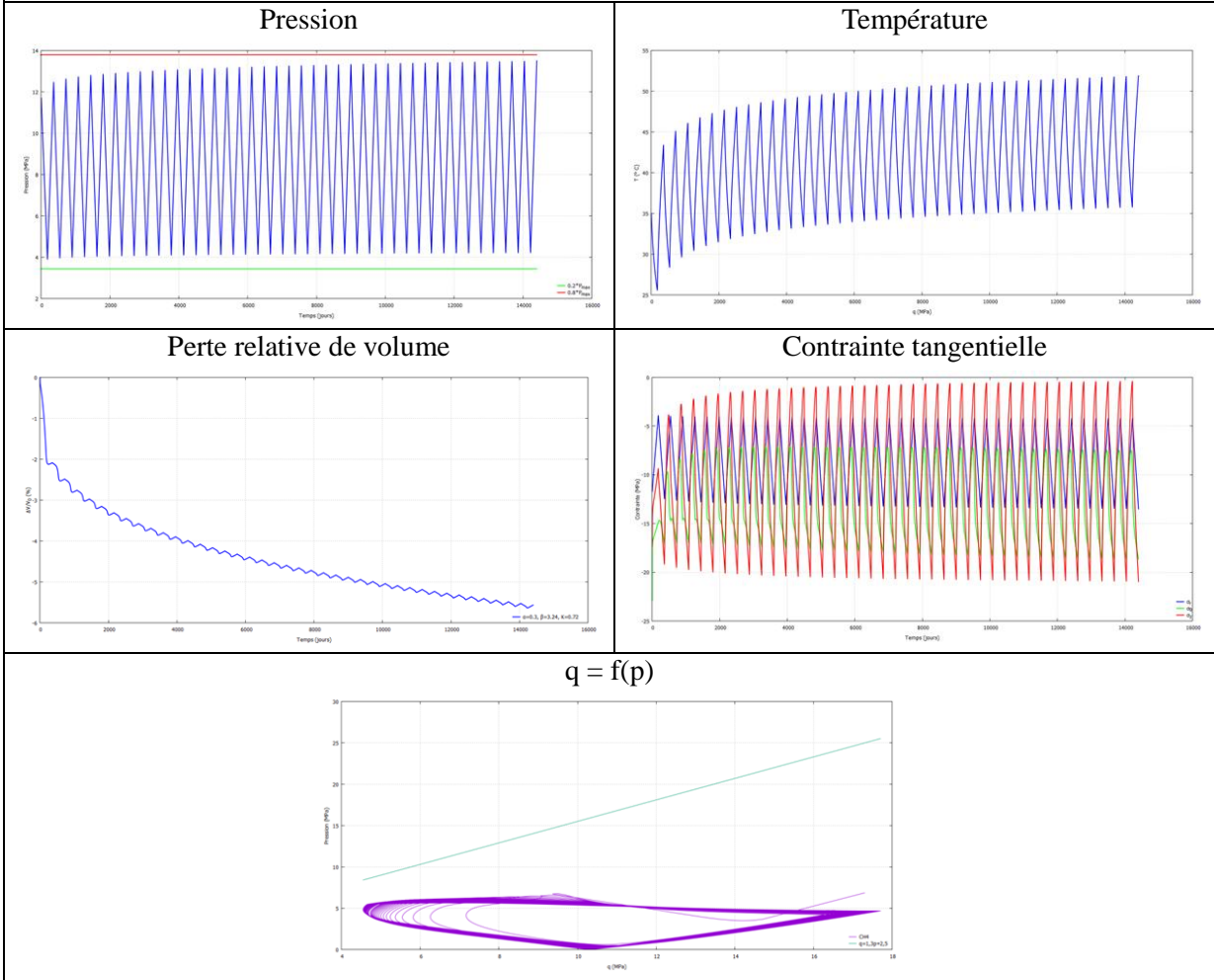
**Contrainte tangentielle**



**$q = f(p)$**

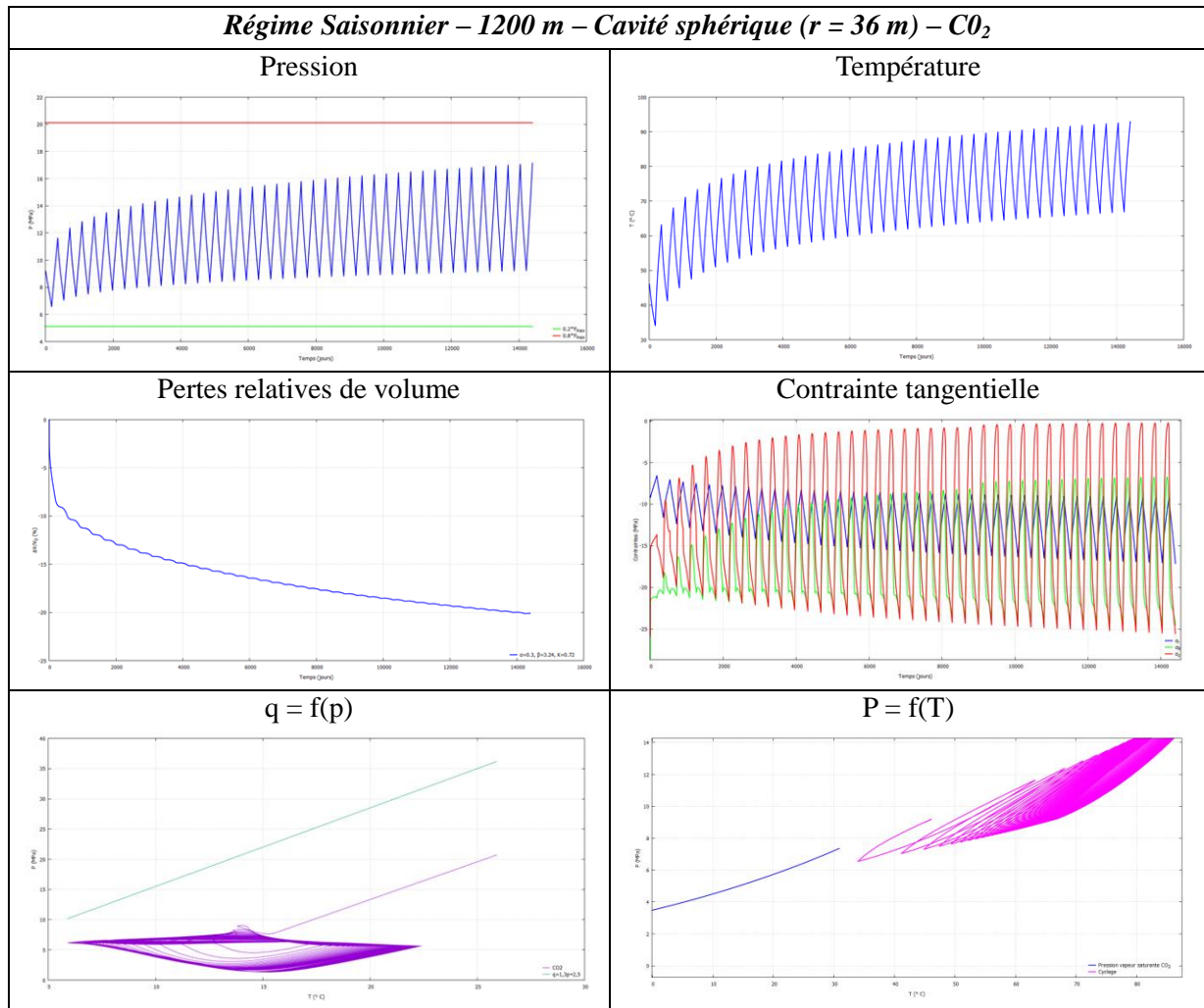


**Régime Saisonnier – 800 m – Cavité sphérique ( $r = 36\text{ m}$ ) –  $\text{CH}_4$**



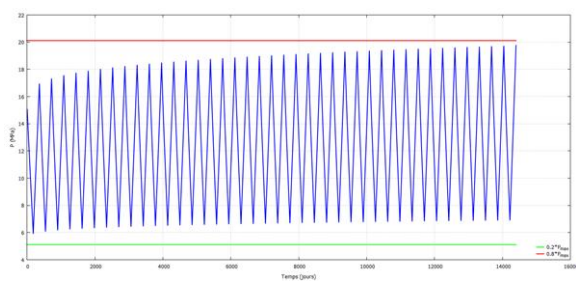


## Stockage saisonnier à 1200 m

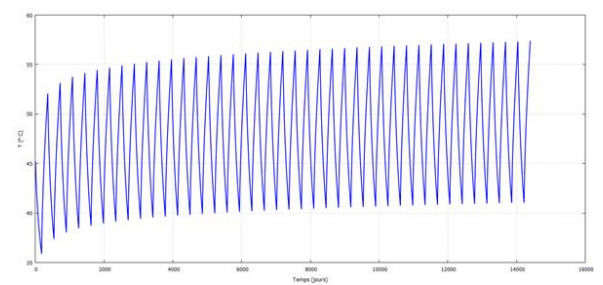


**Régime Saisonnier – 1200 m – Cavité sphérique ( $r = 36\text{ m}$ ) –  $O_2$**

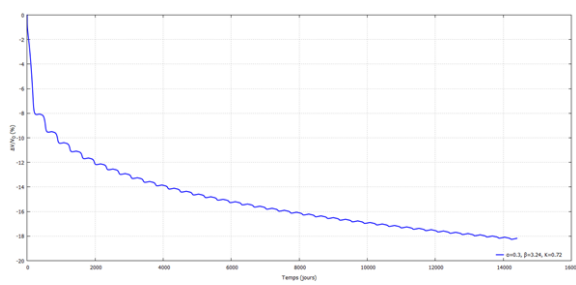
**Pression**



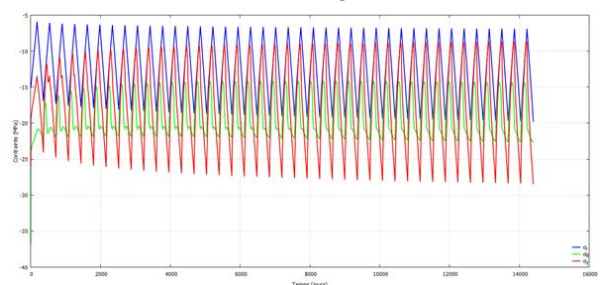
**Température**



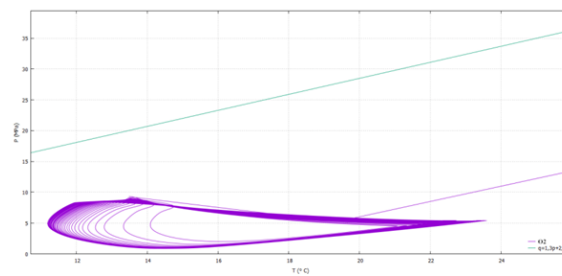
**Pertes relatives de volume**



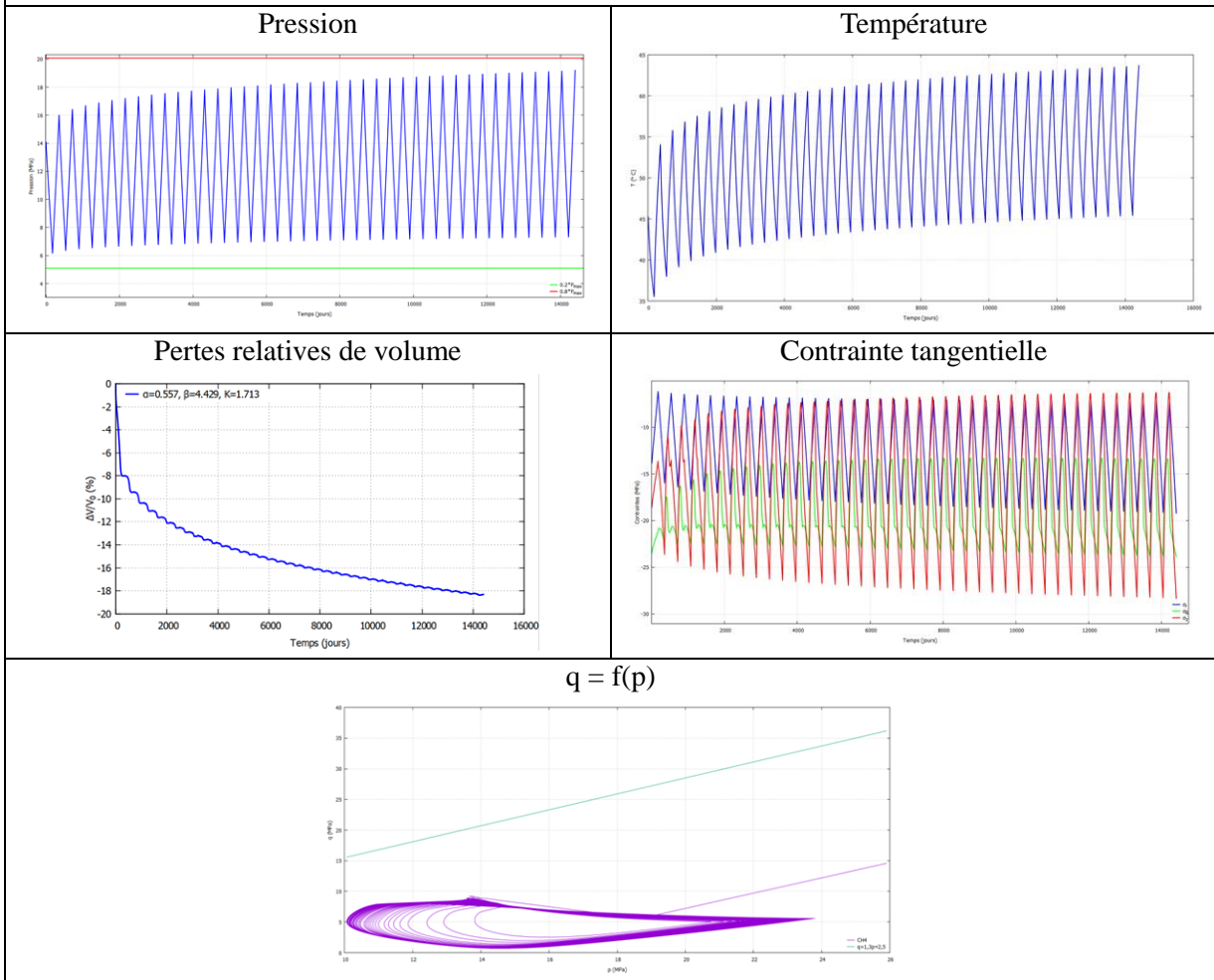
**Contrainte tangentielle**



**$q = f(p)$**

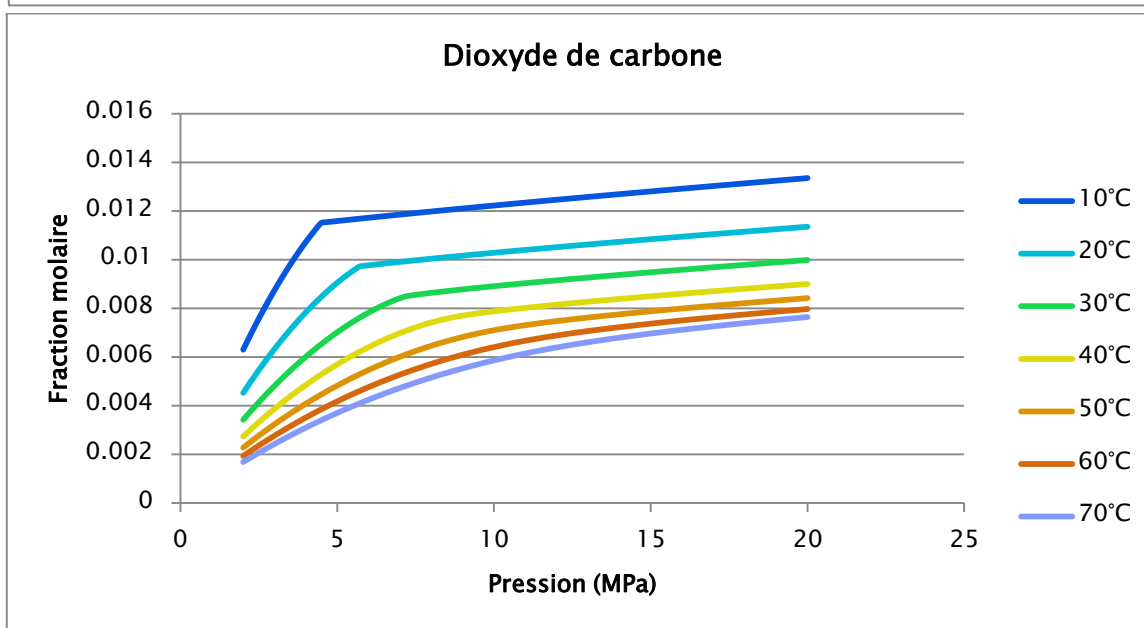
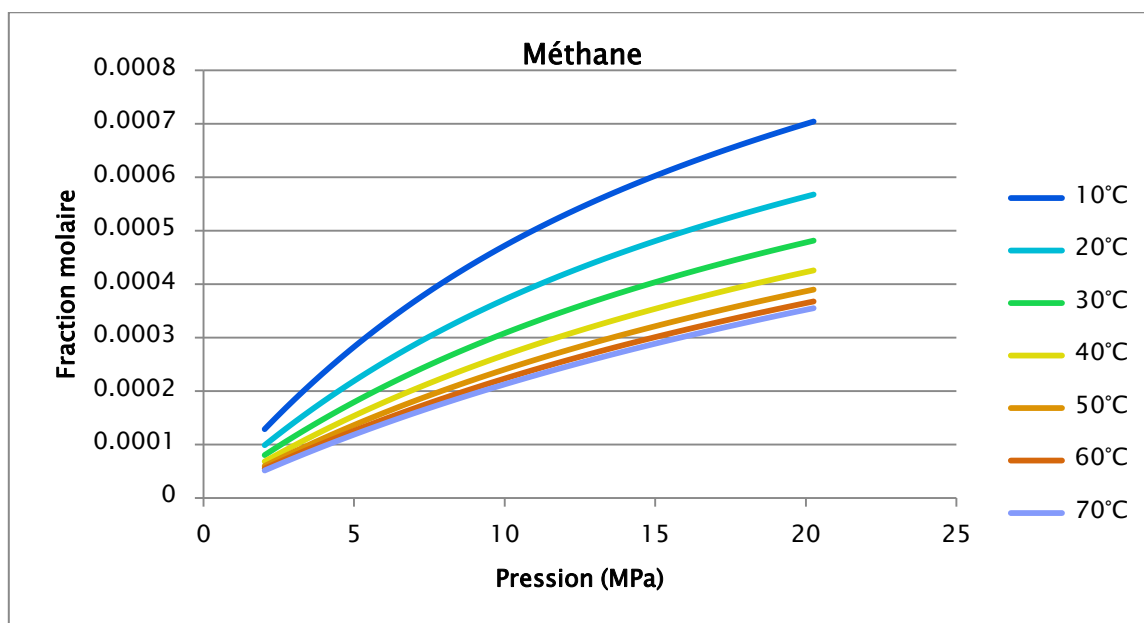


**Régime Saisonnier – 1200 m – Cavité sphérique ( $r = 36$  m) –  $CH_4$**



## Annexe 5 : Chimie des gaz et réactivité

### Solubilité des gaz dans la saumure



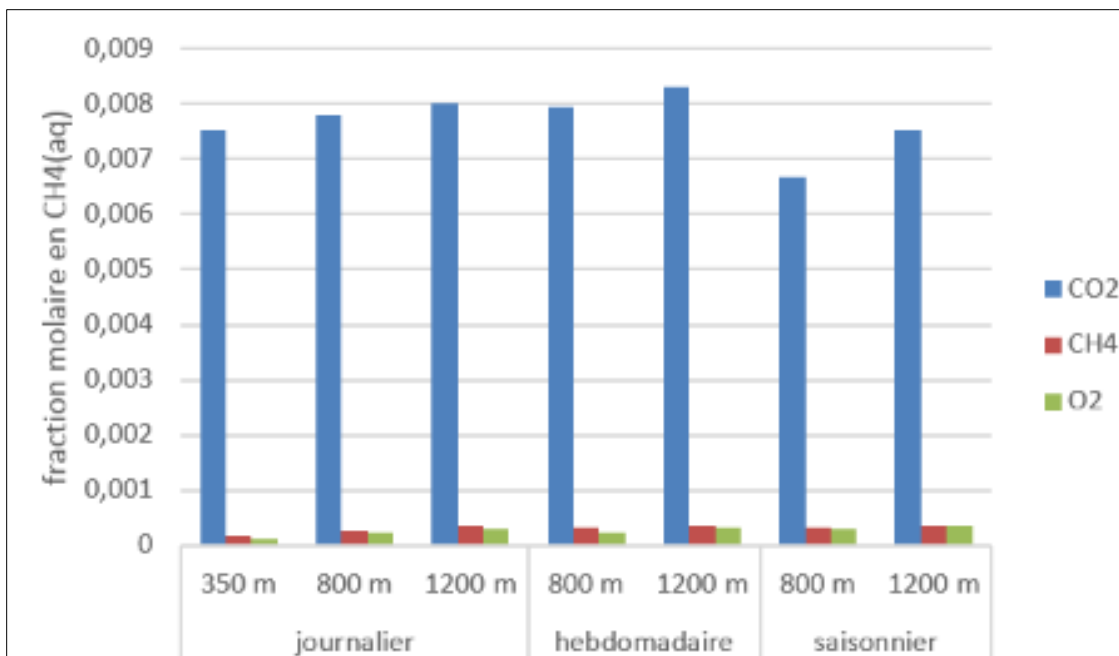
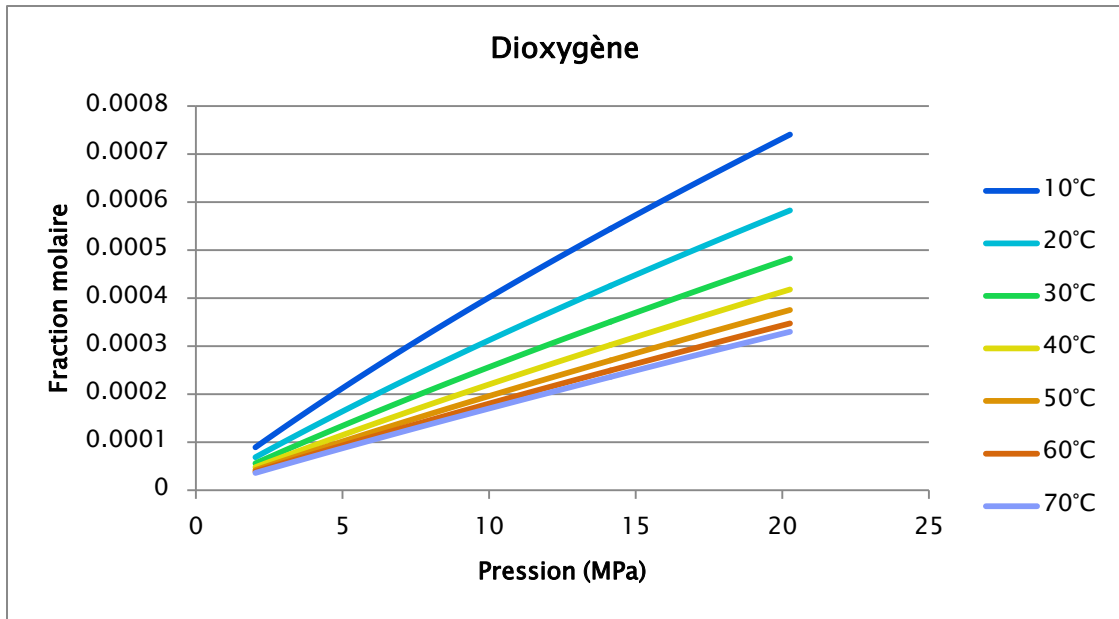


Figure A5.1. Solubilité des 3 gaz dans la saumure

Le dioxyde de carbone est environ 10 fois plus soluble dans la saumure que les deux autres gaz.

## Comparaison de la simulation avec l'expérience en laboratoire, pour la solubilité des gaz dans la saumure

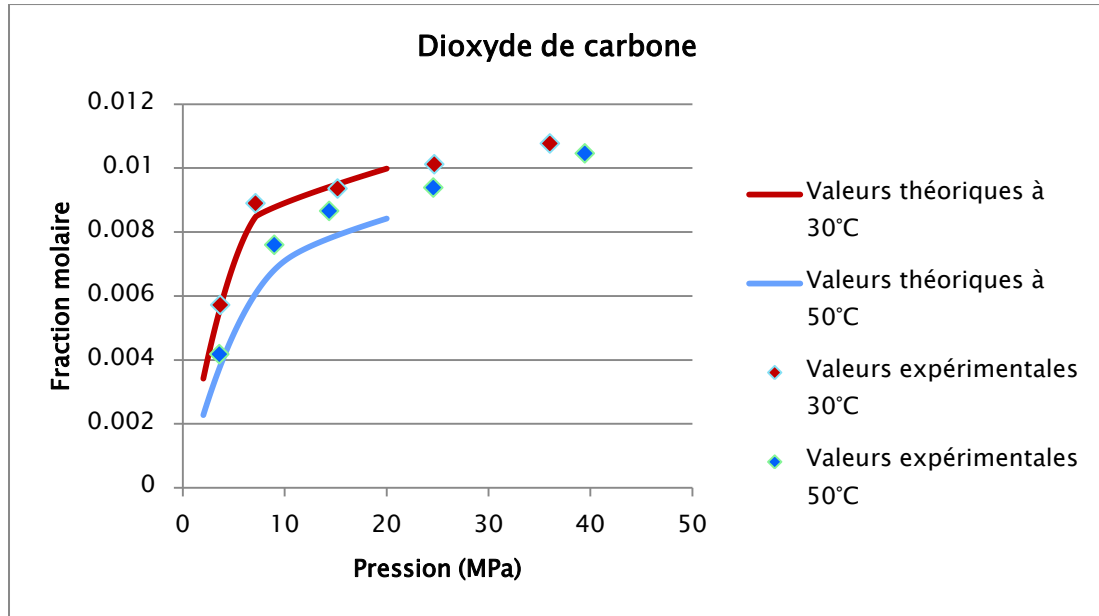


Figure A5.2. Comparaison de la solubilité du CO<sub>2</sub> dans la saumure

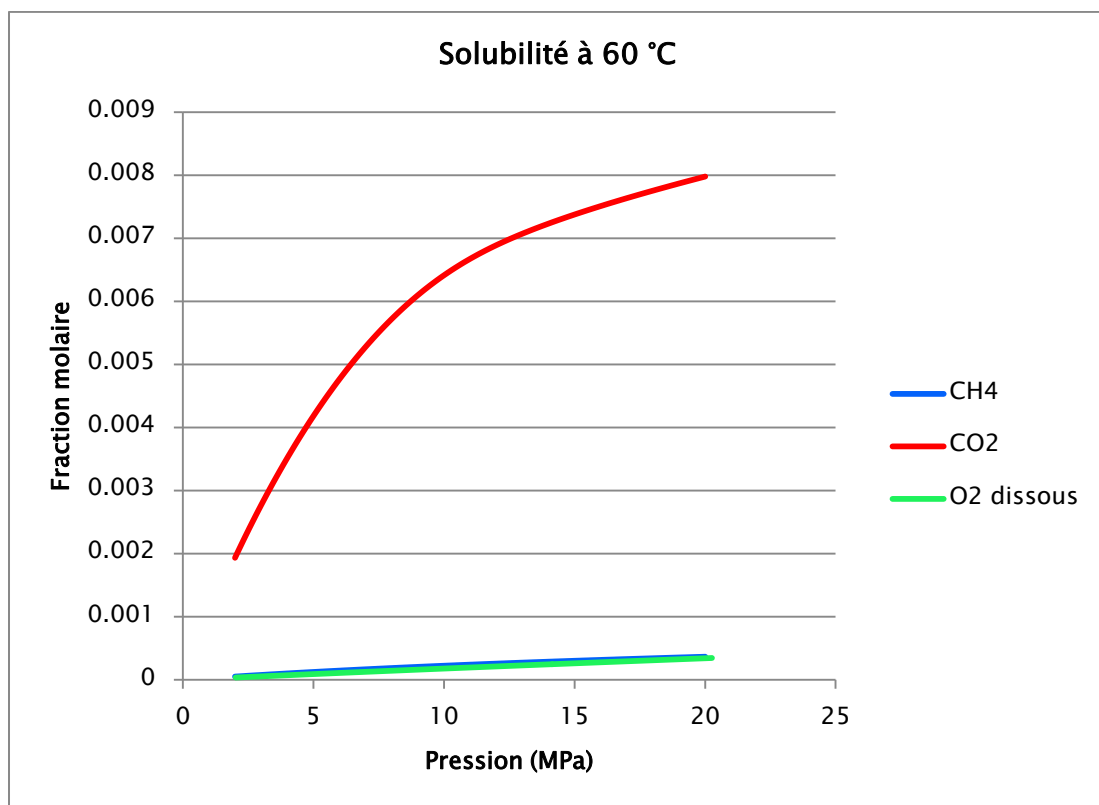
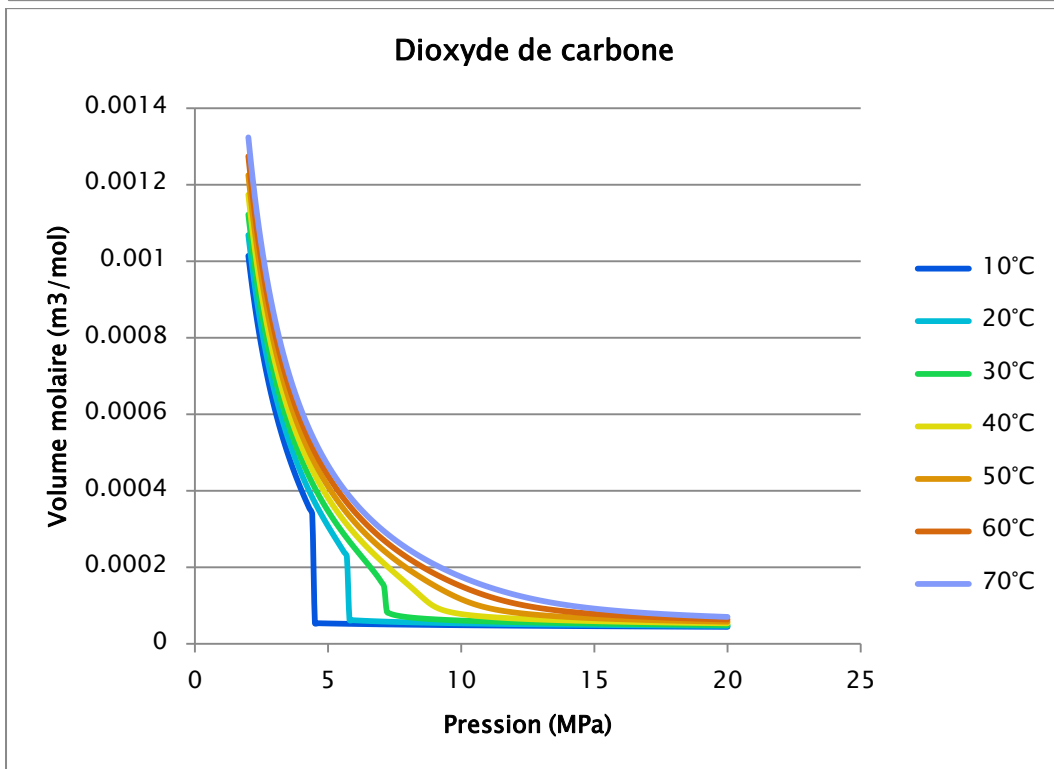
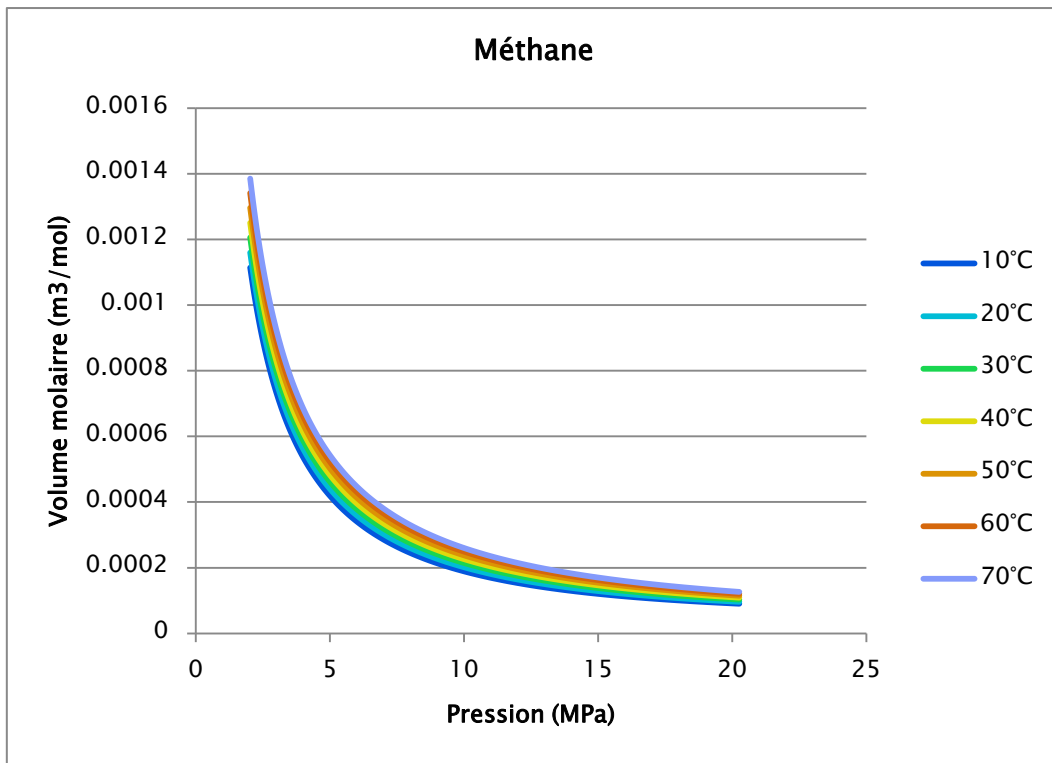


Figure A5.3. Comparaison de la solubilité des 3 gaz dans la saumure à 60°C

## Volume molaire



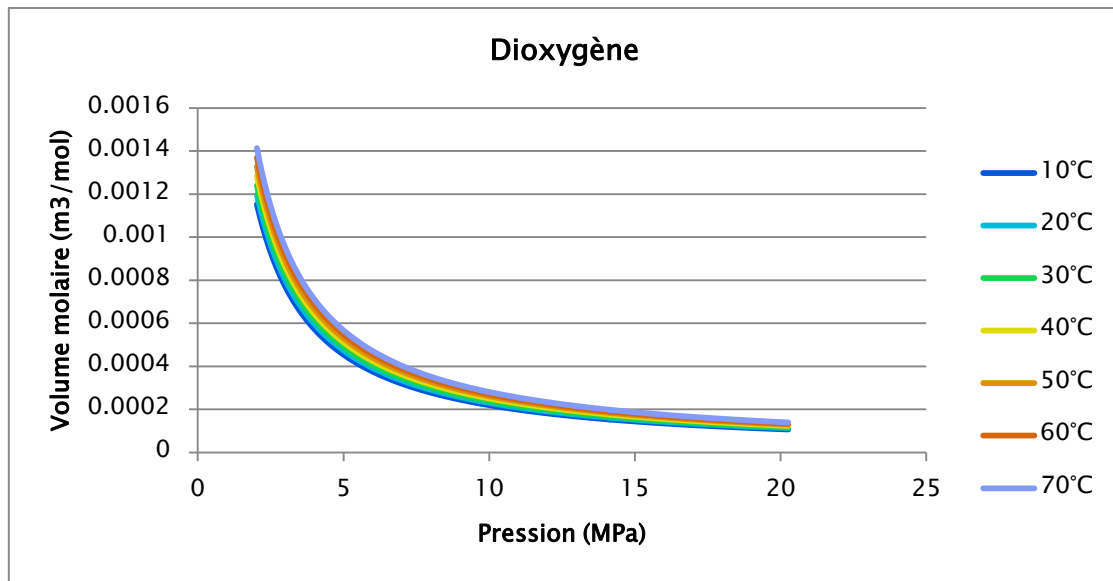


Figure A5.4. Volumes molaires des trois gaz

### Comparaison des volumes molaires des trois gaz pour chaque configuration de stockage

Ces données sur les volumes molaires des gaz ont été essentielles pour effectuer nos calculs. De plus, elles permettent d'estimer la quantité de gaz qui peut être stockée pour un volume de cavité donné, selon chaque configuration (définie par une profondeur, donc associée à une pression et une température).

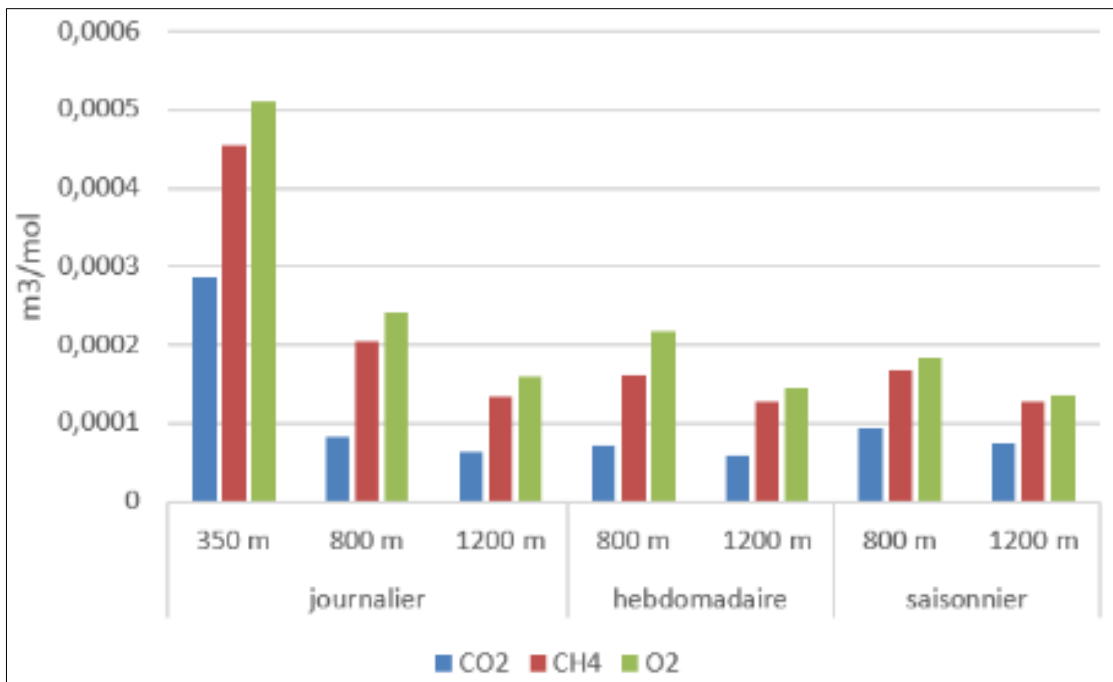
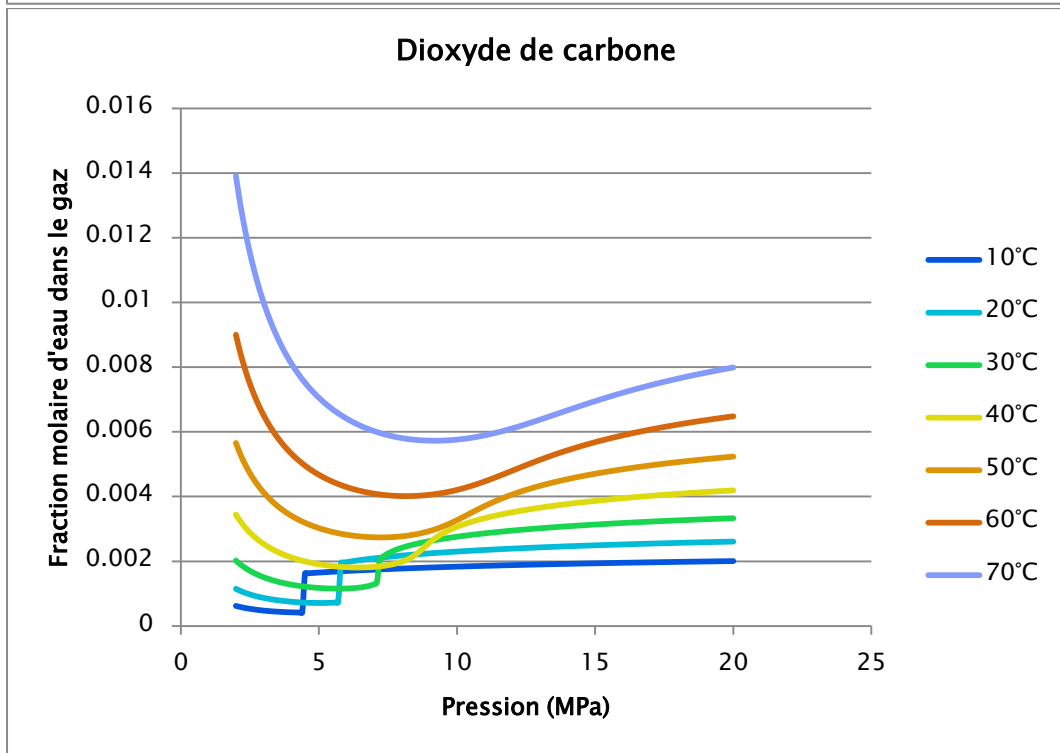
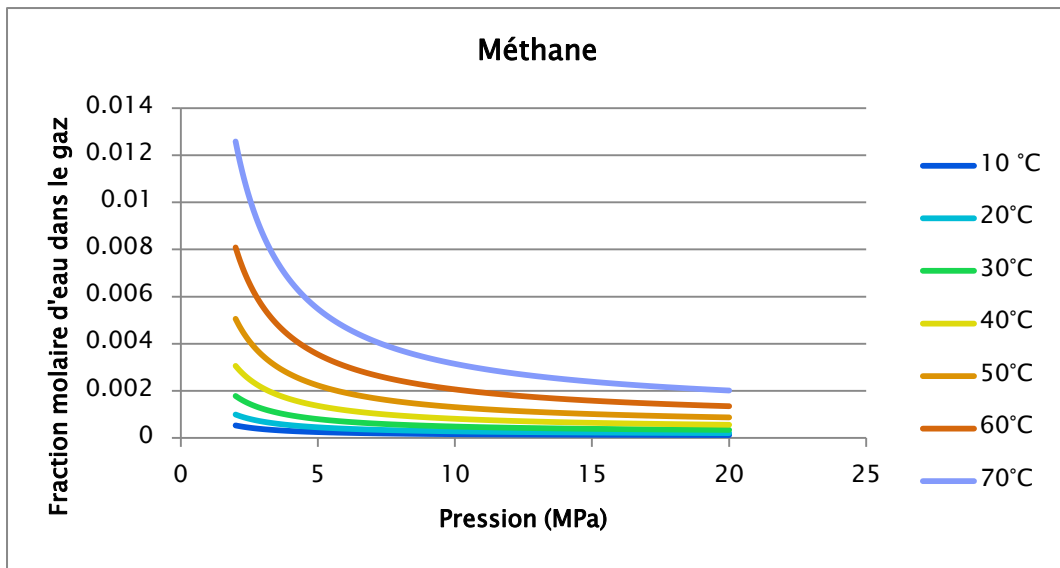


Figure A5.5. Comparaison des volumes molaires pour chaque configuration de stockage



## Taux d'humidité : vapeur d'eau dans chacun des gaz stockés



Les sauts des courbes à basse température correspondent au changement de phase liquide-vapeur du CO<sub>2</sub>, qui a lieu dans ces conditions de pression et de température.

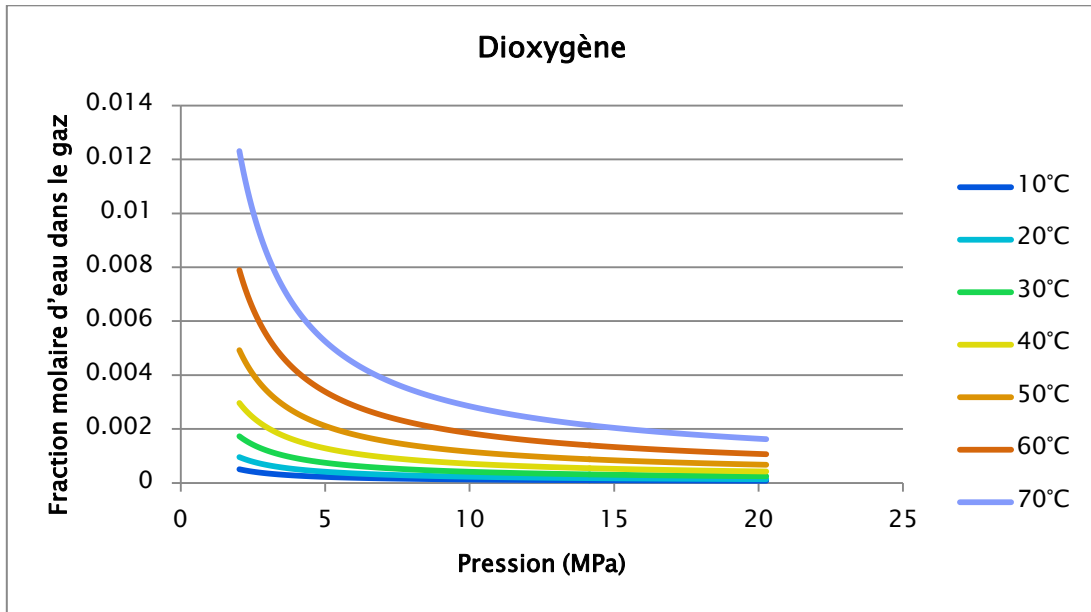


Figure A5.6. Comparaison des fractions molaires d'eau dans chaque gaz

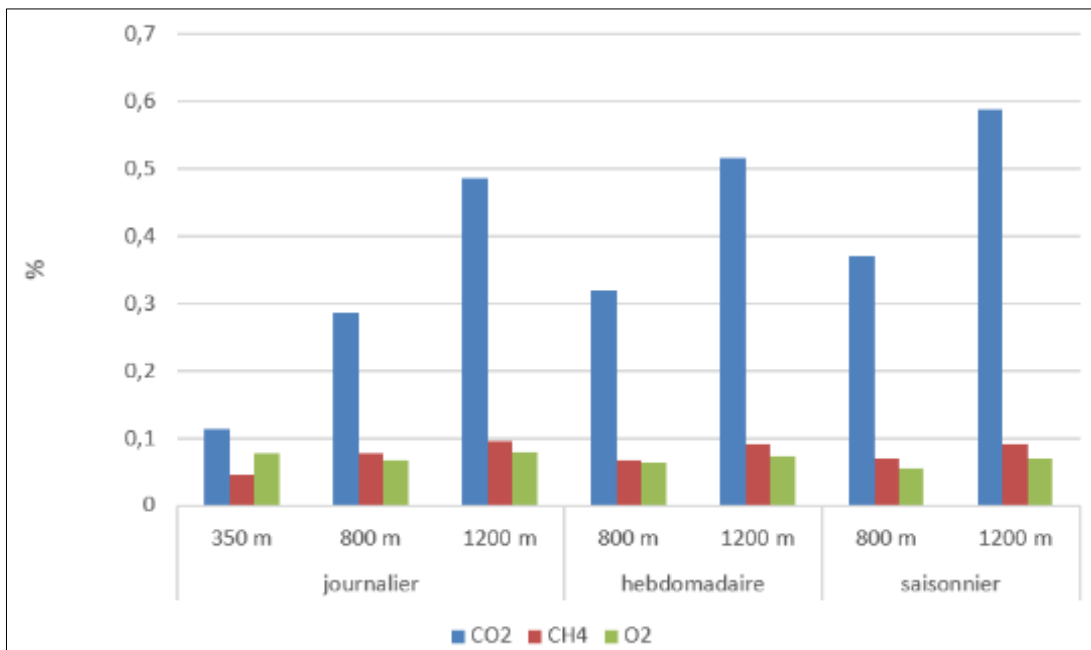
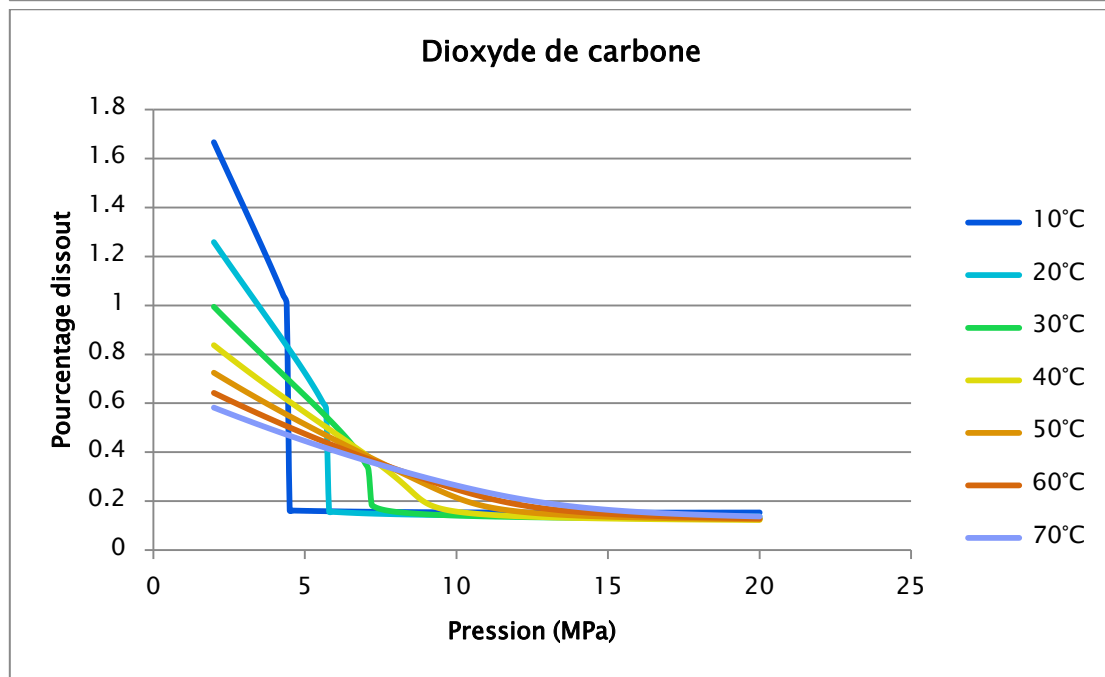
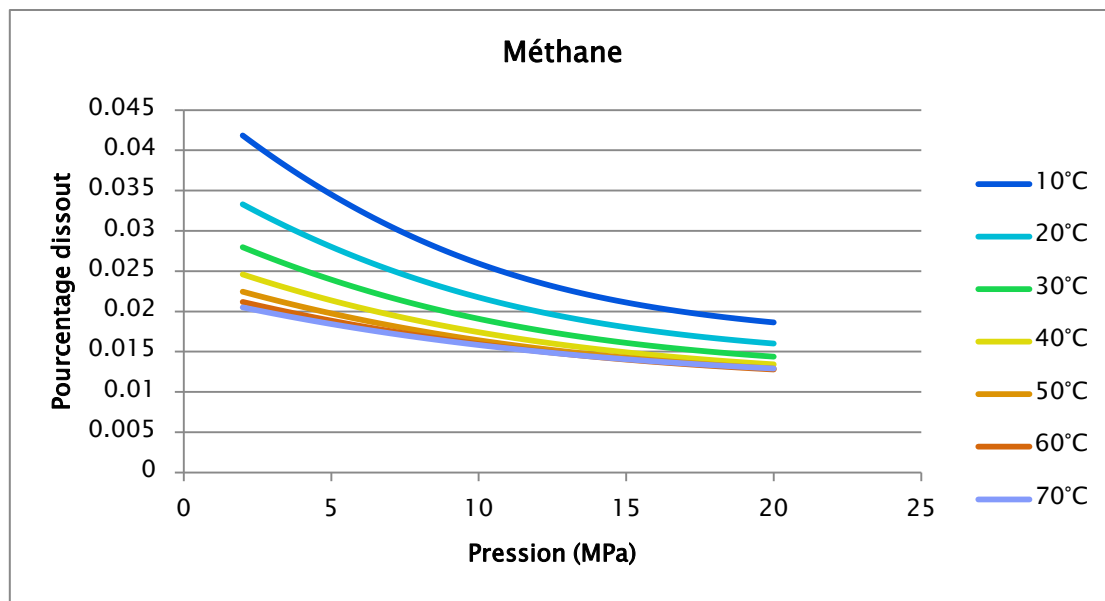


Figure A5.7. Pourcentage d'eau dans la phase vapeur pour les 3 gaz

## Pourcentage de gaz dissout dans la saumure



Les différents sauts des courbes correspondent au changement de phase liquide-vapeur du CO<sub>2</sub> pour certaines conditions de pression-température.

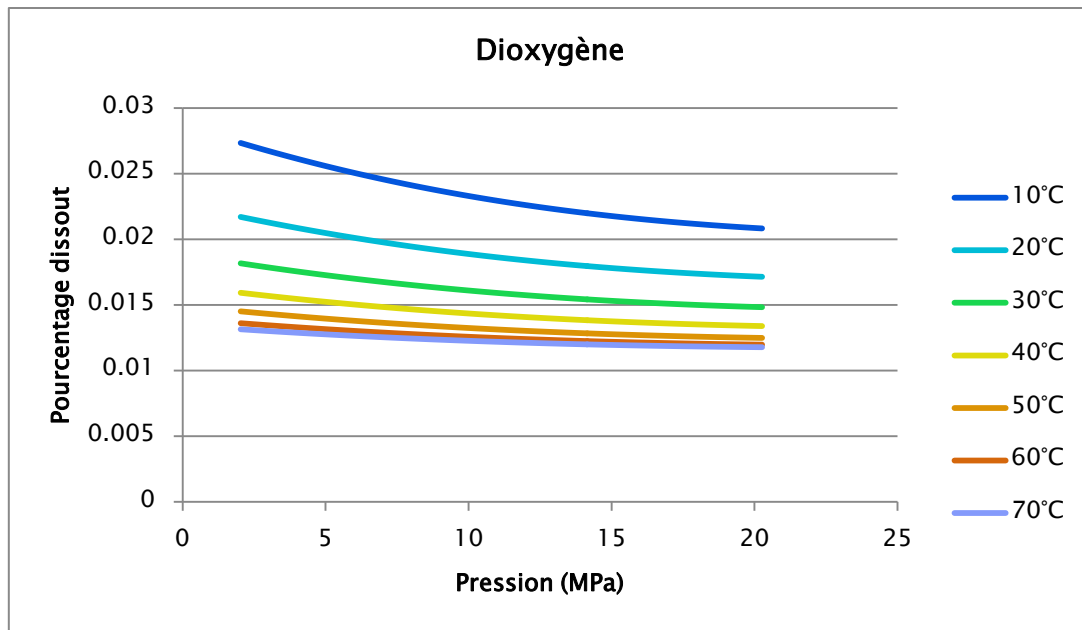


Figure A5.7. Pourcentage de gaz dissout dans la saumure

## Réactivité des gaz: valeurs permettant le calcul d'H<sub>2</sub>S

Volume total de la cavité (m <sup>3</sup> )	300000
Taux d'insolubles dans le sel (%)	15
Pourcentage d'Anhydrite dans les insolubles (%)	20
Masse molaire Anhydrite (g)	136,15
Masse volumique Anhydrite (kg/m <sup>3</sup> )	2959
Masse molaire Halite (g)	58,44
Molalité moyenne d'halite dissoute (mol/kgH <sub>2</sub> O)	6,3
Porosité du puisard (%)	30
Volume insolubles (m <sup>3</sup> )	45000
Volume saumure (m <sup>3</sup> )	19286
Masse saumure (kg)	23528571
Masse H <sub>2</sub> O (kg)	17197086
Masse Anhydrite (kg)	26631000
Concentration Anhydrite (molal)	11
Volume gaz (m <sup>3</sup> )	235714

## Annexe 6 : Lessivage des cavités

On cherche dans cette partie à modéliser un lessivage de cavité. L'objectif est principalement de déterminer la durée du lessivage, ainsi que l'évolution de la concentration de la saumure évacuée de la cavité.

### A6.1 Principe général

On procède par passes successives. Pour chaque passe, on fixe un débit d'entrée d'eau douce  $Q$ , ainsi que le point d'injection et le point de soutirage. On peut également fixer la position de l'interface avec un fluide inerte surnageant pour limiter la dissolution en hauteur. On considère une géométrie cylindrique uniquement.

A chaque instant  $t$ , on définit dans la cavité un volume  $V$  occupé par la saumure, qui dépend du rayon  $R$  et de la hauteur  $H$  de la cavité à cet instant, ainsi que la vitesse de progression verticale  $a_H$  et horizontale  $a_R$  (Figure A6.1). On considère aussi une température  $T$  supposée constante dans la cavité et dans le temps et fixée à  $35^\circ\text{C}$  (ce qui équivaut à une profondeur de 800 m), une concentration massique en sel  $c$  uniforme dans la cavité, ainsi qu'une répartition homogène des insolubles dans le sel.

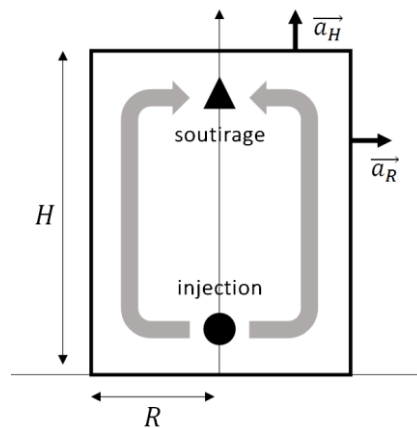


Figure A6.1. Paramètres impliqués dans le lessivage d'une cavité

Pour calculer la vitesse de progression  $a$  de la paroi, on a recours à la loi empirique de Saberian selon l'expression suivante :

$$a = a_0 F_1(c) F_2(T) F_3(\phi)$$

$a_0$  représente la vitesse de déplacement d'une paroi de sel lessivée par de l'eau douce à  $35^\circ\text{C}$  et vaut  $0,5$  m/jour. Le premier terme correctif est fonction de la concentration, sa valeur est donnée selon un abaque mais pour les besoins du calcul, on souhaite une expression approchée de ce terme en fonction de la concentration. On réalise une interpolation polynomiale à l'ordre deux à l'aide d'un tableur et on trouve : (Figure A6.2) :

$$\begin{aligned} F_1(c) &= \alpha c^2 + \beta c + \gamma \\ \alpha &= 6 \cdot 10^{-6} \text{ L}^2 \cdot \text{g}^{-2} \\ \beta &= -0,005 \text{ L} \cdot \text{g}^{-1} \\ \gamma &= 0,9882 \end{aligned}$$

Le second terme de correction est fonction de la température et sa valeur se lit sur un abaque (Figure A6.3). On travaille à température constante  $T_0 = 35^\circ\text{C}$  donc  $F_2(T_0) = 1$ .

Le dernier terme dépend de la géométrie, c'est-à-dire de l'angle d'attaque  $\phi$ , et on considère une progression uniquement verticale et horizontale. Pour  $\phi = 0^\circ$ , on a  $F_3(\phi) = 1$  et pour  $\phi = 90^\circ$ , on a  $F_3(\phi) = 1,44$ . Si  $\phi = -90^\circ$ , on a  $F_3(\phi) = 0$ . En effet, si la saumure est saturée sous le point d'injection et ne peut plus dissoudre le sel.

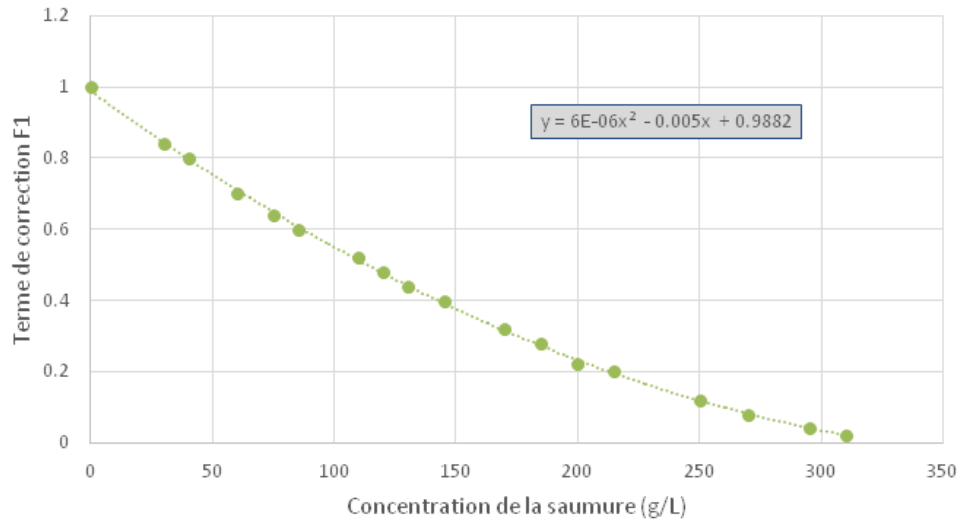


Figure A6.2. Approximation polynomiale du facteur F1 (données Storengy)

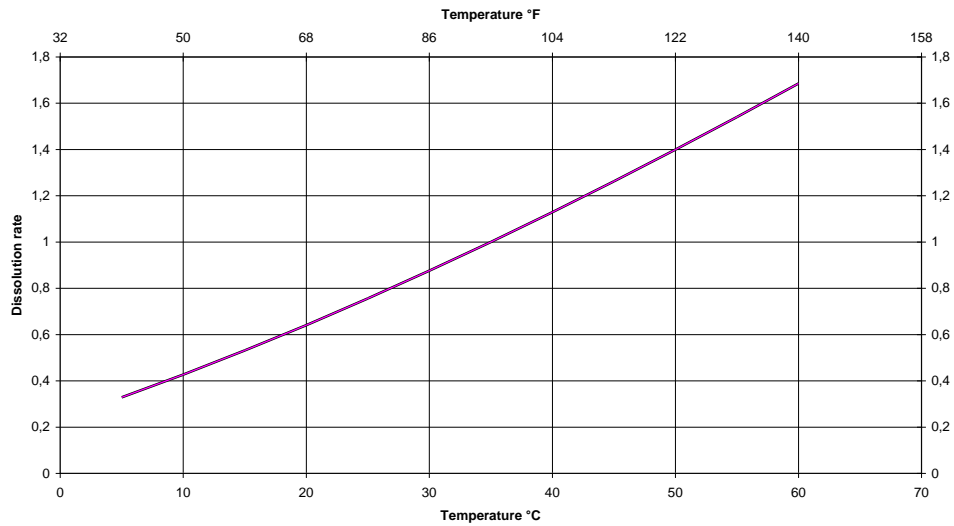


Figure A6.3. Dissolution du sel en fonction de la température (Storengy)

On effectue, pour chaque passe, les calculs de l'évolution selon le temps du rayon, de la hauteur, du volume utile, du volume d'insolubles à la proportion  $x$  et de la concentration en sel de la saumure. Pour effectuer ce calcul, on discrétise le temps avec un pas de temps  $dt$  d'un jour. On passe de l'état à la date  $t$  à l'état à la date  $t'$  selon le schéma suivant :

$$t' = t + dt$$

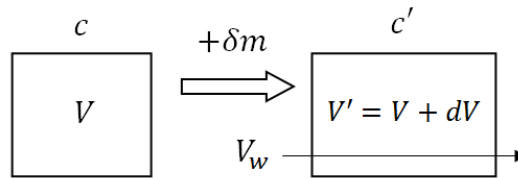
$$R' = R + dR = R + a_R dt$$

$$H' = H + dH = H + a_H dt \text{ ou } H' = H \text{ si } H = H_{inerte}$$

$$V' = (1 - x) \pi R'^2 H' \text{ et } dV = V' - V$$

On remarque qu'on doit calculer  $a_R$  et  $a_H$  à chaque itération, donc la concentration afin de déterminer le terme de correction  $F_1$ .

La masse de sel dans le nouveau volume est égale à la masse de sel présente dans le volume précédent  $cV$  à laquelle on ajoute la nouvelle masse de sel dissoute  $\delta m = \rho_{sel} dV$ . Cette masse est diluée dans le nouveau volume  $V' = V + dV$  et le volume d'eau douce ayant circulé pendant le pas de temps  $V_w = Qdt$ .



On a donc la nouvelle concentration :  $c' = \frac{cV + \delta m}{V' + V_w} = \frac{cV + \rho_{sel} dV}{V + dV + Qdt}$

On a ainsi les vitesses à chaque étape :  $a_R = a_0 F_1(c) F_2(T_0)$  et  $a_H = 1,44 a_0 F_1(c) F_2(T_0)$

Le volume occupé par les insolubles produit à chaque pas de temps prend en compte leur proportion dans les roches  $x$  et le foisonnement des insolubles  $f$  qui tombent au fond de la cavité :  $V_i = x f \pi R^2 H$ .

La hauteur de la passe est limitée par la position de l'inerte, on peut donc choisir une hauteur maximale tout en faisant croître le rayon jusqu'à la valeur voulue (ou celle correspondant au volume voulue) ; on note alors la durée de cette passe et le volume utile creusé.

On réitère ce procédé à chaque passe, on peut alors placer le point d'injection de la nouvelle passe au sommet de la cavité déjà creusée ou dans cette cavité. Ces deux options donnent lieu à des modèles de lessivage différents.

Les cavités simulées ci-dessous sont cylindriques ou sphériques de volumes utiles (c'est-à-dire le volume total auquel on soustrait le volume occupé par les insolubles) d'environ 300 000m<sup>3</sup> ou 600 000m<sup>3</sup> pour correspondre aux cavités déterminées à 800m de profondeur (c'est-à-dire une température de 35°C) pour des stockages hebdomadaires ou saisonniers. Notons qu'en pratique il est nécessaire de commencer par creuser un puisard pour recueillir les premiers insolubles et qu'il faut chercher à obtenir en fin de lessivage un toit de cavité en forme de voûte pour assurer une géométrie stable.

## A6.2 Méthode du « simple lessivage »

On place le point d'injection exactement au sommet de la cavité creusée à la passe précédente, on génère donc successivement des cavités intermédiaires qu'on empile pour former la cavité finale (Figure A6.4). Pour cette simulation, on considère une concentration volumique en insoluble dans le sel de 15%, un foisonnement de 1.5 ainsi qu'un débit volumique d'injection de 110 m<sup>3</sup>/jour atteint progressivement : on l'augmente linéairement les 10 premiers jours du lessivage pour éviter des problèmes d'instabilité mécanique.

Pour chaque passe on a les conditions initiales suivantes :

$R_0 = 15 \text{ cm}$	$V_0 = \pi R_0^2 H_0$	$a_{R_0} = a_0$
$H_0 = H_{soutirage} - H_{injection}$	$c_0 = 0 \text{ g} \cdot \text{L}^{-1}$	$a_{H_0} = 1,44 a_0$

$R_0$  correspond au rayon du forage mécanique initial.

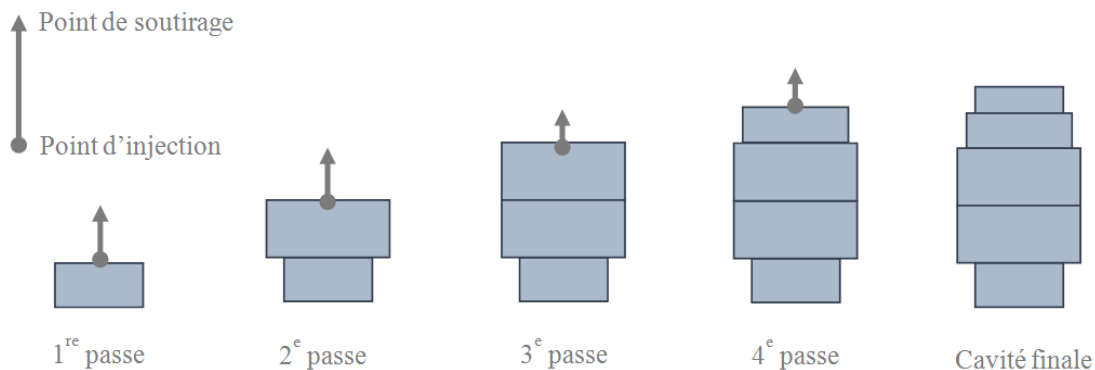


Figure A6.4. Schéma de la construction de la cavité et du positionnement des points de soutirage et d'injection à chaque passe

Le tableau A6.1 donne les résultats obtenus avec 5 passes de lessivage et la Figure A6.5, l'évolution de la concentration de la saumure en fonction du temps.

Tableau A6.1. Bilan des 5 passes

Paramètre	Rayon (m)	Hauteur (m)	Volume (m <sup>3</sup> )	Durée de la passe (jours)	Volume utile (m <sup>3</sup> )
Passe 1	25	25	53 000	173	42 000
Passe 2	35	32,5	135 000	358	107 000
Passe 3	35	32,5	135 000	358	107 000
Passe 4	30	20	61 000	201	49 000
Passe 5	25	15	32 000	128	25 000
Total	-	150	416 000	1218	330 000

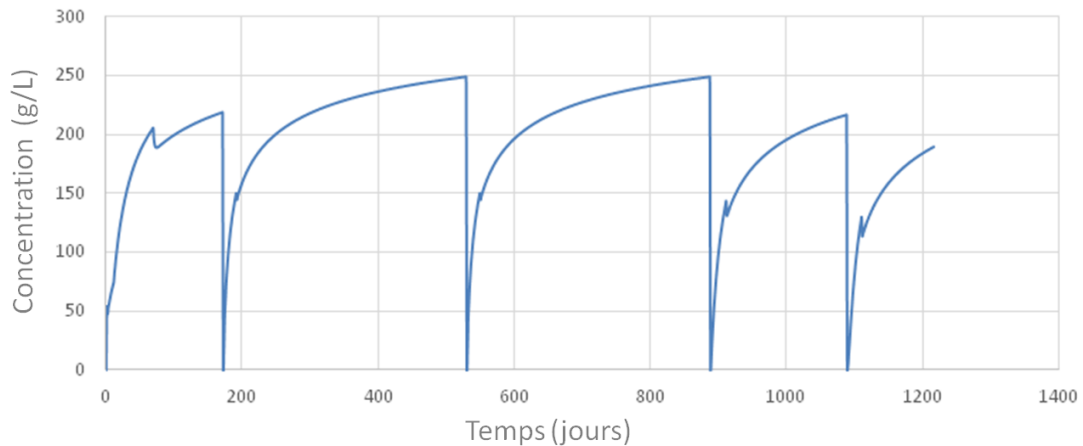


Figure A6.5. Evolution de la concentration de la saumure pendant les passes de lessivage

On notera que des passes de même rayon ont été superposées. Le découpage a pour but d'éviter de créer des passes de plus de 150 000 m<sup>3</sup> de volume, pour des questions d'utilisation du matériel de lessivage. La cavité ainsi créée est une superposition de cylindres de rayons et de hauteurs souhaités, pour une forme globale cylindrique (Figure A6.6).

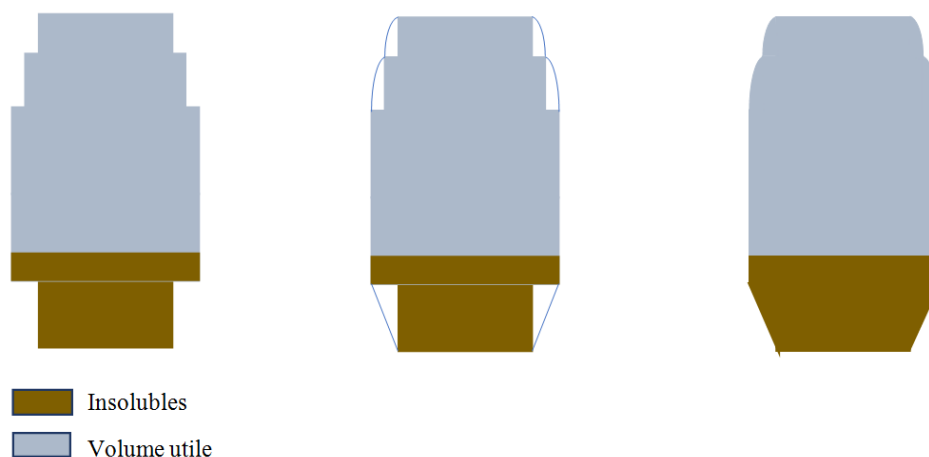


Figure A6.6. Forme finale de la cavité créée

### A6.3 Méthode du « double lessivage »

On place le point d'injection dans la cavité déjà obtenue : on fait donc progresser deux cylindres en même temps à la fois en largeur et en hauteur. On ajuste donc le paramétrage pour faire les calculs



d'évolution sur deux cylindres en parallèle selon le schéma de la Figure A6.7. Les conditions initiales de volumes changent selon la hauteur d'injection (Figure A6.8), ainsi que la concentration initiale qui est la concentration finale obtenue à la passe précédente. On constate ainsi une continuité de la courbe de concentration (Figure A6.9), mais plusieurs points d'inflexion, dont certains sont dus comme dans le premier modèle à l'inerte, mais dont d'autres sont dus à la diminution soudaine de la surface de lessivage lors de l'initialisation d'une passe avec injection de saumure dans deux volumes en même temps. Les résultats sont donnés par le Tableau A6.2.

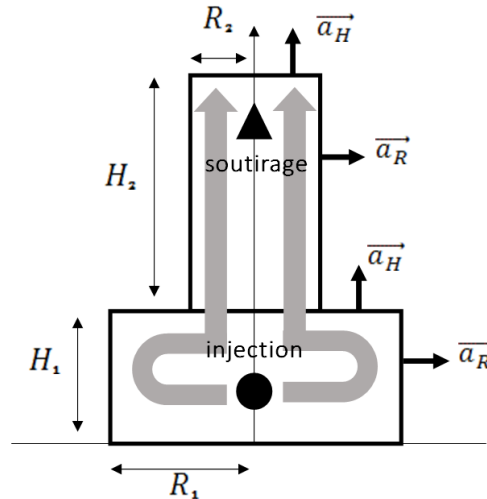


Figure A6.7. Schéma représentant le lessivage de deux passes simultanément

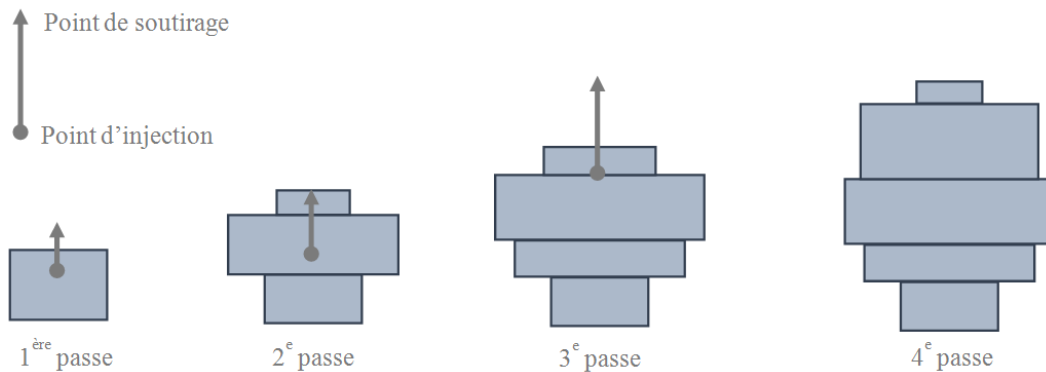


Figure A6.8. Schéma de construction de la cavité et du positionnement des points de soutirage et d'injection à chaque passe

Tableau A6.2. Bilan des 4 passes

Passe	Rayon (m)	Hauteur cavité (m)	H injection (m)	H soutirage (m)	Durée (jours)	C (g/L)	Volume utile (m <sup>3</sup> )	Insolubles (m <sup>3</sup> )
Passe 1	20	30	0	5	133	216,81	32 064	8451
Passe 2	30	61,6	20	40	152	260,69	50 951	13 487
Passe 3	43	73,12	35	61,6	226	281,14	86 730	22 958
Passe 4	43	101,6	61,6	101,6 inerte	273	273,42	98 057	25 956
Total	-	-	-	-	784	-	267 802	70 942

On a créé une cavité sphérique d'environ 300 000m<sup>3</sup> (Figure A6.10).

L'intérêt de cette seconde méthode est d'une part la vitesse de lessivage. On peut en effet voir que dans les exemples précédents les volumes lessivés sont très proches mais que la deuxième méthode est bien plus rapide que la première. D'autre part, le fait de conserver une certaine continuité dans la concentration de la saumure peut permettre de mieux la valoriser pour une utilisation industrielle. Notons que la quantité d'eau douce nécessaire se trouve également diminuée.

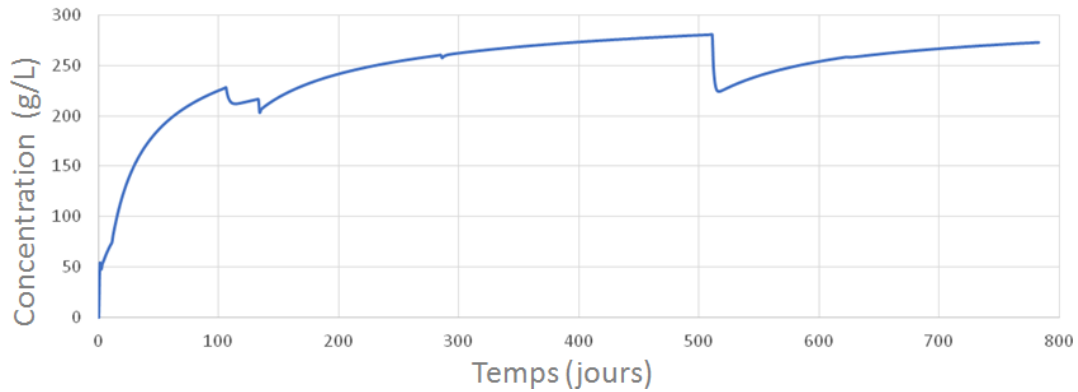


Figure A6.9. Evolution de la concentration de la saumure en fonction du temps

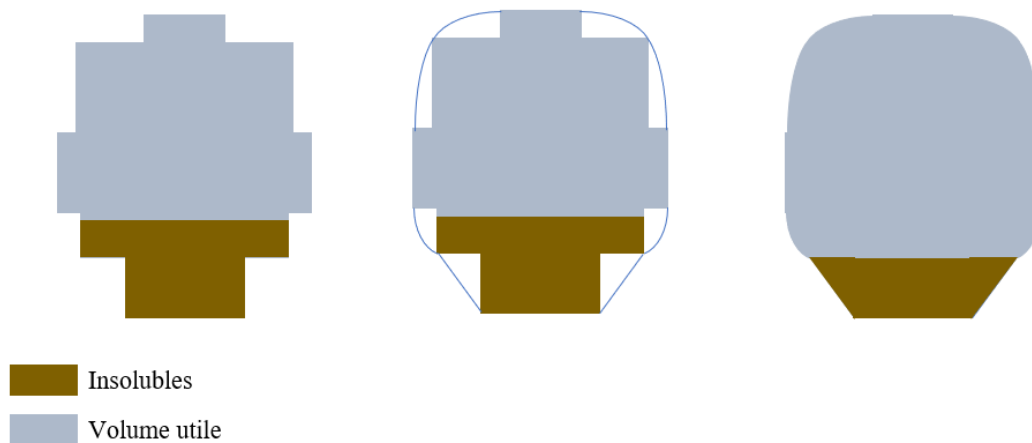


Figure A6.10. Forme finale de la cavité

Nous allons donc appliquer cette seconde méthode au lessivage d'une plus grande cavité, de l'ordre de 600 000 m<sup>3</sup> utiles, qui aura une géométrie cylindrique (car une sphère imposerait un rayon trop important et la cavité ne serait pas suffisamment stable).

On crée ainsi la cavité ci-dessous dont le volume total est de 650 000 m<sup>3</sup> (Figures A6.11 et A6.12). Il faut 1570 jours pour la fabriquer, soit environ 4 ans et 4 mois. Une des passes fait environ 200 000 m<sup>3</sup> ce qui excède légèrement les 150 000 m<sup>3</sup> que l'on préfère ne pas dépasser.

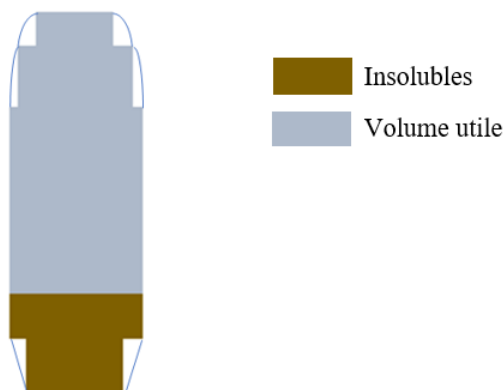


Figure A6.11. Forme finale de la cavité

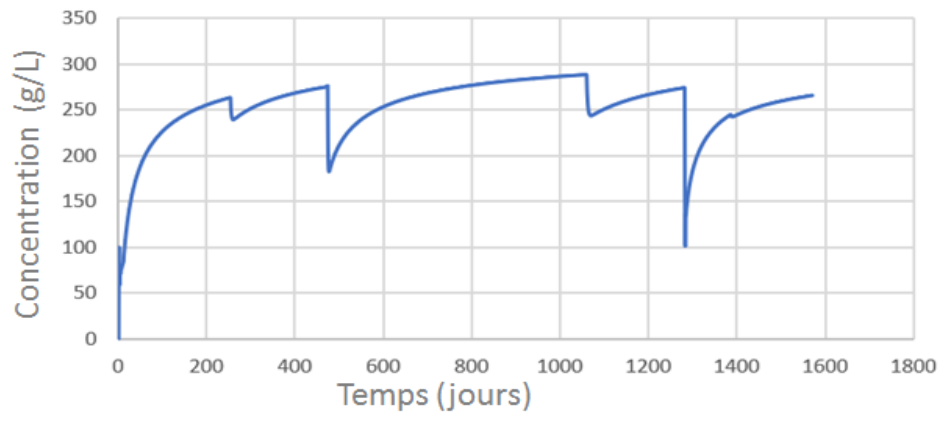


Figure A6.12. Evolution de la concentration de la saumure

## Annexe 7 : Flow-sheets HYSYS

On donne dans cette annexe les 3 flow-sheets des 3 blocs principaux de l'installation de surface, à savoir l'électrolyseur, le méthaneur et la turbine.

### A7.1 Flow-sheet de l'électrolyseur

On retrouve sur ce flow-sheet les principaux composants de la partie électrolyseur, c'est-à-dire l'électrolyseur à proprement parler avec son retour de l'eau qui n'a pas réagi, suivi de la mise en pression des deux gaz afin d'être acheminé en cavité pour le dioxygène et d'être envoyé au méthaneur pour le dihydrogène (Figure A7.1).

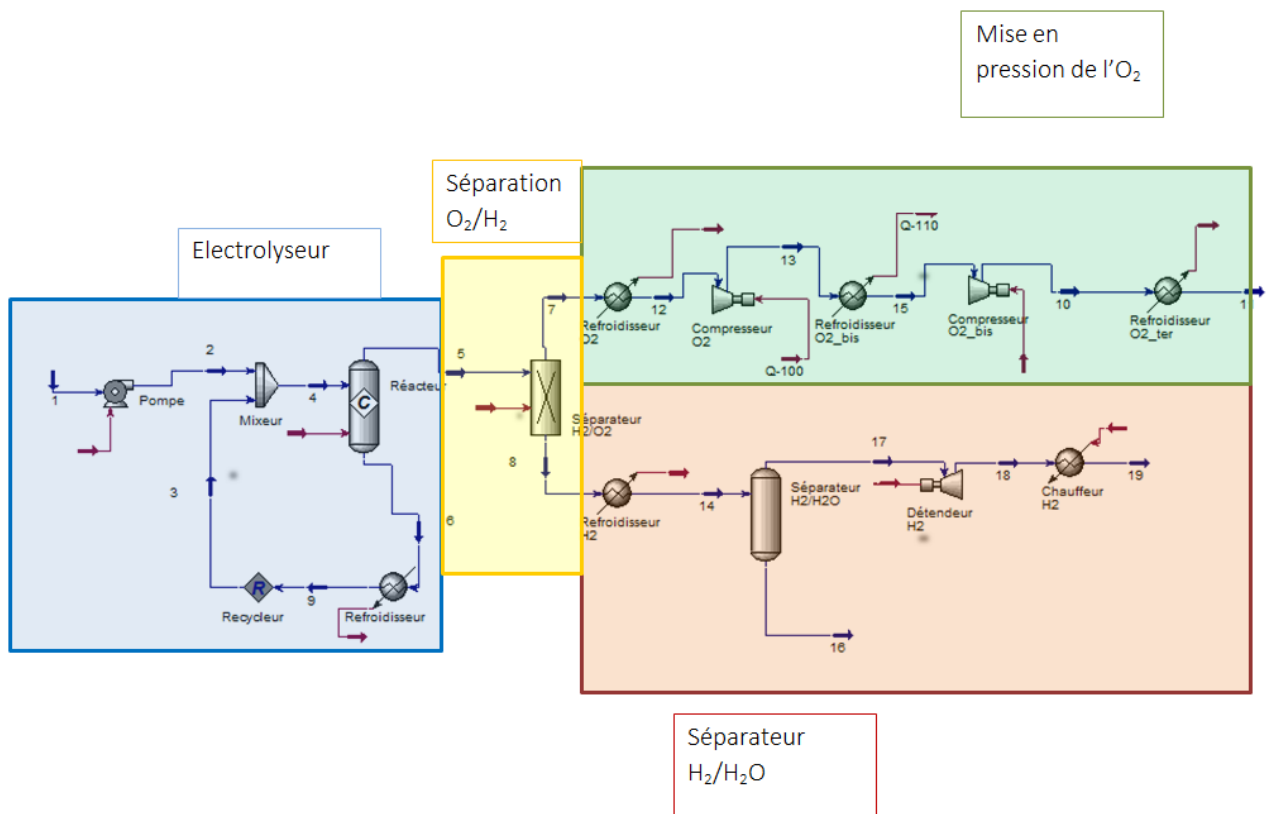


Figure A7.1. Flow-sheet de l'électrolyseur

### A7.2 Flow-sheet du méthaneur

Les principaux composants du méthaneur sont indiqués par le flow-sheet de la Figure A7.2. En entrée on récupère le dihydrogène issu de l'électrolyse et du CO<sub>2</sub> en cavité qu'on fait réagir. On enlève l'excédent d'eau du CH<sub>4</sub> et les 3 blocs suivants qui se répètent permettent de remettre le CH<sub>4</sub> aux bonnes pressions et température pour être envoyé en cavité.

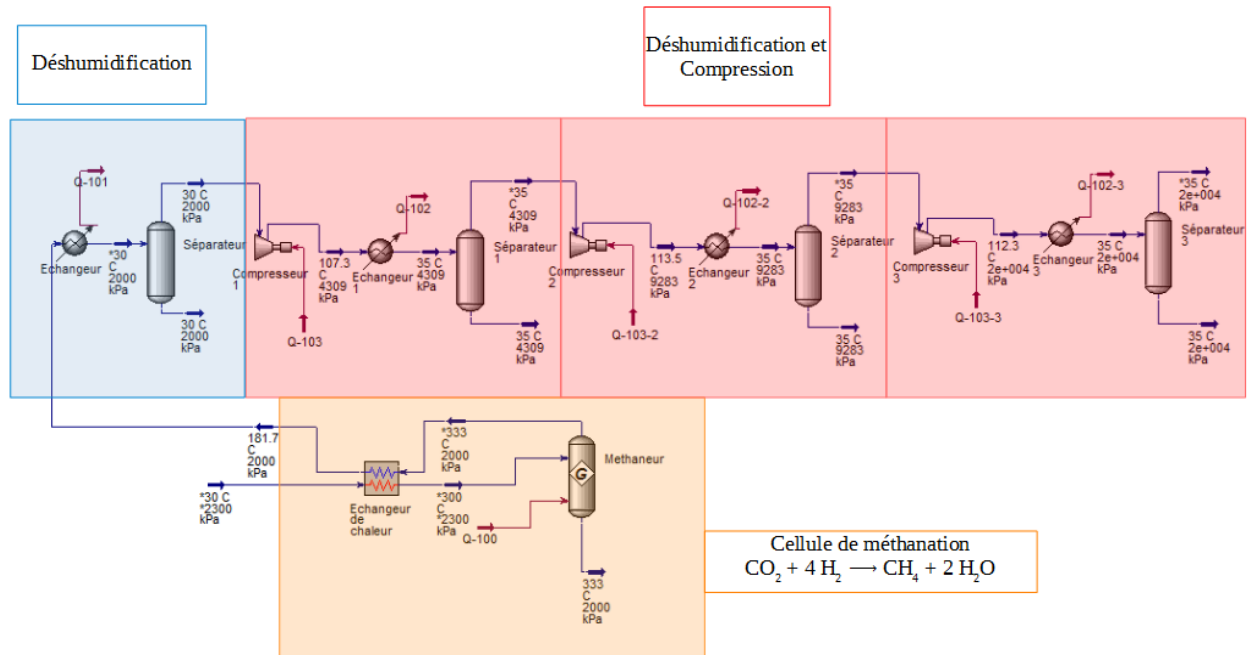


Figure A7.2. Flow-sheet du Méthaneur

### A7.3 Flow-sheet de la turbine

On retrouve sur ce flow-sheet les principaux composants de la partie turbine, c'est-à-dire la turbine en elle-même, le cycle de refroidissement où l'énergie issue de la détente de l'eau permet de produire de l'électricité, et le cycle de recyclage de CO<sub>2</sub> qui une fois refroidi permet de contrôler la température dans la turbine.

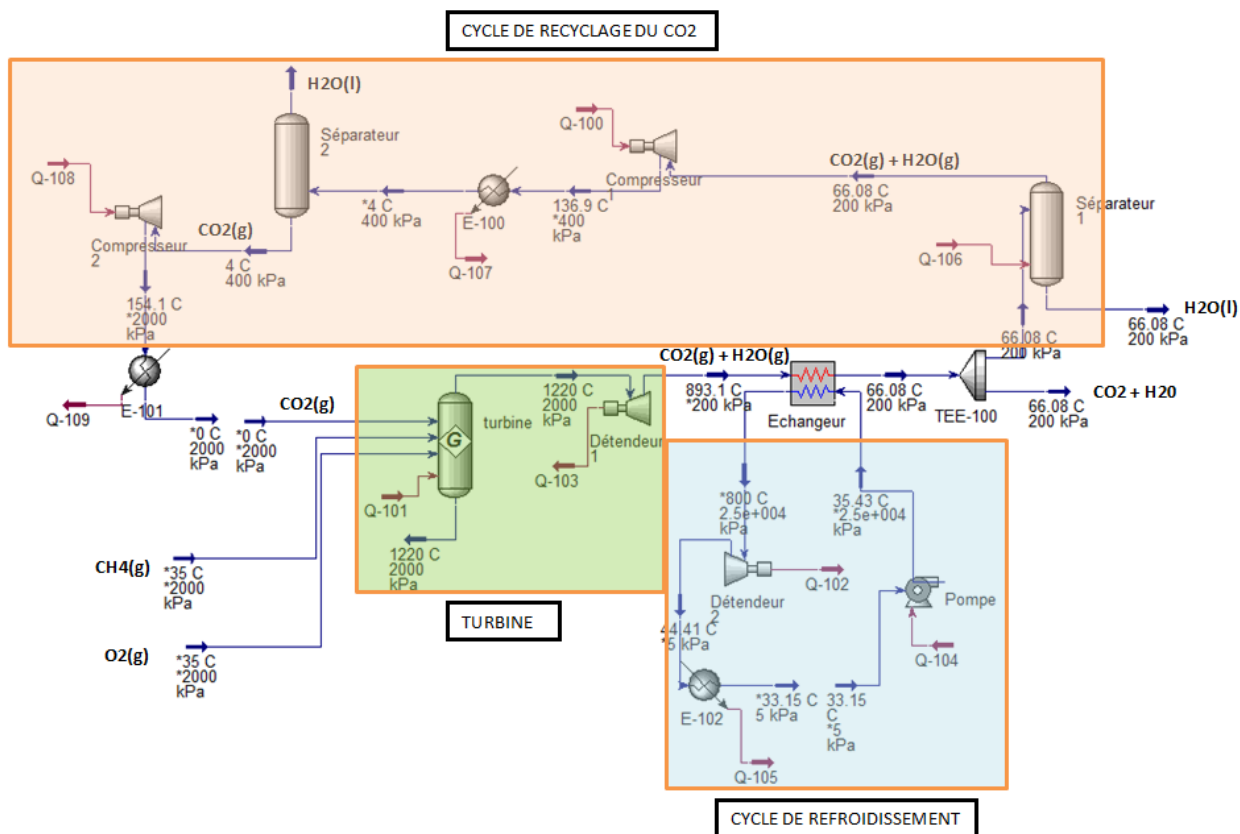


Figure A7.3. Flow-sheet de la turbine et du cycle de recyclage du CO<sub>2</sub>

# Annexe A8 : Réglementations

## A8.1 Rapport sur l'accident de Brenham

Parmi les accidents en cavités salines notables, on peut compter celui de Brenham, Texas, car c'est l'un des rares accidents en cavités salines qui a fait des victimes.

### A8.1.1 Contexte

La société MAPCO opère une cavité saline dans la ville de Brenham, Texas, où elle a choisi de placer des gaz hautement instables, c'est-à-dire de l'éthane, du propane et du butane. Ces gaz sont maintenus sous haute pression grâce à de la saumure présente dans la cavité: le volume disponible pour les gaz est déterminé par le niveau de la saumure dans la cavité. La pression est telle que ces gaz sont maintenus sous forme liquide: ce sont des HVL (*Highly volatile liquide*), ce qui se traduit par liquide très instables).

La saumure est, elle, stockée dans deux réservoirs proche du site, des étangs de saumure de capacité de 150 000 et 100 000 barils. La cavité mesure 330 000 barils, mais le projet prévoyait initialement un volume de 150 000 barils. Cette augmentation de taille est due à l'utilisation de saumure non saturée pour réguler le volume disponible pour les HVL.

La caverne est accessible via deux tuyaux: un pour le HVL, qui relie un pipeline et le haut de la caverne et un pour la saumure, qui relie les réservoirs de saumure et le bas de la caverne. Pour injecter des HVL, l'opérateur les envoie à haute pression dans la caverne, et l'augmentation de pression fait que la saumure remonte dans les réservoirs. Pour les retirer, l'opérateur injecte de la saumure à haute pression et c'est alors le HVL qui est chassé de la cavité. Le tuyau pour la saumure est aussi muni d'un trou d'évacuation afin de savoir si la cavité contient trop de HVL: si c'est le cas, ils s'échappent lentement par ce tuyau, remontent jusqu'aux étangs puis à la surface, redeviennent gazeux, et sont détectés par des détecteurs de gaz. L'opérateur peut alors arrêter de remplir la caverne et les valves de secours sont activées. Les faibles dimensions du trou assuraient normalement que la quantité de gaz qui s'échappe était faible.

### A8.1.2 Accident

L'accident eu lieu le 7 avril 1992 aux alentours de 7:00. Vers 3:30, la quantité de gaz dans la cavité est trop grande. Le niveau de l'eau descend en dessous de trou d'évacuation et les HVL commencent à remonter le tuyau de saumure. Les HVL commencent à se mélanger avec la saumure et la densité de celle-ci diminue. La colonne d'eau est donc moins "lourde", et la pression qu'elle exerce sur le gaz diminue.

Au fur et à mesure que les HVL remontent le tuyau, leur pression diminue et une partie redevient gazeuse. Ils prennent alors beaucoup plus de place, ce qui renvoie beaucoup de saumure à la surface et fait grandement diminuer la pression dans la cavité.

Finalement, suffisamment de gaz arrive à la surface et les détecteurs envoient un signal à un opérateur. Cependant, des fausses alertes sont communes sur ce site, et l'opérateur considère que ce n'est pas une urgence d'intervenir. Il appelle un technicien local et lui demande d'aller estimer la gravité de la situation.

L'opérateur n'a d'ailleurs pas accès au nombre de détecteurs qui envoient un signal, ni aux concentrations détectées.

Le système contient cependant 2 mesures de sécurité automatiques. Les détecteurs de gaz entraînent l'arrêt de la pompe entre le réseau de gaz et la cavité. Cependant, la pression a tellement diminuée dans la cavité que le gaz va naturellement entrer dans celle-ci, ce qui continue d'alimenter le système.

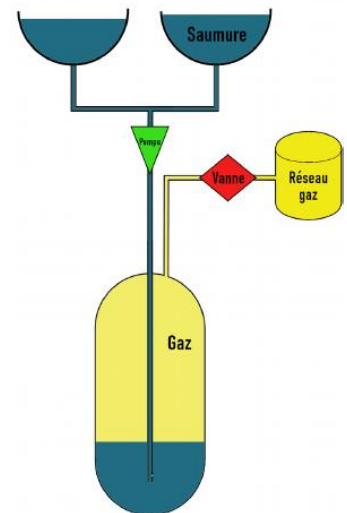


Figure A8.1 Schéma de l'installation de Brenham

L'autre mesure automatique est un capteur de pression dans le tuyau de la saumure: il détecte bien que la pression a augmentée dans ce tuyau après qu'une partie des HVL s'est vaporisée, en revanche le signal envoyé par ce capteur passe par deux interrupteurs avant d'arriver à la vanne. Pour une raison inconnue, l'un de ces deux interrupteurs est désactivé, et la vanne d'urgence ne se verrouille pas.

Le gaz sortant forme un nuage au-dessus des étangs puis devient plus large, jusqu'à recouvrir une route. A ce moment, plusieurs techniciens de MAPCO sont sur place et tentent d'alerter la population et de fermer les routes environnantes. Malheureusement, faute de formation, ils manquent d'arrêter une voiture qui se dirige dans le nuage et provoque son explosion. Celle-ci tue 3 personnes et en blesse 21.

### A8.1.3 Causes

Parmi tous les facteurs qui ont contribué à cet incident, voici les principaux:

- La mauvaise estimation du gaz présent dans la caverne de la part de MAPCO, due à un mauvais suivi des débits/ajout à la caverne
- Le manque de connaissance sur la taille de la caverne à cause de l'utilisation de saumure non saturée
- Le manque d'informations fournies à l'opérateur, comme le nombre de détecteurs de gaz activé et la concentration ou la courbe de pression dans la conduite de saumure
- La réponse non adaptée de la part de l'opérateur et des techniciens, due à un manque d'entraînement
- L'absence de sensibilisation des populations locales aux risques et à la réponse face à ceci
- L'inefficacité des mesures automatiques dues à des négligences humaines
- Le manque de mesures de sécurité redondantes (une seule valve à la tête de puits)
- Le manque d'un plan d'action précis et connu à mettre en œuvre en cas d'incident

### A8.1.4 Protection contre ces risques

L'installation de stockage pour le procédé EMO n'est pas soumise à ces risques pour diverses raisons.

Tout d'abord, elle ne fait pas intervenir de saumure, tout est régulé par la pression en tête de puits.

Ainsi, il ne peut pas y avoir de fuites de gaz comme présentées ici, ni de changement de taille de la caverne aussi important que dans la cavité de Brenham. Ensuite, les informations fournies à l'opérateur sont plus détaillées et ne sont pas instantanées, elles permettent donc de tenir compte des changements brutaux de différents paramètres. Les techniciens et la population sont aussi sensibilisés et un PPRT assure que les dangers et les mesures à prendre en cas de crise sont bien définis. Enfin, les mesures de sécurité sont redondantes (deux valves d'urgences obligatoires en tête de puits) et leur efficacité doit être assurée régulièrement.





Figure A8.2. Photos prises après l'accident

## A8.2 Réglementation Seveso

La réglementation SEVESO, dont le nom provient d'une ville italienne où a eu lieu un accident industriel est une réglementation de **maitrise des risques** sur les sites industriels les plus dangereux.

**Différents seuils** : bas et haut. Les seuils impliquent des règles strictes de sécurité. On a un exemple de classification Seveso en fonction du poids d'oxygène concerné (ici : 200 t pour seuil bas et 2 000 t pour seuil haut). Par exemple le site d'Étrez de Storengy est classé Seveso haut.

Il faut faire la différence entre les deux notions suivantes :

- **La déclaration** : Revient à définir soi-même ses règles. Cela reste un document signé.
- **L'autorisation** : Autorisation du préfet impliquant un certain nombre de règles pour encadrer l'exploitation. Elle est délivrée sous la forme d'un **arrêté préfectoral**.

Le dossier est au niveau de la **réglementation la plus stricte**. Si on a 3 rubriques estampillées « déclaration » et une « autorisation Seveso seuil haut », alors tout le dossier est estampillé « Seveso seuil haut (abrégé en **SH**)

## A8.3 Réglementation du sous-sol

En France, le propriétaire du sol n'est pas propriétaire du sous-sol si celui-ci recèle des substances concessibles. Celles-ci sont listées dans le Code Minier, qui régit le droit du sous-sol.

Pour exploiter une substance concessible, l'exploitant doit obtenir une concession de l'Etat, dans le cas d'une substance non-concessible, les conditions d'exploitation sont gérées entre le propriétaire du sol et l'exploitant.

### A8.3.1 Informations sur le code minier (étude des articles L211-1 et L211-2)

Ce code est en **évolution constante** pour s'adapter à de techniques et des marchés changeants. Il y a des rubriques et une nomenclature **précise** définissant quelles exploitations et quelles substances sont soumises à la juridiction de ce code minier.

Par exemple, la rubrique 47-18 (nomenclature) donne en autres les noms des différentes substances traitées dans le code, dont les définitions sont **très précises** : pourcentage en oxygène, poids concerné etc... Le classement se fait en différentes catégories avec des règles changeantes selon le classement concerné.

Il reste encore des zones floues concernant le classement des exploitations (CO<sub>2</sub> ou H<sub>2</sub> par exemple). Il n'y a pas de rubrique particulière pour le stockage de gaz, d'air. Par exemple la rubrique captage de



CO<sub>2</sub> ne concerne que l'enfouissement à but environnemental (séquestration de CO<sub>2</sub>). Il faut se référer parfois au droit minier, et parfois au droit de l'environnement.

Un arrêté a retenu notre attention, celui du 17 Janvier 2003, il vise à prévenir des risques majeurs dans les stockages souterrains de gaz, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés. Cet arrêté demande une **évaluation des risques** du site, renouvelée tous les 2 ans.

### A8.3.2 Etat des lieux du stockage de CO<sub>2</sub>

Comme dit précédemment la régulation concernant le stockage de CO<sub>2</sub> diffère selon qu'il s'agisse de stockage de CO<sub>2</sub> à but environnemental (stockage géologique) ou industriel, car ces deux types impliquent des temps caractéristiques d'exploitation très différents. Le premier concerne un stockage irréversible sur des temps très longs, généralement réalisé en aquifère ou gisement dépleted, tandis que le second consiste en un stockage réversible (utilisation du gaz stocké), idéalement réalisé en cavité saline.

Ainsi, le stockage géologique de CO<sub>2</sub> à but environnemental n'est pas régi par le droit minier mais par le droit de l'environnement.

## A8.4 Etude des dangers / Etude d'impact

### A8.4.1 Etude des dangers

Elle vise à démontrer au préfet que les dangers possibles sont répertoriés et maîtrisables. Il faut donc dégager des **scénarios**, avec des hypothèses pour arriver à ce scénario et identifier les moyens humains et techniques à mettre en place pour limiter les conséquences (Figure A8.3). Le **retour d'expérience est très important**: comprendre des accidents similaires passés, il est possible de passer par le **BARPI** (Bureau d'Analyse des Risques de Pollution Industriels). Par ce biais de **prévoyance** l'industriel peut prouver la **fiabilité** de son projet.

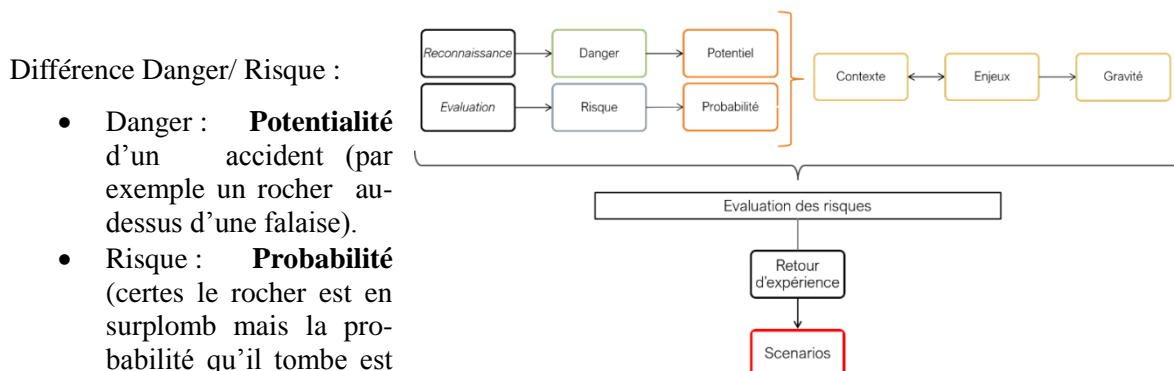


Figure A8.3. Etapes menant à la création d'un scénario

### A8.4.2 Etude d'impact

Pour expliciter les points de notre étude d'impact, nous avons réalisé la figure suivante. On y voit des aménagements au style épuré afin de ne pas trop gâcher le paysage, ainsi que des efforts de reboisement autour du site. On y voit également un accès pour les secours, aménagé dans le cadre du **POI** (Plan d'Opération Interne), activé uniquement en urgence. On note en outre un usage restreint des éclairages de nuit et de machines bruyantes en extérieur.

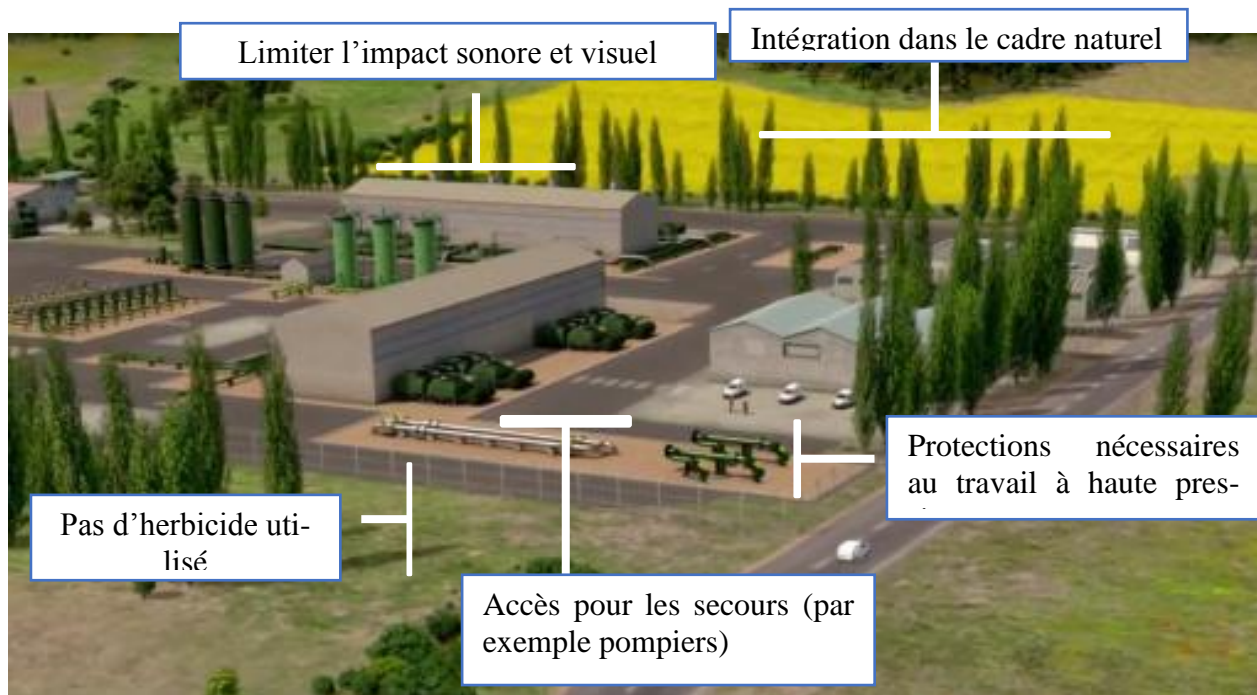


Figure A8.4. Propositions faites dans l'étude d'impact d'un projet EMO

Ensuite, nous avons réalisé une synthèse de tous les impacts recensés dans notre étude et une solution pour **pallier les conséquences** de ces derniers. Ce travail est recensé dans le tableau suivant.

Tableau A8.1. Eétude d'impact d'une installation EMO

Thème	Sous-thème	Impact	Aménagement	Compensation
<b>Environnement</b>	<b>Pollution</b>	Sonore Olfactive (THT) Des sols Visuelle	Pas de <b>sirène</b> sur le site, sauf en cas d'alerte Limiter le <b>trafic</b> dû à l'exploitation du site <b>Gaz odorants inhibés</b> en cas de fuite Pas de <b>lumière</b> forte sur le site Limiter la <b>taille des bâtiments</b>	Aménager des <b>aires de jeu</b> dans les villes touchées par l'exploitation
	<b>Forêt</b>	Faune Flore Arbres Déchets	Pas <b>d'herbicides</b> utilisés sur le site Evacuation et traitement des déchets	<b>Reforestation</b> hors du site
<b>Ressources naturelles</b>	<b>Eau</b>	Exploitation de l'eau	Ne pas pomper plus d'eau que la <b>régénération naturelle</b> ne le permet	
	<b>Saumure</b>	Exploitation de la saumure	Ne pas rejeter la saumure n'importe où	Fournir la saumure à une entreprise de <b>chimie</b> ou des <b>marais salants</b>

## A8.5 Plan de Prévention des Risques Technologiques (PPRT)

### A8.5.1 Les différentes zones

Un PPRT définit **4 zones** :

- Zone 1 : zone de dangers très graves pour la vie humaine
- Zone 2 : zone de dangers graves pour la vie humaine
- Zone 3 : zone de dangers significatifs pour la vie humaine
- Zone 4 : zone de dangers indirects pour la vie humaine par explosion des vitres

Ces zones peuvent être affublées de différents noms et attributs, tels que Très Fort Plus (TF+), Moyen (M), Faible (Fai), Fort (F) etc...

En pratique, voilà à quoi ressemble un PPRT : on voit clairement se dessiner les différentes zones d'aléas. Elles sont ici concentriques mais ça n'est pas toujours le cas, par exemple quand il y a des anomalies de terrain ou que certaines sont déjà bien protégées. Leur épaisseur est également variable selon le PPRT et les risques envisagés.

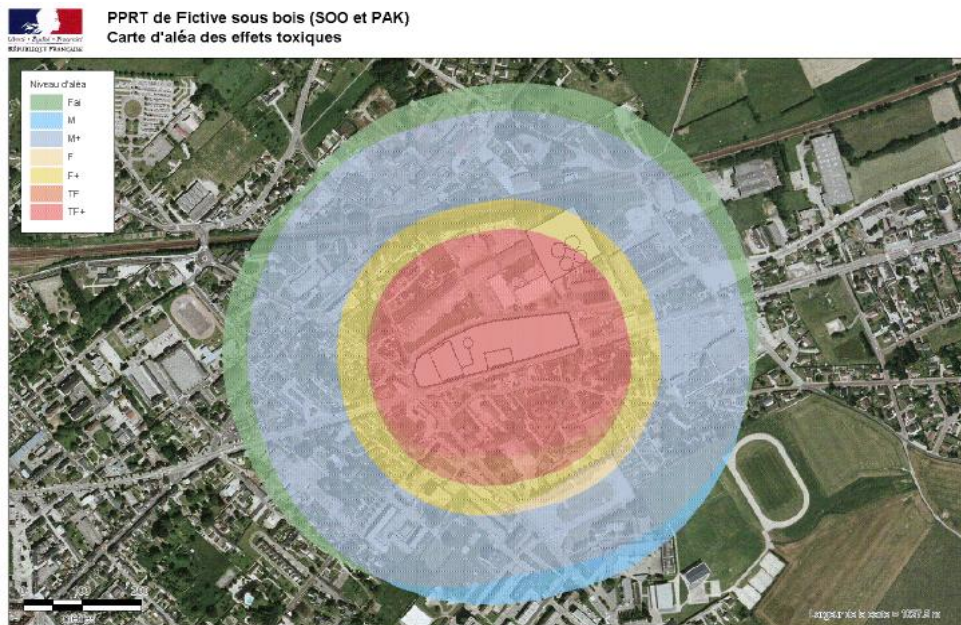


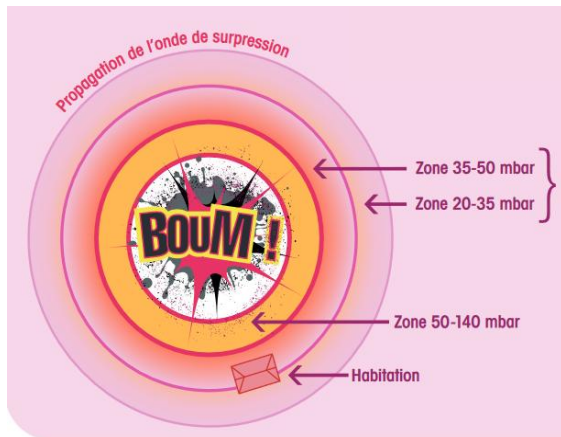
Figure A8.5. Exemple de carte définie dans un PPRT (INERIS)

### A8.5.2 Les différents risques

Afin de catégoriser les différentes mesures et zones à considérer, un PPRT s'appuie sur les études de risques et de danger, cela lui donne un caractère très scientifique. Dans notre cas, les risques qui sont étudiés dans le PPRT sont **l'onde de surpression** et **l'intensité thermique**.

Pour l'onde de surpression, qui apparaît lors d'une explosion, les conséquences peuvent être très lourdes. Ainsi de grandes mesures peuvent être prescrites par un PPRT concernant un projet de stockage EMO. Ces prescriptions sont énoncées par un **laboratoire de métrologie** (science des mesures) et **d'expérimentations indépendant**.

Nous nous sommes également intéressés aux mesures à prendre quant au risque **d'intensité thermique**, qui peut survenir par exemple lors d'une explosion. Encore une fois la réponse vient du milieu scientifique. On voit dans les deux cas précédents que de **nombreux aménagements** sont possibles, mais chacun a un coût. La législation relative au paiement de ces rénovations est incluse dans le **code de l'environnement**, mais une décision au cas-par-cas est souvent nécessaire.



Intensité	Conséquences
2 à 3 mbar	Bang supersonique
20 mbar à 50 mbar	Effet indirect par bris de vitre : blessures
140 mbar	Effet indirect : 1 % de mortalité
200 mbar	Effet direct. Hémorragie pulmonaire mortelle sur 1 % de la population
20 mbar	Les vitres sont détruites à 10 %
50 mbar	Les vitres sont détruites à 75 %

Pour l'homme  
Pour les bâtiments

Figure A8.6. Explication et effets de l'onde de surpression (www.pprtrhonesalpes.com)

Tableau A8.2. Exemple de mesures liées à l'onde de surpression à prendre (www.pprtrhonesalpes.com)

Renforcement en zone d'intensité 20-50 mbar.		Coût indicatif TTC*	Commentaires
Nature des travaux			
Diagnostic		300 à 500 €	
Pose d'un film de sécurité anti-explosion	Prix de base sans intervention de nacelle	150 €/m <sup>2</sup>	
Remplacement de panneau vitré par un panneau vitré (sous réserve de faisabilité technique)	en double vitrage 44.2/12/4	400 à 500 €/m <sup>2</sup>	Dépose de l'ancien vitrage compris
	en double vitrage 44.2/44.2	500 à 600 €/m <sup>2</sup>	
Remplacement de la fenêtre par une fenêtre en bois avec système de fermeture à crémone avec sortie de tringle posé en tunnel (dimensions: 1.40 m x 1.25 m)	Standard 4/16/4	150 à 500 €	S'y ajoutent : - le coût de la pose estimé entre 300 à 400 €
	Double vitrage feuilleté 44.2/12/4	700 €	
Remplacement de la fenêtre par une fenêtre avec système de fermeture adapté (dimensions 1.45 m x 1.20 m)	Fenêtre PVC (avec armature en acier) ou bois qualité supérieur - vitrage 44.2/8/44.2	1 500 à 2 000 €	- les raccords plâtre pour finitions intérieures : 300 à 400 €
	Fenêtre aluminium - vitrage 44.2/8/44.2	2 000 à 2 500 €	

Tableau A8.3. Exemple de mesure à prendre en cas d'un risque lié à l'intensité thermique (Efectis France et LNE Laboratoire nationale de métrologie et d'essais)

Niveau d'effet thermique :	< 3 kW/m <sup>2</sup>				< 5 kW/m <sup>2</sup>				< 8 kW/m <sup>2</sup>				< 12 kW/m <sup>2</sup>			
	sans isolant	isolant PSE/PSX	isolant PUR/PIR	isolant LDV/LDR	sans isolant	isolant PSE/PSX	isolant PUR/PIR	isolant LDV/LDR	sans isolant	isolant PSE/PSX	isolant PUR/PIR	isolant LDV/LDR	sans isolant	isolant PSE/PSX	isolant PUR/PIR	isolant LDV/LDR
Pierre naturelle	40	20	20	20	50	23	20	20	70	50	40	20	80	60	50	40
Brique pleine/perforée	34	12	9	9	-	19	15	9	-	-	34	19	-	-	-	23
Brique creuse	-	20	15	15	-	18	15	15	-	-	33	18	-	-	-	28
Bloc de terre cuite	15	15	15	15	20	20	15	15	22	25	20	15	30	25	20	15
Bloc de béton plein/ perforée et banché	23	20	20	20	-	25	23	20	-	-	-	25	-	-	-	28
Bloc de béton creux	23	20	20	20	-	23	20	20	-	-	-	20	-	-	-	20
Bloc de béton cellulaire	10	7	5	5	15	10	5	5	20	20	15	7	25		20	10

### A8.5.3 Les acteurs d'un PPRT

Le PPRT est fait pour montrer à tous que les mesures de sécurité proposées par l'industriel sont cohérentes avec la réalité : ni trop, ni pas assez. Les citoyens jouent donc dans le projet EMO un rôle tout aussi important que les collectivités locales ou les organismes de régulation telle que les DREAL.

Ainsi nous proposons des consultations citoyennes visant à **recueillir les plaintes et remarques** de chacun ou de visite du site, l'industriel se doit d'être clair et rassurant sur son projet, en ne **masquant pas d'information**. A ce sujet le **commissaire d'enquête** nommé par la DREAL est vital. C'est lui qui se prononcera en faveur ou non du PPRT de notre projet EMO.

Le PPRT est censé être un moyen de discussion où les opinions de chacun s'affirment. Celui de l'industriel est représenté par le **Maître d'Ouvrage (MO)** de notre. Selon nous, il doit répondre aux **interrogations des citoyens**.

Dans les retours d'expérience d'approbation de PPRT, on voit que souvent ce sont les **qualités d'écoute et de compréhension** d'un groupe de personnes en particulier qui mènent à une bonne issue. Il faut bien comprendre que cette partie du projet nécessite énormément de **préparation** avant les débats et les concertations.

Même dans la partie citoyenne on peut distinguer plusieurs groupes d'acteurs (liste non exhaustive) :

- Citoyens soumis à une **expropriation**
- Citoyens soumis à un **délaiement**
- **Industries** touchées par le PPRT
- Citoyens soumis à des mesures de **réduction de vulnérabilité**
- Les **baillleurs** sociaux

Ci-dessous on peut voir une affiche incitative motivant les citoyens à affirmer leur opinion. On y voit :

- Une explication de ce qu'est un PPRT
- Les acteurs d'un PPRT et la chronologie
- Une explication de ce qu'est un risque
- Les communes concernées.



Figure A8.7. Exemple d'incitation citoyenne pour un PPRT (INERIS)

Une telle image pourrait répondre à notre besoin d'informer la population quant au projet de stockage EMO, on pourra s'en inspirer pour proposer des plans pour les enquêtes publiques.

## A8.6 Projet GéFISS

Ce projet, comme expliqué dans le document principal, s'intéresse aux relations entre les différentes parties prenantes d'un projet industriel. En effet, toutes les parties prenantes demandent maintenant à être de plus en plus impliquées dans ce type de projet, et notamment les parties civiles. Afin d'arriver à prendre tous ces aspects en compte, le projet GéFISS fait appel à des compétences issues de domaines très divers (représentants industriels, universitaires, de l'état). Le schéma ci-dessous montre l'ensemble des thématiques abordées dans le projet, classées dans des catégories telles que « Acteur » ou « Observateur ».

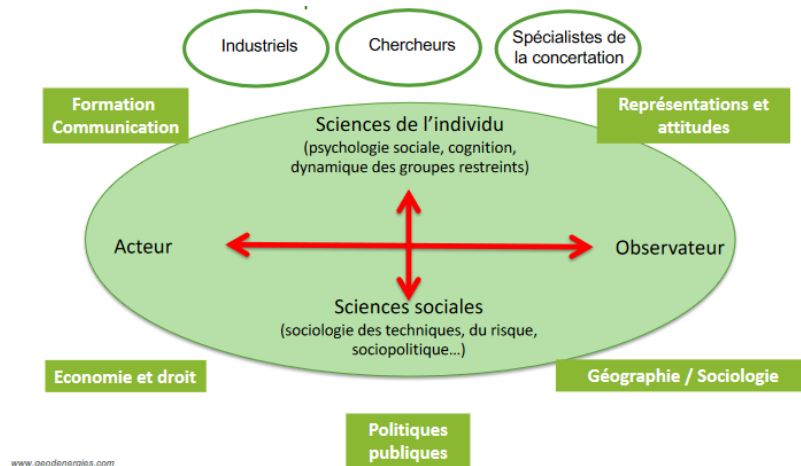


Figure A8.8. Thématiques abordées dans le projet GéFISS

Le projet s'étale sur une durée de 4 ans et a commencé en 2018. Ainsi très peu de résultats sont accessibles, mais suivre l'avancée du projet peut nous permettre de mieux comprendre et appréhender des échanges avec des parties civiles dans le cadre d'une installation EMO, notamment pour la mise en place d'un PPRt et de sa préparation en amont de la consultation citoyenne.

## A8.7 Carte des acteurs

Dans un projet EMO on retrouve des acteurs publics et privés, riverains et industriels. Il est important de comprendre l'interdépendance de ces acteurs, chacun ne peut avancer que si les autres sont d'accord et prêts. L'organe le plus important (hormis le maître d'ouvrage) est sans doute le préfet, car c'est lui qui se prononce sur la faisabilité du projet présenté par l'industriel. On retrouve des acteurs évoqués dans le document principal : les collectivités, la DREAL, des laboratoires d'analyse, des associations de riverains etc...

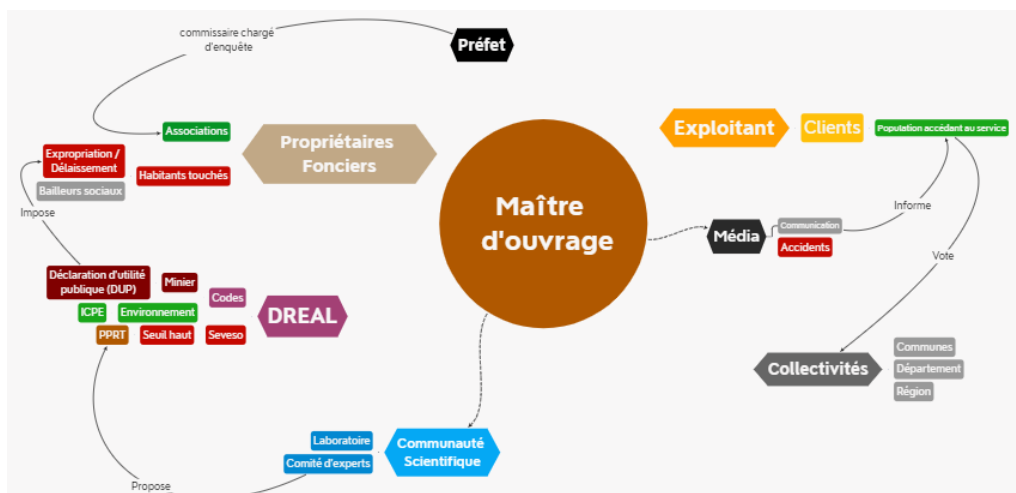


Figure A8.13. Carte des acteurs impliqués dans un projet EMO

# Annexe 9 : Choix de sites potentiels

## A9.1 Contexte et formation de l'halite

Tableau A9.1 : Evaporation d'eau de mer avant précipitation des évaporites (Ledoux et Bérest)

Sels	% d'évaporation d'eau de mer
Calcite	50
Dolomite	50
Gypse	80
Halite	90
Sels de Magnésium	95
Sels de potassium	95

A partir d'un certain taux d'évaporation d'un volume d'eau de mer, les ions qu'il contient commencent à précipiter sous forme de différentes phases minérales qui se déposent en couche au fond des bassins (Tableau A9.1 et Figure A9.1).

Si l'on considérait un bassin fermé s'évaporant totalement, et sachant qu'on obtient environ 30 g de chlorure de sodium à partir d'un kilogramme d'eau de mer, et que la densité du premier est de 2,2, il faudrait un bassin de 13 500 m de profondeur environ pour créer une épaisseur de 1000 m de sel, ce qui est plus que la profondeur maximale de l'océan actuel (fosse des Mariannes 11 000 m). Pour créer les épaisseurs de sel supérieures à 1 km que l'on rencontre sur Terre, le scénario le plus probable est celui d'un bassin presque isolé du reste des océans, alimenté périodiquement par l'eau de mer, et d'un climat chaud ou sec favorisant une très forte évaporation, et dont le fond s'enfoncerait progressivement du fait de mouvements tectoniques (Bérest).

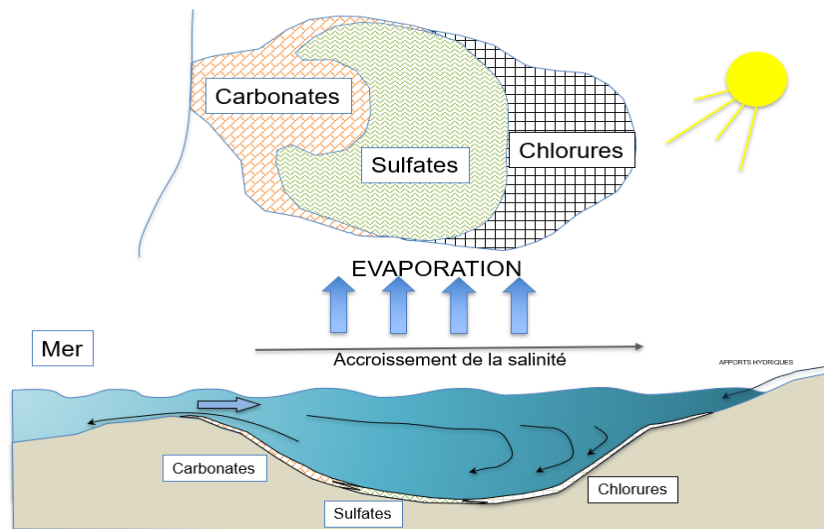


Figure A9.1. Schéma de formation des évaporites en bassin quasi-isolé (Tessier)

A cause du caractère fluant du sel, lorsque les terrains sont soumis à des contraintes horizontales notamment, souvent dans un contexte de formation de chaînes de montagnes, et lorsque des failles occasionnent des faiblesses dans les couches supérieures, le sel de densité 2,2 est moins dense que les terrains sédimentaires supérieurs, de densité 2,3 et peut ainsi remonter vers la surface pour y former un dôme sous les couches de terrain les plus superficielles (Figure A9.2).

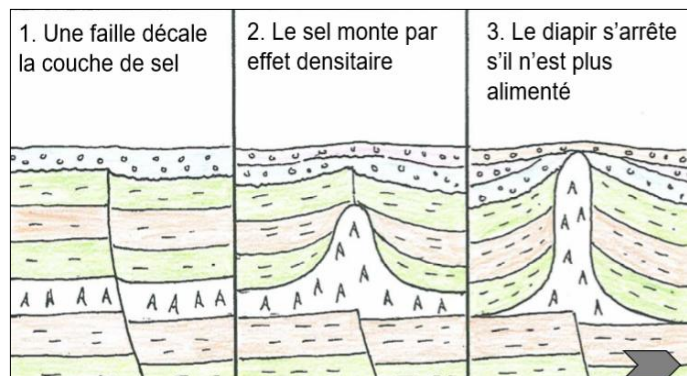
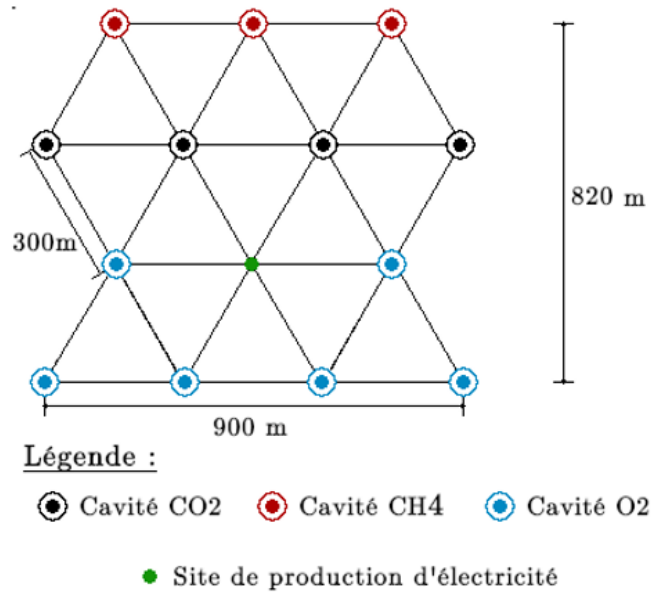


Figure A9.2. Formation d'un diapir

## A9.2 Emprise des cavités en surface

Les simulations numériques effectuées pour valider les cavités de stockage ont montré que la configuration qui mobilise le plus grand nombre de cavités est celle d'une exploitation saisonnière à une profondeur de 800 m (13 cavités dont les plus grandes font 600 000 m<sup>3</sup> de volume). La définition de l'entraxe des cavités pour éviter leur interaction et assurer ainsi la stabilité à long terme a permis de définir l'emprise en surface de l'installation (Figure A9.3).



Un tel champ de cavité occupe une surface de 73.8 hectares et fournit une puissance de 200MW grâce au procédé EMO. Sur sa durée de fonctionnement annuelle, 876 GWh d'électricité décarbonnée seront produits

Figure A9.3. Emprise en surface de l'installation mobilisant le plus grand nombre de cavités

## A9.3 Région de l'Aquitaine

### Contexte géologique

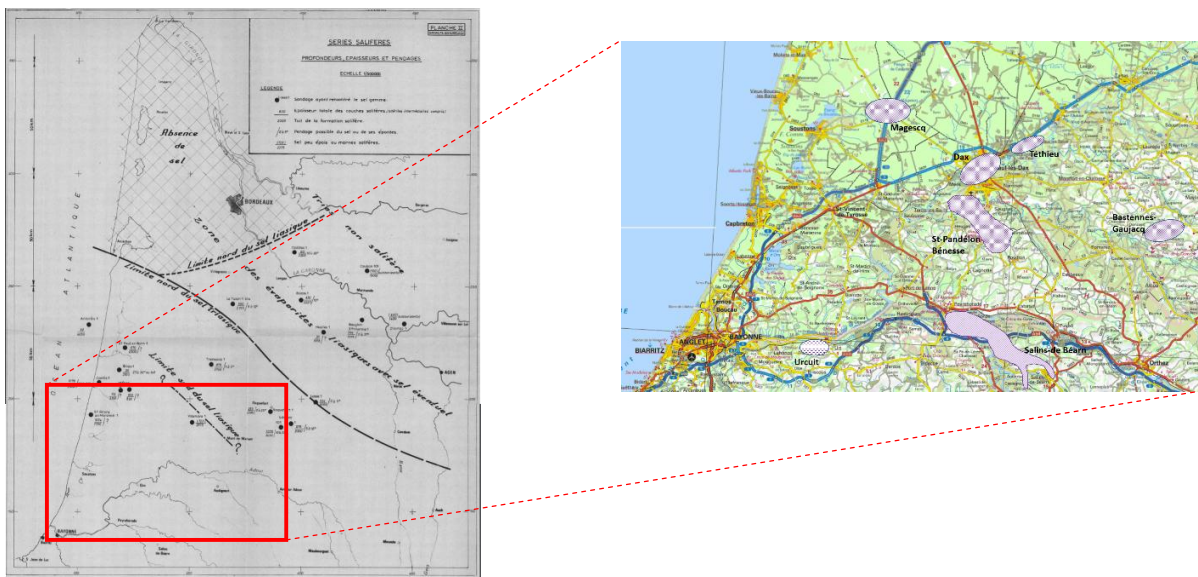


Figure A9.4. Répartition géographique des structures triasiques dans le Bassin Sud Aquitain



Le nord de l'Aquitaine ne présente pas de dépôts triasiques salifères. Nous concentrerons donc nos recherches sur le sud-ouest du Bassin, dans les alentours de Dax (Figure A9.5).

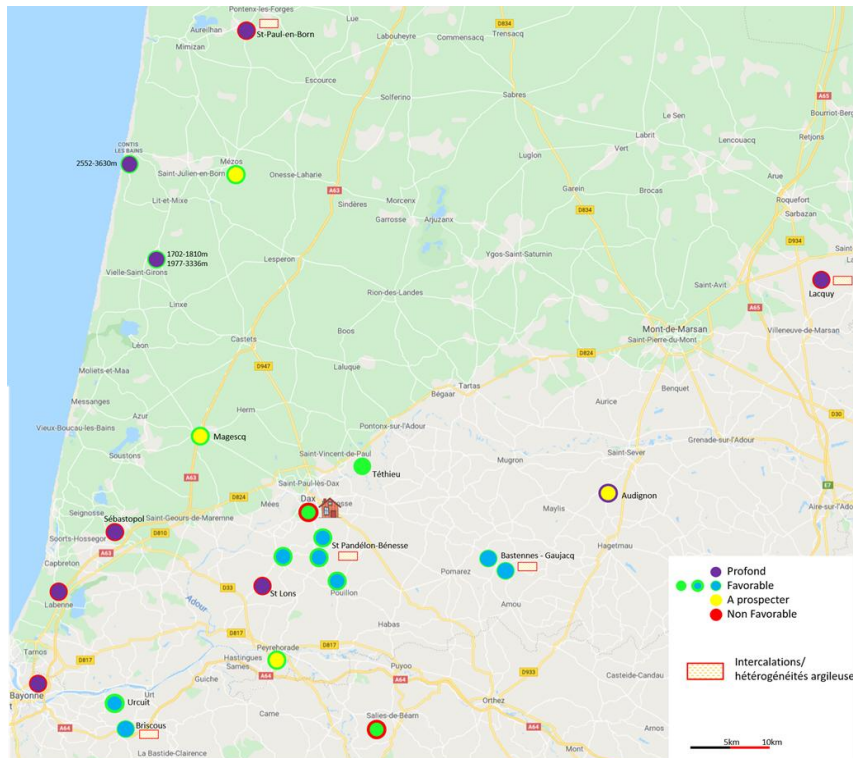


Figure A9.5. Carte des sites étudiés dans le Bassin Sud-Aquitain

Dans le domaine sud-aquitain, plusieurs structures triasiques ne peuvent être retenues comme site de stockage potentiel, soit parce qu'elles sont trop profondes (Sébastopol, St Lons), soit parce qu'elles sont déjà le lieu d'une activité économique incompatible avec l'implantation de stockages (Dax). Si la géométrie du diapir de Bastennes - Gaujacq peut apparaître un élément favorable, plusieurs paramètres minimisent l'intérêt de cette structure : son éloignement géographique et surtout l'absence de masse salifère pure reconnue à faible profondeur puisque les formations traversées en forages comprennent de fréquents niveaux argileux et des blocs d'ophite, de carbonate et de schistes. Restent trois structures présentant en première approche un intérêt pour l'implantation d'un site de stockage :

1. L'anticlinal de Magescq présente un cœur triasique argileux sous une faible épaisseur de couverture. Toutefois, l'existence probable d'un noyau salifère à faible profondeur doit être prouvée par des travaux de reconnaissance géophysiques complémentaires.
2. Le diapir de Thétieu montre toutes les caractéristiques géologiques favorables pour l'implantation d'un site de stockage (géométrie cylindrique simple, présence d'une masse importante de sel pur à très faible profondeur). Seul son éloignement géographique et une incompatibilité avec l'exploitation hydrothermale des sources de Préchacq situées sur les flancs du diapir constituent les facteurs limitant l'aptitude de ce site.
3. Le grand massif triasique de St Pandelon - Bénesse comprend une masse salifère très importante sous une mince couverture argileuse (90 à 200 m). Toutefois, contrairement à la structure de Thétieu, le sel présente ici de nombreuses intercalations argileuses. Celles-ci forment des hétérogénéités qui pourront perturber la réalisation d'une cavité par dissolution. Une analyse plus détaillée des faciès triasiques serait alors nécessaire.

Dans le domaine frontal nord-pyrénéen, les structures triasiques les plus intéressantes, car comprenant une forte proportion de sel, se trouvent dans la partie méridionale de ce domaine, c'est à dire au sud de l'Adour. Ainsi, les unités triasiques du Bas-Adour, situées au nord de ce fleuve, telles celles de Bélus, Cagnotte, Biarrotte - Ste Marie-de-Gosse ou St Martin-de-Seignanr, ne montrent pas de masse salifère adaptée à l'implantation d'un site de stockage. Plus à l'ouest, le Trias interstratifié dans la série Lutétienne se retrouve à une profondeur supérieure au millier de mètres (forages de Labenne et de

Bayonne Marine). Au sud de l'Adour, la structure géologique du massif de Villefranque - Dassussary situé en zone très urbanisée reste très mal connue et nécessiterait un investissement de reconnaissance relativement important. Ainsi, seules trois structures triasiques semblent présenter un certain intérêt pour l'implantation d'un site de stockage :

1. La lame triasique de Peyrehorade située à proximité du grand massif de Salies-de-Béarn correspond à un horizon stratiforme montrant localement une épaisseur de sel de 100 à 200 m, sous une couverture argileuse de 500 m en moyenne. Cette structure demande une analyse plus détaillée des profils sismiques et des données de forages disponibles sur ce secteur.
2. Le Trias d'Urcuit forme également un horizon stratiforme comprenant jusqu'à 140 m d'épaisseur de sel pur sous une couverture à dominante argileuse de quelques centaines de mètres. De par ses caractéristiques géologiques et sa proximité de Bayonne, cette structure est l'une des plus intéressantes pour l'implantation d'un site de stockage. Toute décision doit toutefois examiner la compatibilité ou la complémentarité de cette implantation avec l'exploitation de sel toujours menée par l'entreprise SOLVAY.
3. L'accident triasique de Briscous forme une étroite lame E-W subverticale incluant des formations salifères à faible profondeur (50 à 200 m). Ces masses salifères semblent toutefois moins volumineuses et plus riches en hétérogénéités argileuses que dans l'unité d'Urcuit. La structure de Briscous présente donc un moindre intérêt que celle d'Urcuit située immédiatement au nord.

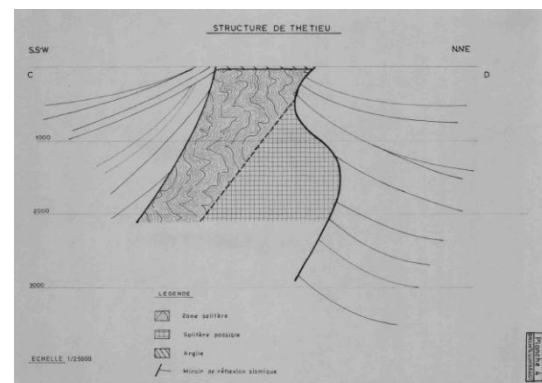
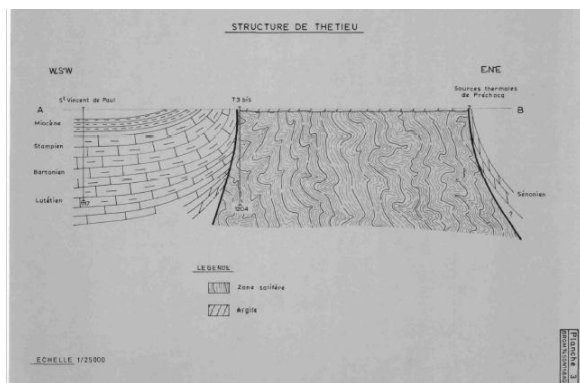


Figure A9.6 : Coupes géologiques - Diapir de Thétiou (Source : BRGM)

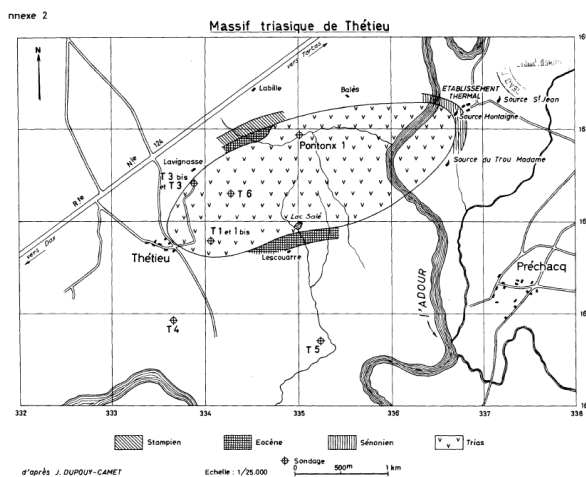


Figure A9.7 : Géographie du Diapir - Thétiou (BRGM)



Figure A9.8 : Log géologique Thétiou 6 (Info-Terre)

En conclusion, le diapir de Thétiou présente des caractéristiques géologiques favorables pour l'implantation d'un site de stockage (structure cylindrique relativement simple, présence d'une importante masse salifère à faible profondeur). Les principaux éléments d'opposition concernent son relatif éloignement de quoi et l'exploitation des sources thermales de Préchacq.

Concernant le massif triasique de St Pandelon - Bénesse, il présente en première analyse certaines

caractéristiques favorables pour l'implantation d'un site de stockage souterrain : dimension et géométrie de l'intrusion triasique, présence de sel, faible urbanisme. L'importante hétérogénéité lithologique des formations salifères et notamment la présence de nombreuses intercalations argileuses constituent toutefois un facteur limitant et demanderaient une exploration géologique plus détaillée du massif. Cette considération ajoutée à l'éloignement relativement important de l'axe Bayonne-Lacq ne font pas de cette structure le meilleur des sites de stockage potentiels.

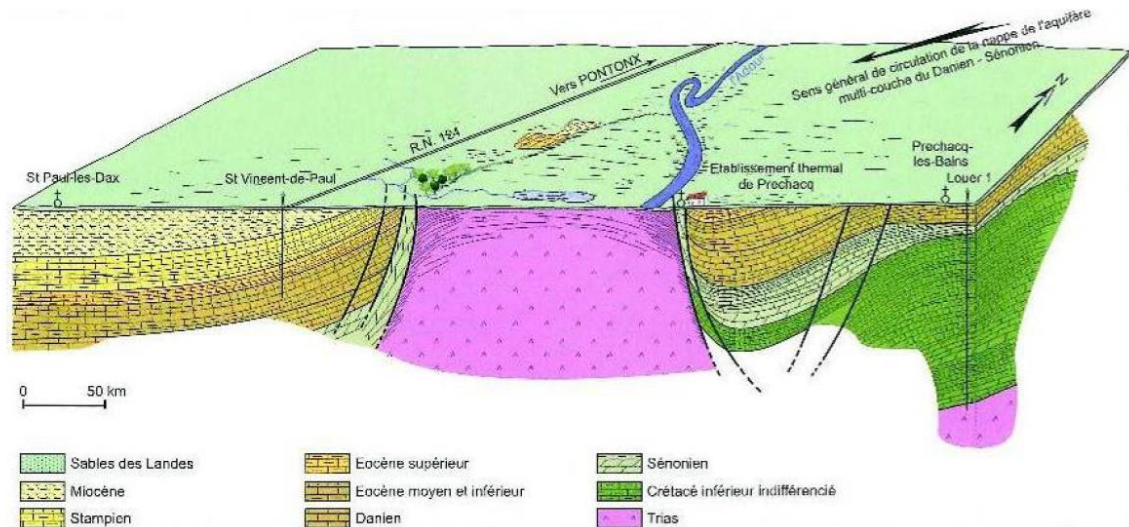


Figure A9.9. Diapir de Théthieu (IGD, 1997)

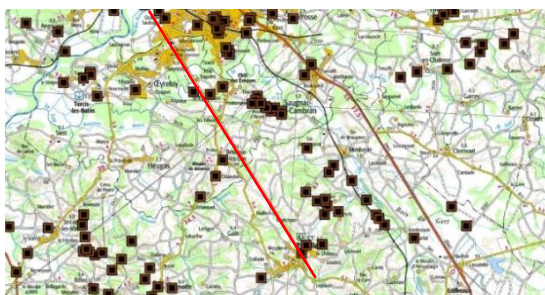


Figure A9.10. Tracé de la coupe géologique au niveau du diapir de Bénesse (BRGM)

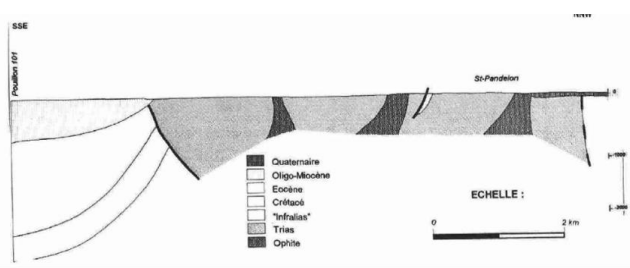


Figure A9.11. Coupe géologique de la structure de St Pandélon- Bénesse (BRGM)

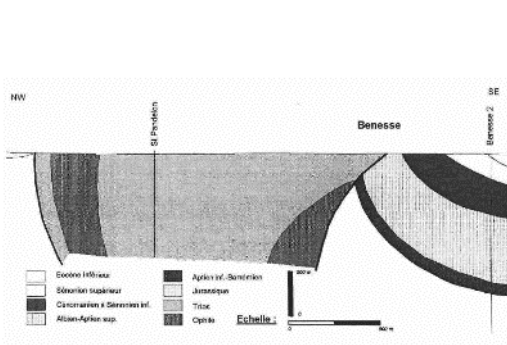


Figure A9.12. Coupe géologique de la structure de St Pandélon- Bénesse (BRGM)

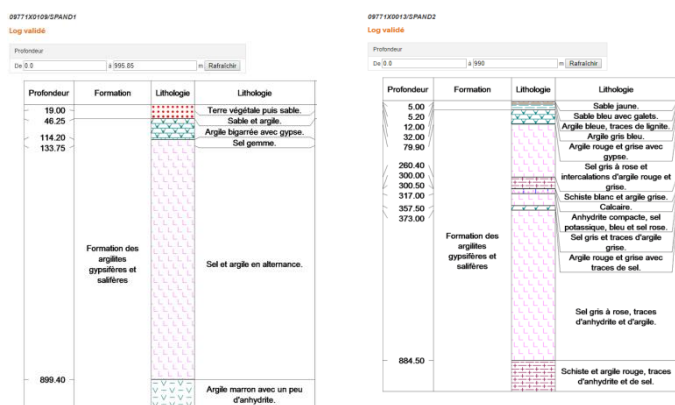


Figure A9.13. Logs géologiques du diapir de St Pandélon- Bénesse (BRGM)

Plusieurs arguments conduisent à considérer la structure d'Urcuit comme l'un des objets géologiques les plus favorables pour l'implantation d'un site de stockage souterrain en terrain salifère.

1. présence d'un horizon stratiforme peu déformé, épais d'une centaine de mètres et d'extension plurikilométrique de sel relativement pur, sous une couverture à dominante argileuse de quelques centaines de mètres ;
2. localisation géographique à faible distance du Port de Bayonne, en bordure de l'Adour ;
3. domaine agricole faiblement urbanisé. La principale contrainte à l'implantation d'un site de stockage peut concerner l'activité d'exploitation du sel par la société SOLVAY Le cas échéant, il sera donc nécessaire d'examiner l'incompatibilité ou au contraire la complémentarité de ces deux types d'exploitation économique sur la structure d'Urcuit



Figure A9.14. Tracé de la coupe géologique au niveau de la structure d'Urcuit (InfoTerre)

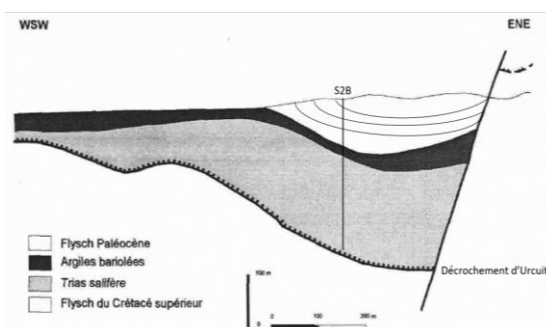


Figure A9.15. Coupe géologique au niveau de la structure d'Urcuit (BRGM)

10022X0042/A19  
Log valide

Profondeur	Formation	Lithologie	Lithologie	Stratigraphie	Altitude
111.00			Sel et marnes.		-95.66
			Sel.		
163.20			Sel et marnes.		-147.86
174.20			Sel.		-158.86
198.40	Formation des argilites gypsifères et salifères		Sel et marnes.	Keuper	-183.06
205.00			Sel pur et argile salée en alternance.		-189.66
255.10			Sel.		-239.76
265.00			Sel et marnes.		-249.66
307.50			Marne argileuse.		-292.16
320.00					-304.66

10022X0016/A6  
Log valide

Profondeur	Formation	Lithologie	Lithologie	Stratigraphie	Altitude
144.50			Marne gris foncé avec nodules de sel.		-121.12
147.12			Sel blanc légèrement marneux. Toit du Sel à 144,5m.		-123.74
147.92			Sel avec marne verte.		-124.54
149.62			Beau sel gris.		-126.24
150.02			Marne chocolat.		-126.64
			Marne chocolat avec sel.		
152.95			Sel gris.		-129.57
153.98			Marne grise salée.		-130.60
154.13			Sel gris avec intercalaires marneux.		-130.75
156.14	Formation des argilites gypsifères et salifères		Marne grise salée.	Keuper	-132.76
156.34			Sel gris.		-132.96
156.52			Marne grise salée.		-133.14
156.73			Beau sel gris.		-133.35
159.30			Sel gris avec petits passages marneux.		-135.92
160.93			Sel gris à saumon avec passages de marne rouge.		-137.55
162.10			Sel gris à saumon avec petits nodules d'anhydrite.		-138.72
165.00			Marne verte salée.		-141.62
165.15			Sel gris.		-141.77
169.10			Marne grise salée.		-145.72
169.45		Marne bigarrée avec sel.	-146.07		
169.72		Sel gris.	-146.34		

Figure A9.16. Logs géologiques au niveau de la structure triassique d'Urcuit (InfoTerre)

La structure salifère de Bastennes-Gaujacq présente d'importantes remontées d'Ophite et de matériel Jurassique, rendant compliquée une éventuelle exploitation en l'absence de relevés plus approfondis (Figure A9.17 et A9.18).

## Contraintes et enjeux territoriaux

On constate qu'une grande partie du territoire présente des enjeux et contraintes de surface importants comme des Parc naturels, des zones bâties de forte densité ou industrialisées (Figure A9.22 et A9.23). La portion « très sensible » de ces territoires reste toutefois limitée, ce qui permet d'envisager le déploiement d'un site dans la région, et d'une exhaure à saumure vers la mer (arrivant au sud de Vieux-Boucau les Bains).

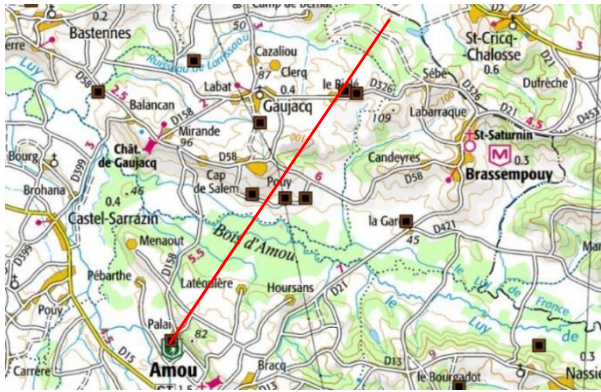


Figure A9.17. Tracé de la coupe géologique au niveau de la structure de Gaujacq (InfoTerre)

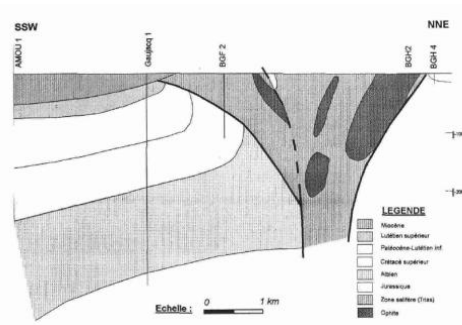


Figure A9.18. Coupe géologique au niveau de la structure de Gaujacq (BRGM)

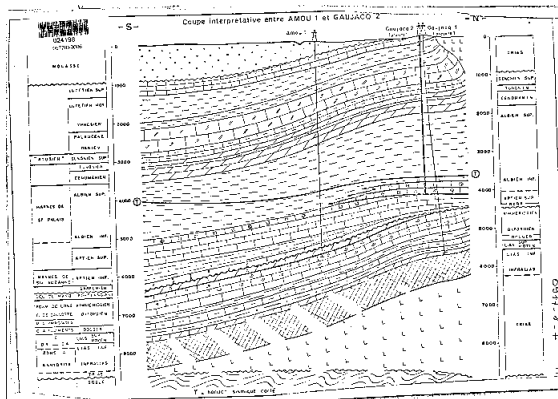


Figure A9.19. Coupe interprétative de la structure de Gaujacq (BRGM)

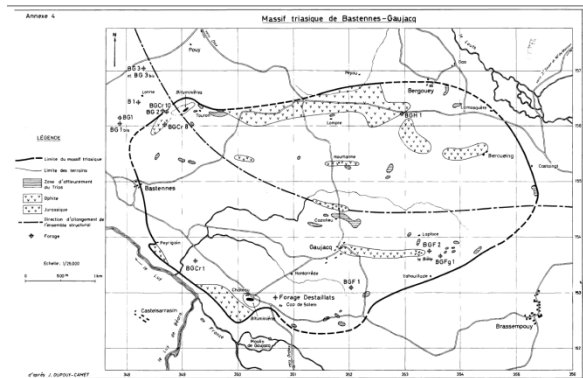


Figure A9.20. Géographie de la structure salifère – Gaujacq (BRGM)

Les forages géologiques révèlent d'importante épaisseur de sels à profondeurs raisonnables (Figure A9.21). Celles-ci contiennent néanmoins de nombreuses intercalations d'argile et d'anhydrite.

09785X0003/BGF2  
Log valide

Profondeur De 0.0 à 1075.4 m (Ratraloch)

Profondeur	Formation	Lithologie	Lithologie	Stratigraphie	Altitude
158.20	Formation des argilites gypsifères et salifères	[Pattern]	Argile bariolée, gypsifère, salée, qz passées de dolomie noire à fines géodes, quartz bipyramidés.	Keuper	-81.16
177.20			Dolomie noire, qz passées argileuses.		-100.16
203.20			Argile bariolée, rares passées dolomitiques, noires.		-126.16
235.20			Argile bariolée, passée de dolomie noire ou anhydrite cristalline.		-158.16
281.20			Argile bariolée, qz passées de dolomie noire.		-204.16
346.20			Sel massif, passées argileuses et de dolomie noire.		-269.16
373.20			Argile bariolée, sel massif et anhydrite, nombreuses passées dolomitiques.		-286.16
462.20			Série salifère, argile, gypse, dolomie noire.		-385.16
658.20			Argile bariolée, sel massif et dolomie noire.		-581.16
1042.20			Sel massif, passées abondantes de gypse et anhydrite, argile bariolée très rare.		-965.16
1075.40	Dolomie noire, fine, dure, passées d'argile bariolée et de sel.	-988.36			

09778X0019/GAQCD1  
Log valide

Profondeur De 0.0 à 2700.0 m (Ratraloch)

Profondeur	Formation	Lithologie	Lithologie	Stratigraphie	Altitude
458.00	Formation des argilites gypsifères et salifères	[Pattern]	Dolomie micro à cryptocristalline plus ou moins anhydritique, gypse, argile bariolée gypsifère.	Keuper	-420.00
1370.00			Microbrèche à ciment argileux		-1332.00
1411.00			Alternance de calcaire mudstone brun et wackestone gris-foncé pyriteux		-1373.00
1470.00			Sel gris au sommet et rose en bas		-1432.00
1676.00			Sel avec passées d'anhydrite blanche et dolomie cryptocristalline		-1638.00
1726.00			Sel avec passées d'argile bariolée		-1688.00
2381.00			Sel rosé ou blanchâtre à rares intercalations d'anhydrite		-2343.00
2700.00					-2662.00

Figure A9.21. Logs géologiques au niveau de la structure salifère de Gaujacq (InfoTerre)

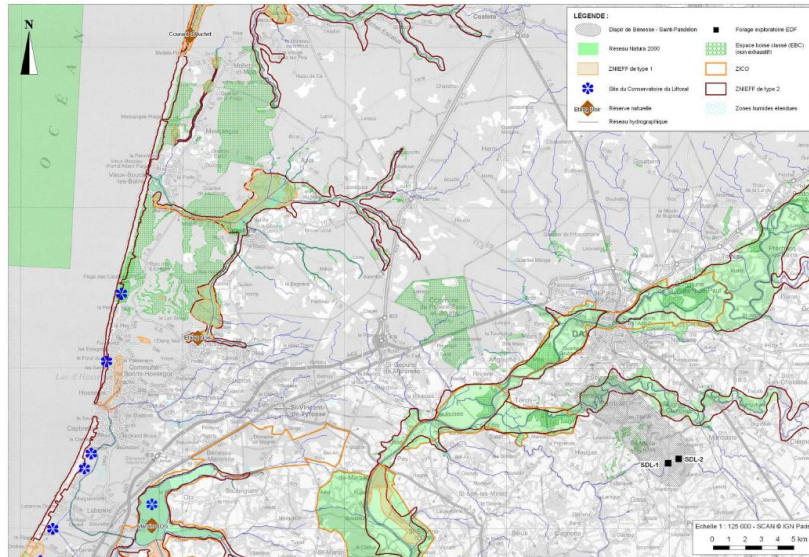


Figure A9.22. Espaces naturels remarquables ou protégés au sud des Landes (Stockage EDF Salin des Landes - Etude préliminaire)

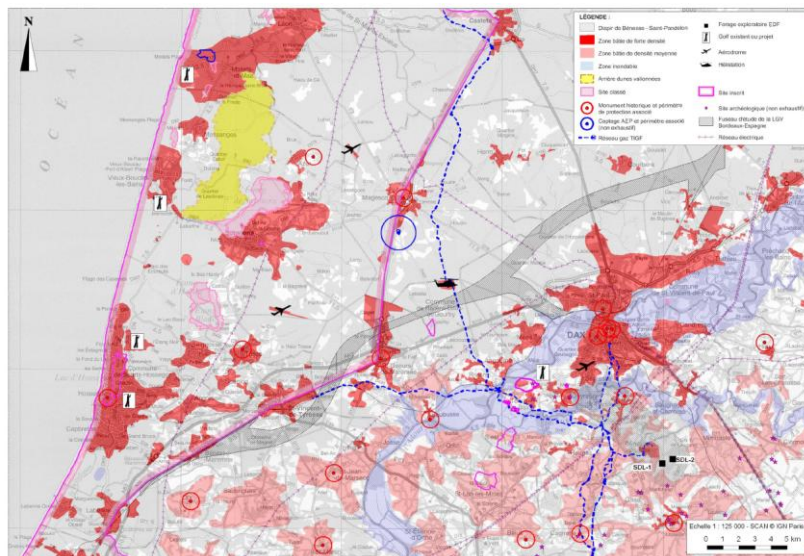


Figure A9.23. Zones à contraintes au sud des Landes (Stockage EDF Salin des Landes - Etude préliminaire)

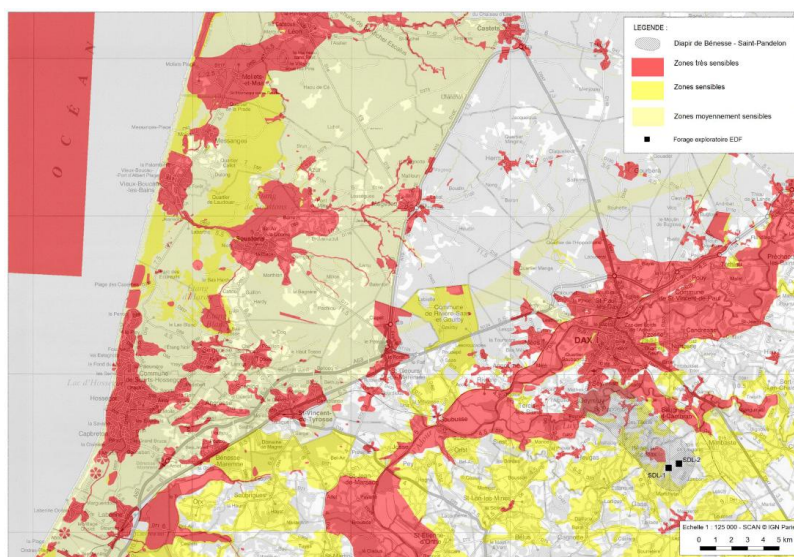


Figure A9.24. Bilan des zones sensibles au sud des Landes (Stockage EDF Salin des Landes - Etude préliminaire)

## Contexte énergétique (Panorama des ENR, mars 2019)

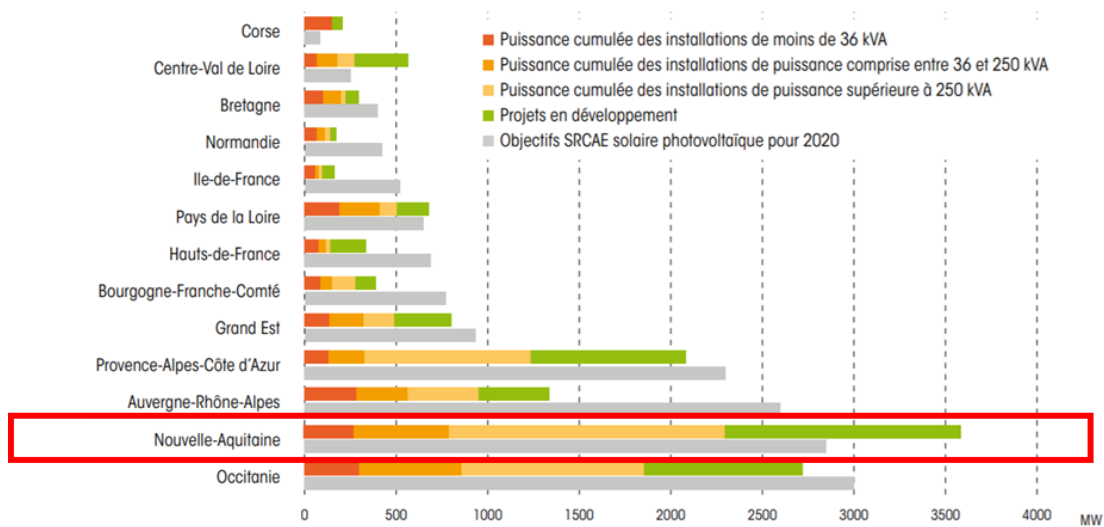
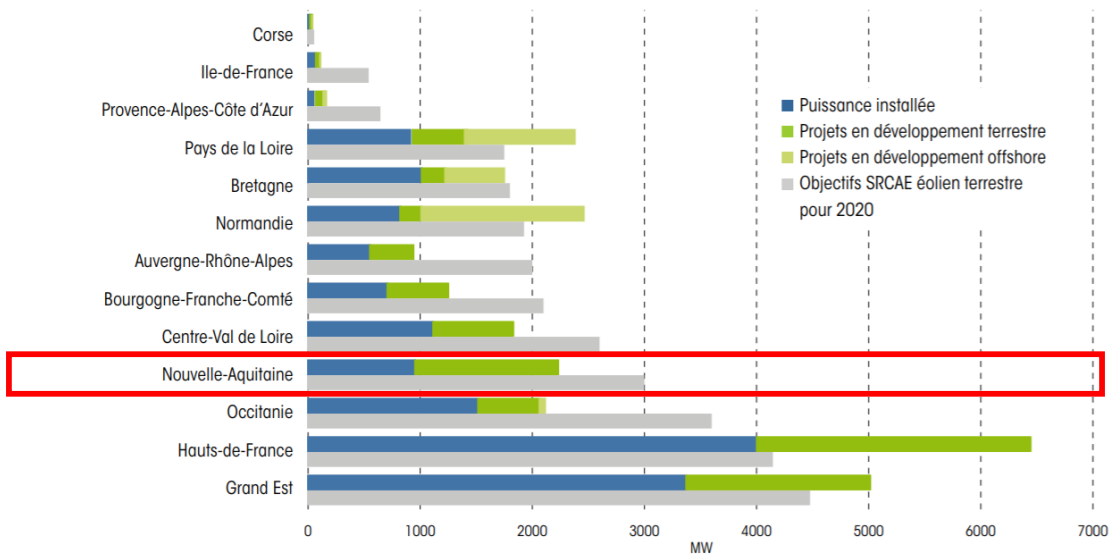
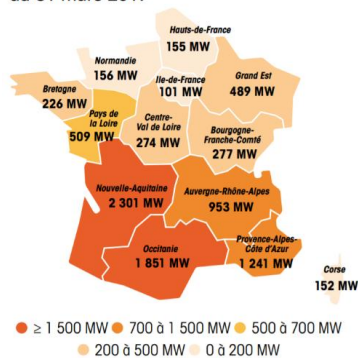


Figure A9.25. Puissances installées et projets en développement au 31 mars 2019 et objectifs SRCAE pour le solaire



A9.26. Puissances installées et projets en développement au 31 mars 2019 et objectifs SRCAE pour l'éolien terrestre

Puissance solaire raccordée par région au 31 mars 2019



Puissance éolienne raccordée par région au 31 mars 2019

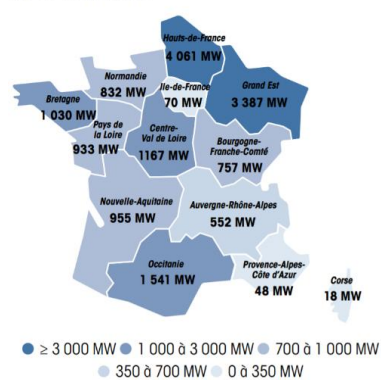


Figure A9.27. Puissances solaire et éolienne raccordées par région au 31 mars 2019

L'étude des figures ci-dessus mène à compléter l'appréciation des critères géologiques des sites par des critères géographiques (Tableaux A9.2 et A9.3).

## Comparaison des sites

Tableau A9.2. Critères géologiques des sites analysés en Aquitaine

Site	Profondeur (toit)	Epaisseur	Qualité du sel *	Problématiques ?
Téthieu	50m	> 1000m	4	Sources Préchacq
Bénesse	80 – 200m	800m	3	Exploit. CSME
Urcuit	110 - 290 m	< 140m	2	Exploit. Solvay
Bastennes	Env. 400m	>400m	1	/
Mézos	893m	>100m (diapir à prouver)	/	Prospection nécessaire
Magescq	>200m	/	/	Prospection nécessaire
Peyrehorade	382m	/	2	Prospection nécessaire

\*pur (4), hétérogénéité argileuses (2), nombreuses hétérogénéité argileuses (0)

Tableau A9.3. Critères géographiques de sites analysés en Aquitaine

Site	Réseau élec	Protection	Exhaure à saumure (saumoduc)	Urbanisation*
Téthieu	15km	Natura 2000 habitat	Maritime	1
Bénesse	30km	(cf. doc EDF)	Maritime	2
Urcuit	10km	Non	Maritime	3
Bastennes	20km	Non	Maritime	3
Mézos	20km	Pas vraiment	Maritime	3

\*très urbanisé (0) à rural(4)

## A9.4 Couloir Rhodanien

### Contexte géologique

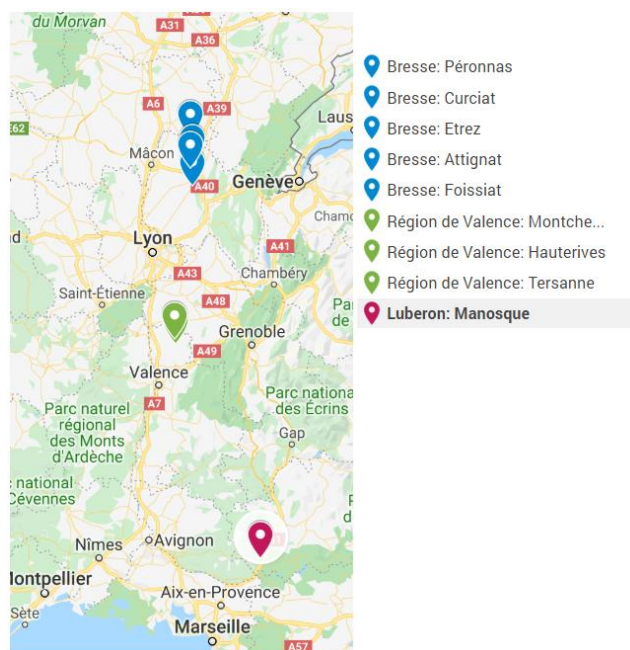


Figure A9.28. Répartition des sites envisagés dans le couloir rhodanien



Sur l'ensemble des trois sites du couloir rhodanien repérés : la Bresse, le Valentinois et Manosque (figure A9.27), l'halite a été formée lors de l'expansion du rift ouest-européen du Paléogène, et plus particulièrement à l'Oligocène. Le couloir rhodanien fait en fait partie de la même structure que le fossé rhénan, où l'on trouve également de l'halite (figure). Le sel s'y est déposé sur des hauteurs de 200 à 500m, pour des profondeurs allant de 500 à 1500 m environ. Cependant des plissements engendrent des variations de profondeurs de l'ordre de la centaine de mètre pour deux points distants de 10km, ce qui offre une variété de choix de sites en fonction des profondeurs recherchées, en particulier dans la Bresse. Le sel y est présent en couches, de une à Manosque (figure) et dans le valentinois, à deux dans le dans la Bresse (figure), qui varient très peu en épaisseur à l'échelle kilométrique surtout dans ces deux dernières zones.

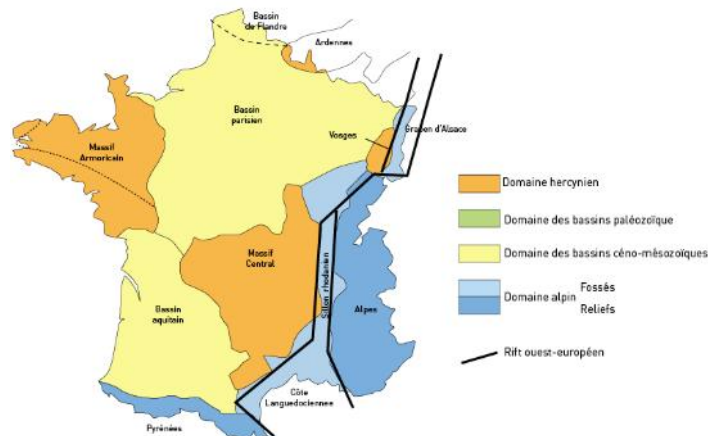


Figure A9.29. Rift paléogène Ouest-Européen (Creative Commons – Teper)

Le site de Manosque est particulier car le sel y est présent sur une très forte épaisseur, mais de manière peu étendue, la majeure partie de l'espace étant déjà occupée par les sites de stockage d'hydrocarbure de Géosel et de stockage de gaz naturel de Géométhane. Le sel y est de bonne qualité, mais on remarque la présence de bancs d'insolubles, dont les industriels ont dû se débarrasser pour créer leur cavité (Geostock).

Profondeur	Formation	Lithologie	Lithologie	Stratigraphie	Altitude
813.80			Anhydrite grasse incolorée à translucide, niveaux de marne siliceuse grise à brune indurée, argile siliceuse micacée, présence de gris, gypse, pyrite.		-374.80
818.30					-379.30
831.80					-392.80
864.30			Sel gemme grasse translucide à opaque, rose, à inclusions d'anhydrite cristalline incolorée à blanche, cryptocristalline grise à blanche ou verte, langéinite rose à grise.		-425.30
865.30					-426.30
873.30			Formation salifère		-434.30
874.30			Anhydrite microcristalline gris clair à cryptocristalline gris vert à flocons de sel rose.		-435.30
877.45					-438.45
882.80					-443.80
890.80					-451.80
891.80					-452.80
895.80			Sel gemme blanc à blanc rose, à inclusions d'anhydrite cristalline incolorée à blanche et d'argile brune à grise, parties calcareuses, indurée ou plastiques.		-456.80
896.30					-457.30
905.80					-466.80
936.30					-497.30
948.30					-509.30
950.30					-511.30
962.30					-523.30
963.30			Sel blanc, gris ou rose, translucide ou opaque, à inclusions d'anhydrite cristalline incolorée à blanche, de marne grise à brune indurée, et de marne beige.		-524.30
966.30					-547.30
967.30					-548.30
999.30					-560.30
1000.30					-561.30
1003.30			Marne siliceuse gris foncé indurée, marne anhydrique gris clair, marne grise beige. Passées de calcaire cryptocristallin brun, gris FM blanc à gris clair pyriteux et glauconneux, anhydrite cristalline blanche. Formation intrasalifère.		-564.30
1004.30					-565.30
1030.80					-591.80
1093.30			Marne un peu siliceuse grise à gris brun, micacée, indurée, à anhydrite cristalline blanche.		-654.30

Figure A9.30. Log géologique au Nord-ouest de Manosque. (InfoTerre)

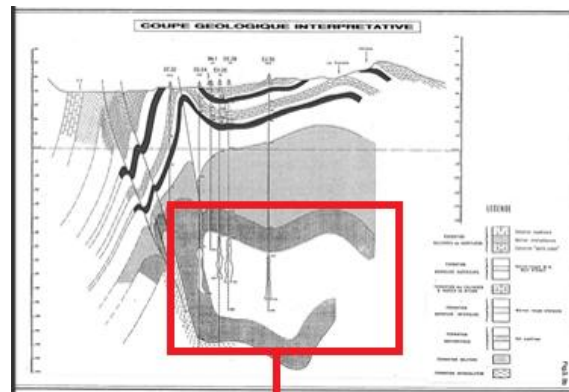


Figure A9. 31. Interprétation du gisement salifère de Manosque. (BRGM)

Le Valentinois présente des sites intéressants sur une zone d'une vingtaine de kilomètres du nord au sud. Quatre sites retiennent l'attention : Tersannes, exploité par Storengy, Montchenu, Hauterives et Clérieux. Les sites présentent des inclusions d'insolubles et parfois des strates intercalées, mais ont surtout l'inconvénient d'avoir des sels très fluants (Storengy). Les couches de sels y sont néanmoins

d'une épaisseur de 260 m environ et même 350 m à Clérieux, pour des profondeurs légèrement supérieures à 1200 m. C'est ce dernier site qui paraît le plus prometteur dans la zone.

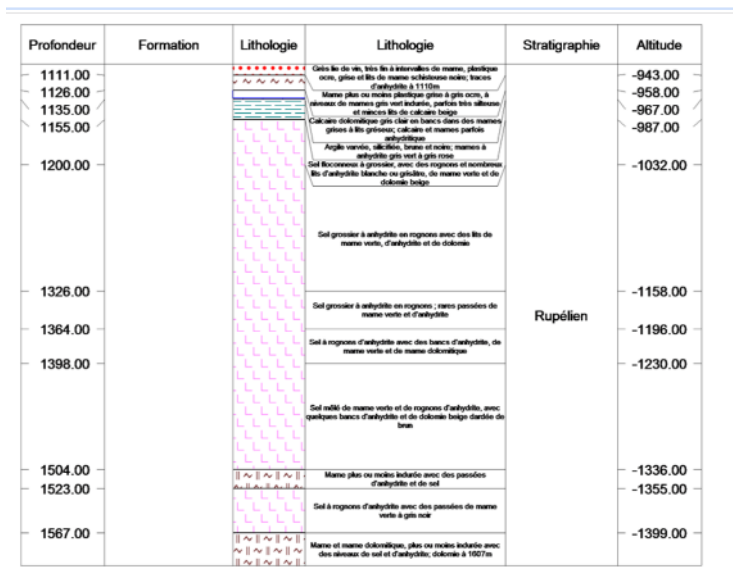


Figure A9.32. Log géologique à Clérieux (InfoTerre )

C'est dans la Bresse que le gisement salifère est le plus étendu, bien que la zone offrant des épaisseurs intéressantes s'étire du nord au sud sans être très large d'ouest en est. La particularité de cette région est de présenter deux couches de sel superposées, doublant donc les possibilités en termes de profondeur pour les cavités. On écarte tout d'abord les sites de Péronnas et de Foissiat, qui présentent des épaisseurs trop faibles de couche (moins de 200 m) ou à trop grande profondeur, et Attignat, qui présentent une qualité de sel médiocre car mélangé à des marnes. Les sites les plus intéressants sont ceux de Curciat et d'Etrez : la qualité de la halite y est acceptable avec seulement quelques bancs marneux. Les épaisseurs de sel sont plus importantes à Etrez, mais les deux sites autorisent au moins un stockage hebdomadaire. Nous aurions pu retenir le site d'Etrez, sachant que la présence de GRTgaz et Storengy sur la commune n'est pas forcément gênante : un accord pourrait être passé avec eux pour profiter de leur connaissance précise des terrains et du sel et, comme nous verrons plus bas, pour profiter de leur exutoire à saumure et de leur approvisionnement en haut. Nous avons retenu le site de Curciat qui présente des couches respectivement autour de 800 m et 1200 m.

Les logs simplifiés suivants permettent de se rendre compte des gisements de sels dans les trois zones.

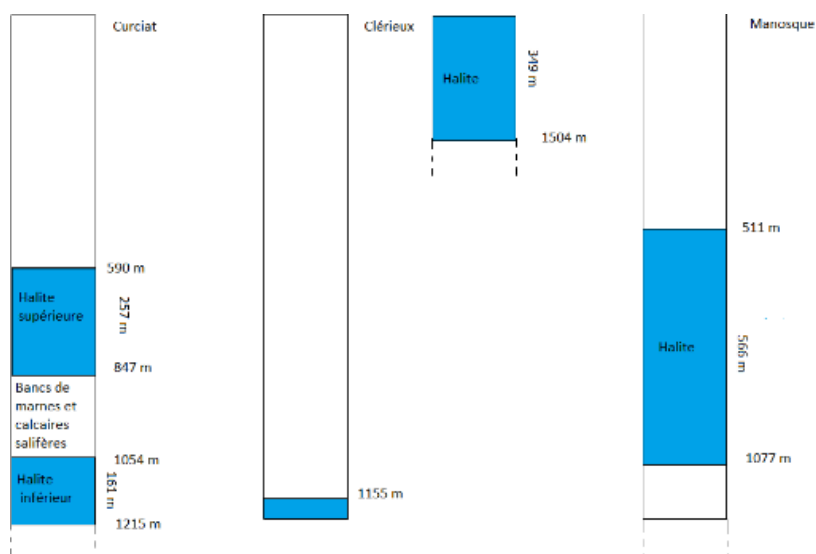


Figure A9.33. Log simplifiés à même échelle des sites retenus dans les trois zones du couloir rhodanien.

## Contraintes et enjeux territoriaux

Les sites de Curciat dans la Bresse et Clérieux dans le Valentinois ont tous deux l'avantage d'être en zones rurales et éloignés d'aires protégées, bien que des aires « répertoriées soient présentes ». Ces dernières ne sont en aucun cas rédhibitoires, seules des mesures de compensations de l'impact environnemental seraient sûrement à envisager. Ce n'est pas le cas de Manosque, situé notamment en plein Parc Naturel Régional du Lubéron, créé après la création de Géosel et Géométhane, mais qui impose des mesures environnementales très strictes (Figure A9.33).

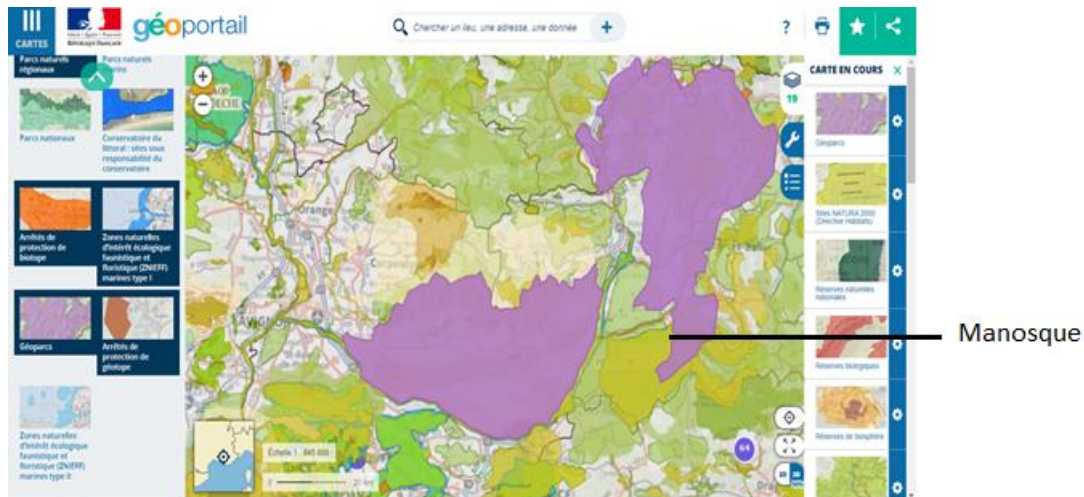


Figure A9.34. Ensemble des aires protégées de la région de Manosque ( Géoportail)

Pour ce qui est des exutoires à saumure, les sites de Clérieux et Curciat peuvent envisager de passer un accord avec les sites Storengy à Tersanne et Etrez, distants de moins de 10 km, pour transférer la saumure produite aux industries chimiques clientes de cette entreprise. Le site de Manosque est quant à lui relié à un saumoduc à l'étang de Berre dans la région de Fos-sur-mer et à la mer Méditerranée. Cependant le rejet de saumure en mer semble aujourd'hui ne plus être envisageable pour des questions environnementales et d'acceptabilité sociale.

L'approvisionnement en eau apparaît de même aisé à Curciat et Clérieux, disposant d'aquifères peu profonds à proximité, aquifères dont Storengy a eu l'usage, mais qu'il sollicite vraisemblablement moins, étant donné le fait que peu de cavités sont encore en cours de lessivage aujourd'hui. Là encore, ces questions pourraient faire l'objet d'un accord avec l'entreprise. L'approvisionnement de Manosque est par contre assuré par la Durance, et donc soumis à des quotas pour cause de conflits d'usage. Cela limiterait grandement les capacités de lessivages, surtout en été, et d'autant plus si le niveau moyen de la rivière à cette période continue de baisser.

## Contexte énergétique

Pour ce qui est du raccord au réseau haute tension (pour la puissance visée de notre installation, un réseau à 225kV au moins est nécessaire), les trois sites se situent à moins de 20 km du poste le plus proche, et ne nécessiteraient la construction que d'une petite longueur de ligne. Le site de Manosque est tout de même le mieux relié, avec un poste à 2 km (Figure A9.35).

Les régions considérées possèdent un bon potentiel solaire pour les standards français, l'insolation augmentant du nord au sud jusqu'à Manosque. Pour ce qui est du vent, l'effet d'entonnoir de la vallée du Rhône assure de bonnes moyennes de vitesses de vents à Manosque et au Valentinois, tandis que le potentiel bressan est plus faible (Figure A9.35).

Enfin, la région PACA dans laquelle se situe Manosque se trouve dans une situation de déficit de production. Dans l'objectif d'une meilleure autonomie régionale, le procédé EMO associé à des énergies renouvelables locales permettrait d'assurer une production 100% renouvelable et pilotable, grâce au stockage. Dans l'ancienne région Rhône-Alpes, la production est plutôt excédentaire, et

majoritairement produite par les centrales nucléaires et barrages, tous pilotables et sans émissions carbone. Le procédé EMO y aurait moins de sens, à moins de considérer une échelle nationale ou au contraire départementale (RTE).

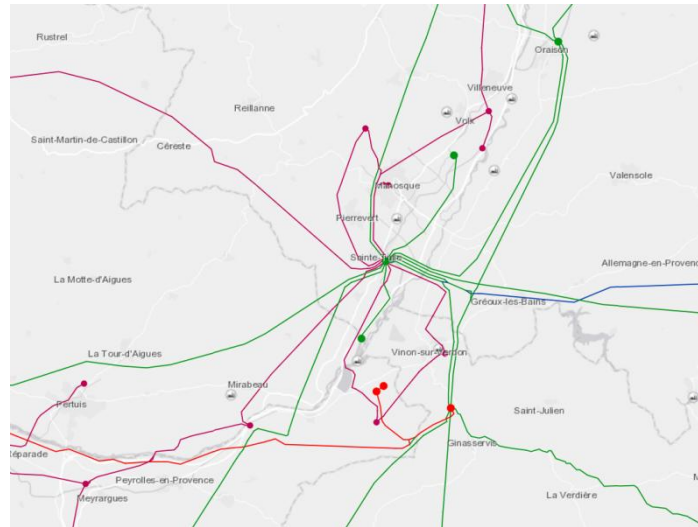


Figure A9.35. Carte du réseau électrique haute-tension près de Manosque (RTE)

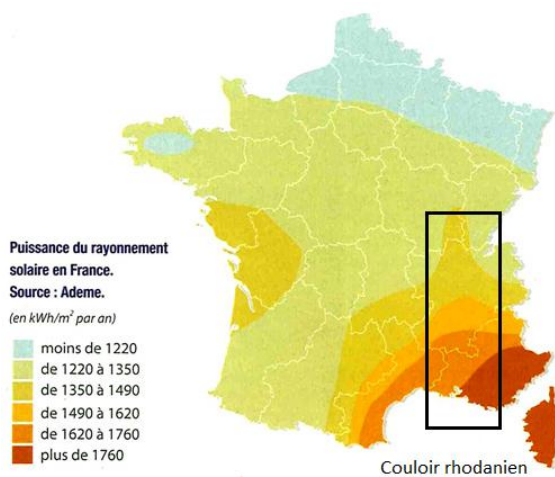


Figure A9.36. Puissance (kWh/m<sup>2</sup>) du rayonnement solaire en France (ADEME)

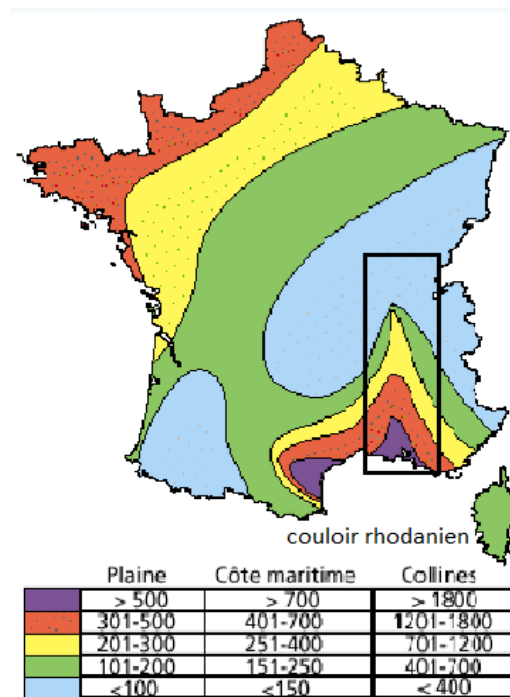


Figure A9.37. Puissance (W/m<sup>2</sup>) disponible en éolien (ADEME)

Nous retenons le site de Curciat dans la Bresse, car il propose des épaisseurs importantes autour des profondeurs de 800 m et 1200 m voulues, et puisque les critères de qualité de la halite et géographiques sont globalement satisfaits. A Manosque, la faible extension du site disponible, déjà occupé par les industriels, mais surtout les difficultés d'approvisionnement en eau et la présence d'aires naturels très protégées sont trop contraignantes. Enfin le site de Clérieux semble à exclure du fait de la fluabilité importante du sel.

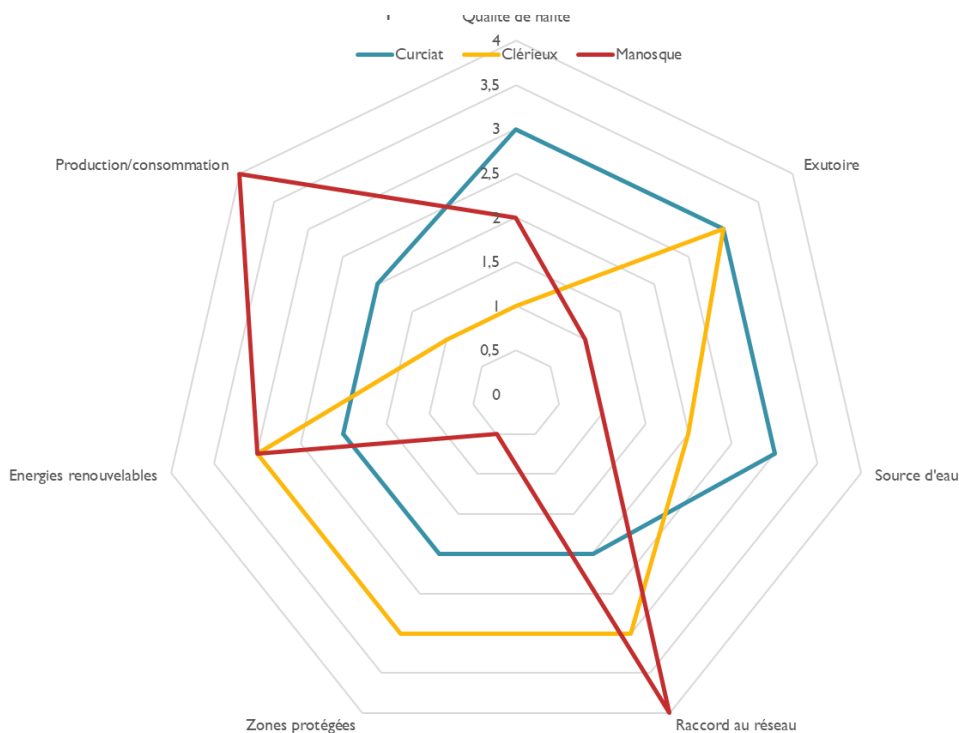


Figure A9.38. Comparaison des sites retenus dans le couloir rhodanien

## A9.5 Alsace et Lorraine

### Contexte géologique

En Lorraine, la couche de sel affleure quasiment à l'est de Nancy et s'enfonce jusqu'à sous le bassin parisien, à grande profondeur. Les zones où la couche de sel est située à une profondeur intéressante et a une épaisseur suffisante (supérieure à 100m) pour une installation de stockage en cavité saline sont colorées en rouge sur la carte ci-dessous.

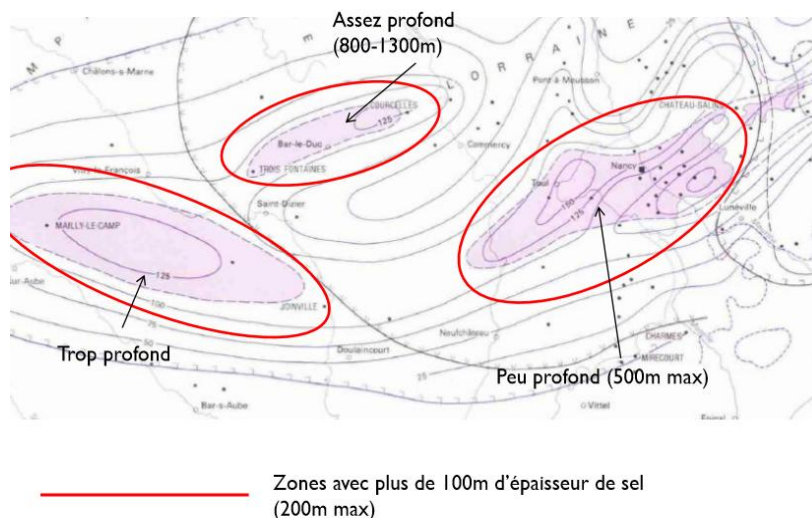


Figure A9.39. Répartition du sel en Lorraine (BRGM : Synthèse géologique du bassin de Paris)

En Alsace, le dépôt d'évaporite (en particulier sel gemme et potasse) date de l'Oligocène, il a été déposé par la mer dans le fossé rhénan, qui comporte de nombreuses failles, ce qui explique la présence de plusieurs diapirs dans cette région.

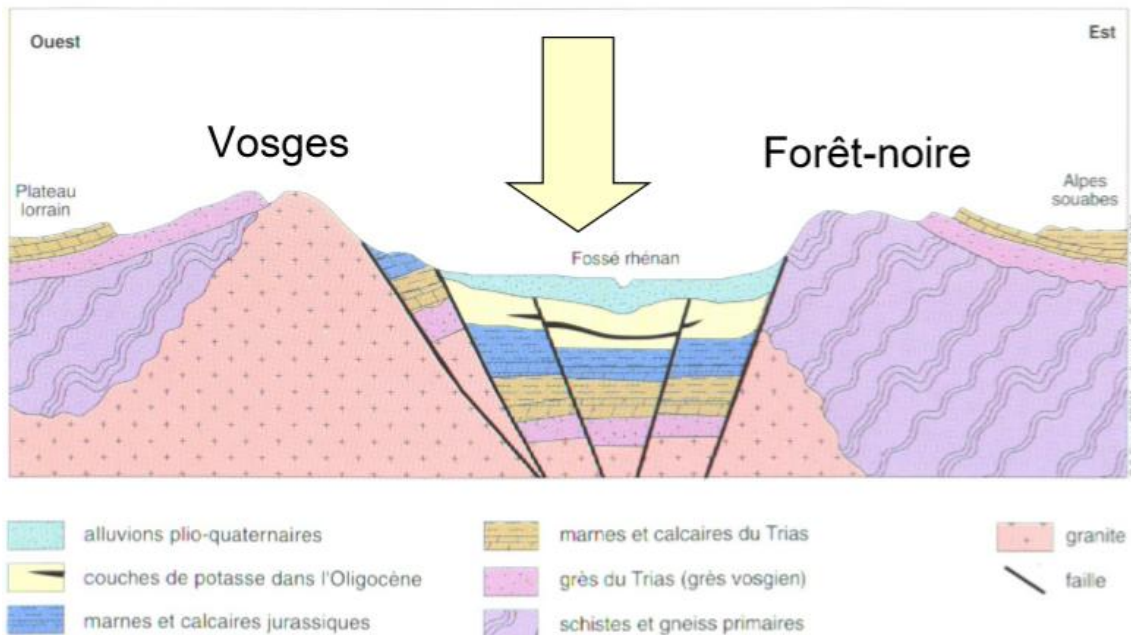


Figure A9.40. Coupe géologique du fossé rhénan (BRGM, 2007)

La zone la plus intéressante pour le stockage en cavité saline est le bassin potassique d'Alsace. Situé entre Mulhouse et Colmar, qui est une ancienne zone d'exploitation des mines de potasse.

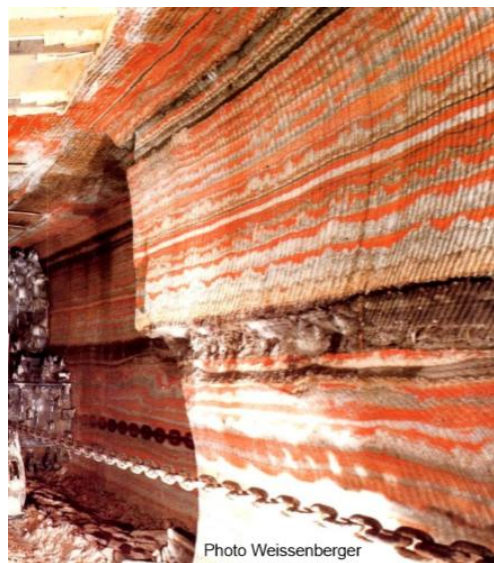


Figure A9.41. Ancienne mine de potasse en Alsace. On observe une alternance d'halite (strates blanches) et de potasse (strates rouges)

Trois sites en particulier présentent une épaisseur suffisante de la halite, à des profondeurs intéressantes pour le stockage journalier ou hebdomadaire des gaz étudiés dans le cadre de notre projet (Figure A9.18). Le stockage saisonnier semble cependant difficile à réaliser dans cette région, surtout en Lorraine où il est irréalisable vu la faible profondeur.

## Contraintes et enjeux territoriaux

La présence de réserves naturelles protégées peut constituer un obstacle à l'implantation d'un site industriel de type stockage en cavité saline. Cela constitue un problème surtout en Alsace, notamment en bordure du Rhin : les zones colorées sur la carte ci-dessous représentent les différentes réserves naturelles protégées, parcs régionaux et sites Natura 2000.

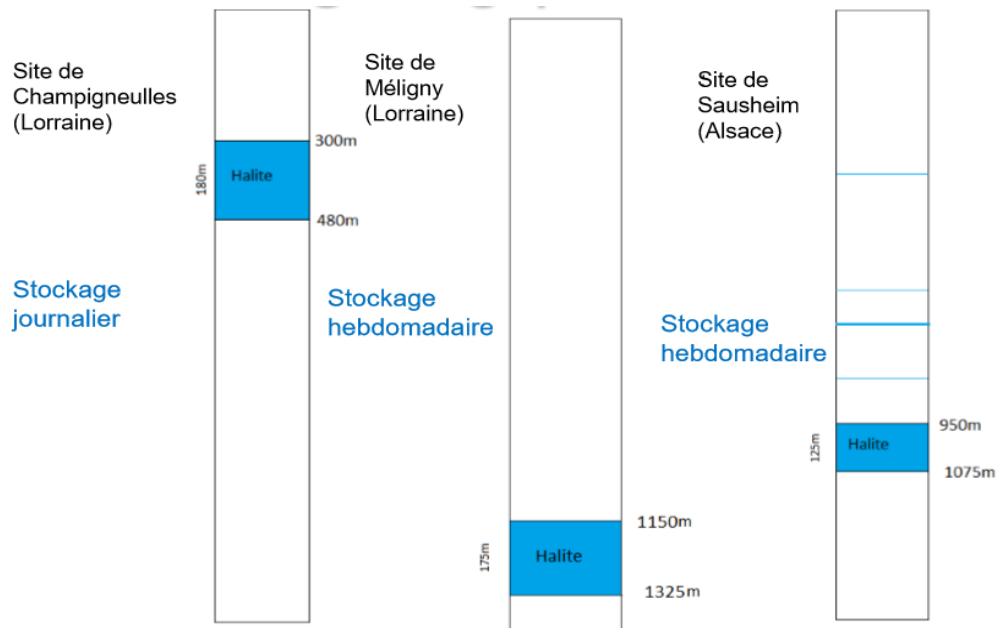


Figure A9.42. Logs simplifiés des trois sites étudiés



Figure A9.43. Zones protégées : réserves naturelles et sites Natura 2000 en Alsace (Geoportail)

## Contexte énergétique

Dans la région étudiée, la production d'électricité grâce à l'énergie éolienne se concentre surtout en Lorraine, comme le montre la carte ci-dessous, où les symboles blancs représentent les principaux parcs éoliens. Les sites auxquels nous nous sommes intéressés se trouvent dans les zones entourées en jaune.



Figure A9.44. Présence des éoliennes dans le nord-est de la France (Windindustry France)

## Comparaison des sites

Dans le graphique ci-dessous, les différents critères évalués sont notés sur 4, pour chacun des sites. Si la qualité de la halite reste un critère prépondérant, la présence ou non de zones protégées à proximité du site est un paramètre ayant une influence moindre sur le choix final. C'est Curciat que nous avons finalement choisi, en particulier car c'est un des seuls sites ayant une épaisseur suffisante de sel de bonne qualité pour faire du stockage saisonnier, qui est dans la situation la plus intéressante économiquement.

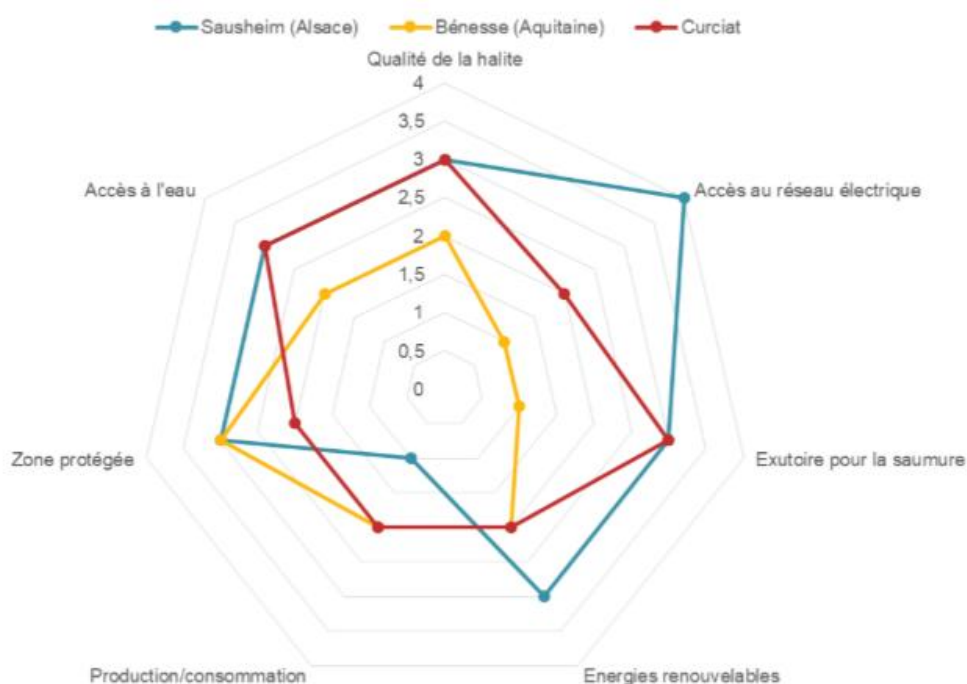


Figure A9.45. Comparaison des 3 sites

## A9.6 Bilan des trois régions

Les sites retenus dans chaque région présentent des épaisseurs et des profondeurs différentes, qui autorisent donc des configurations de stockage différentes. A titre indicatif, les configurations



temporelles pourraient être telles que décrites ci-dessous. Par exemple, un stockage hebdomadaire serait également envisageable à Bénése, mais c'est le seul site où un stockage à 350 m de profondeur, et donc potentiellement en journalier, est envisageable.

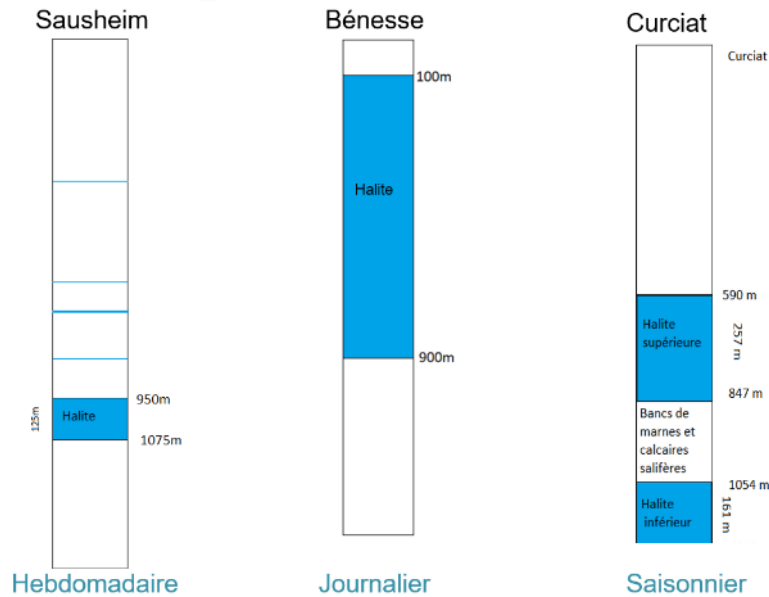


Figure A9.46. Log géologiques simplifiés à même échelle pour les trois sites retenus.

Dans le graphique ci-dessous, nous résumons et comparons les critères pour les sites retenus de chaque région. C'est Curciat que nous avons finalement choisi, car c'est un des seuls sites ayant une épaisseur suffisante de sel de bonne qualité pour faire du stockage saisonnier, qui est la configuration la plus intéressante économiquement.

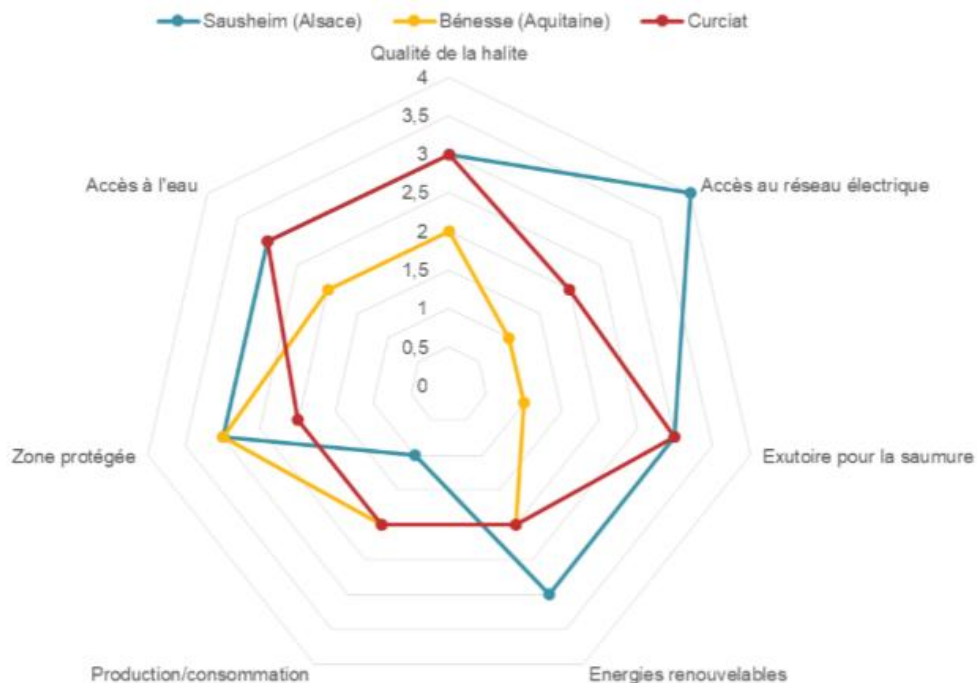


Figure A9.47. Comparaison des sites retenus dans les trois régions

# Annexe A10 : Evaluation économique

## A10.1 Bilan de puissance

Le Tableau A10.1 donne la puissance traversant les trois principaux composants de l'EMO, dans le cas de la configuration saisonnière avec des cavités à 800m. On remarque, comme annoncé, que les plus grandes puissances se situent au niveau de l'électrolyseur, où l'entrée d'électricité dans le système se fait.

Tableau A10.1. Puissances des différentes cellules

Cellule	Electrolyseur	Méthaneur	Turbine
Puissance injectée (S-800m) en MW	702,1	171,2	452,1
Puissance émise (S-800m) en MW	407,4	167,8	226,9

En phase de stockage, l'électrolyseur est branché sur les productions d'électricité comme le solaire ou l'éolien, pour récupérer une puissance importante. Pour notre objectif de restitution de 200 MW en sortie de l'EMO, les différents rendements des procédés exigent que la puissance consommée par l'électrolyseur (injectée à laquelle on soustrait l'émission) soit d'environ 300 MW, ce qu'on trouve par le calcul comme par les simulations sur HYSYS.

Au contraire, le méthaneur ne consomme presque rien car sa réaction se fait automatiquement (avec catalyseur). Toute l'énergie fournie à la machine est récupérée sous forme de chaleur en sortie.

Enfin, la turbine restitue à peu près les 200 MW demandées. La puissance y est aussi importante car c'est la sortie d'énergie du procédé. Les turbines actuelles sont largement capables de gérer de telles puissances

## A10.2 Coût des cavités de stockage

Le Tableau A10.2 donne la répartition des coûts liés à la création d'une cavité saline par lessivage. Le prix global est de l'ordre de 100 €/m<sup>3</sup> et comprend le lessivage, le puits, l'ingénierie, etc.

Tableau A10.2. Coûts de lessivage d'une cavité saline (Storengy)

Puits	5 000	K€/km
Profondeur	1,3	km
Tube de lessivage	300	k€/km
Changement de passe	300	k€/km
Nombre de passe	4	
Tête de puits	300	k€
Canalisation eau saumure	500	k€/km
Distance canalisation	20	km
Utilité	0,02	k€/m <sup>3</sup>
Ingénierie	10%	
Gestion	12%	
Aléas	18%	

En fonction des configurations de stockage, la taille des cavités peut varier de 30 000 m<sup>3</sup> à 600 000 m<sup>3</sup>. Leur création est donc un investissement conséquent dans le projet.

### A10.3 Répartition des investissements et dépenses opératoires sur le coût total

Du fait du grand coût de certaines machines, notamment l'électrolyseur, le CAPEX pour l'achat de ces machines dépasse très largement les dépenses opératoires nécessaires pour leur maintien. Le rapport des CAPEX et OPEX pour les différentes configurations varie peu, et les dépenses sont presque les mêmes entre les cycles saisonniers et hebdomadaires, quelle que soit la profondeur (Figure A10.1).

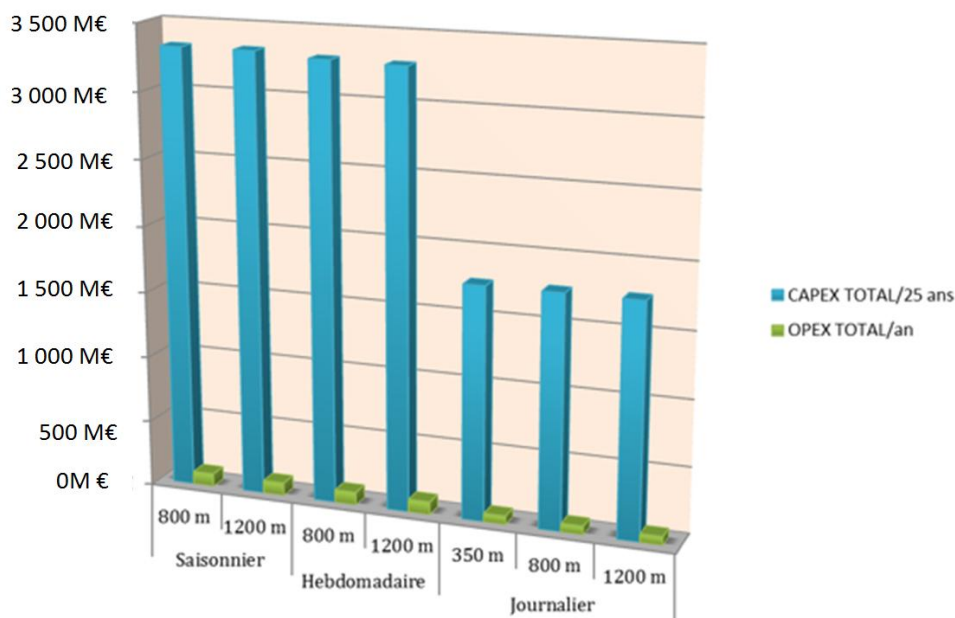


Figure A10.1. CAPEX et OPEX pour les différents modes d'exploitation du procédé EMO

# Annexe A11 : Variante du procédé EMO

## A11.1 Principe de la variante

La variante proposée diffère légèrement du procédé EMO étudié. En effet, on fait ici fonctionner le méthaneur et la turbine de manière synchrone, et l'électrolyseur est le seul à fonctionner dans la phase de stockage. Ses produits, l'hydrogène et l'oxygène doivent ensuite être stockés dans des cavités salines pour être ressortis plus tard, comme dans le système EMO.

Pour faire fonctionner le cycle turbine méthaneur, on doit disposer d'une quantité « tampon » de carbone pour faire démarrer les réactions, mais il en faut des quantités moindres que celle de l'EMO, ce qui est déjà un premier avantage.

De plus, le procédé fonctionne encore en cycle fermé, et on n'a plus besoin de stocker le méthane et le dioxyde de carbone. Cela a beaucoup de conséquences positives sur les contraintes de stockage : le dioxyde de carbone était le plus contraignant à cause de son changement de phase. On peut maintenant définir des cavernes plus importantes et plus adaptées au besoin.

Le nouveau problème est maintenant le stockage d'hydrogène, et il faudrait étudier si ce n'est pas un problème trop contraignant pour cette variante du procédé. Notons que le stockage d'hydrogène se fait en Angleterre et aux USA et qu'en 2018 un MIG a été consacré à cette thématique.

Pour ce qui est du rendement, le coût est évidemment diminué car moins de cavités à creuser et à entretenir. Ensuite, la chaleur dégagée par le méthaneur et la turbine peut être récupérée simultanément dans un cycle combiné pour produire plus d'électricité.

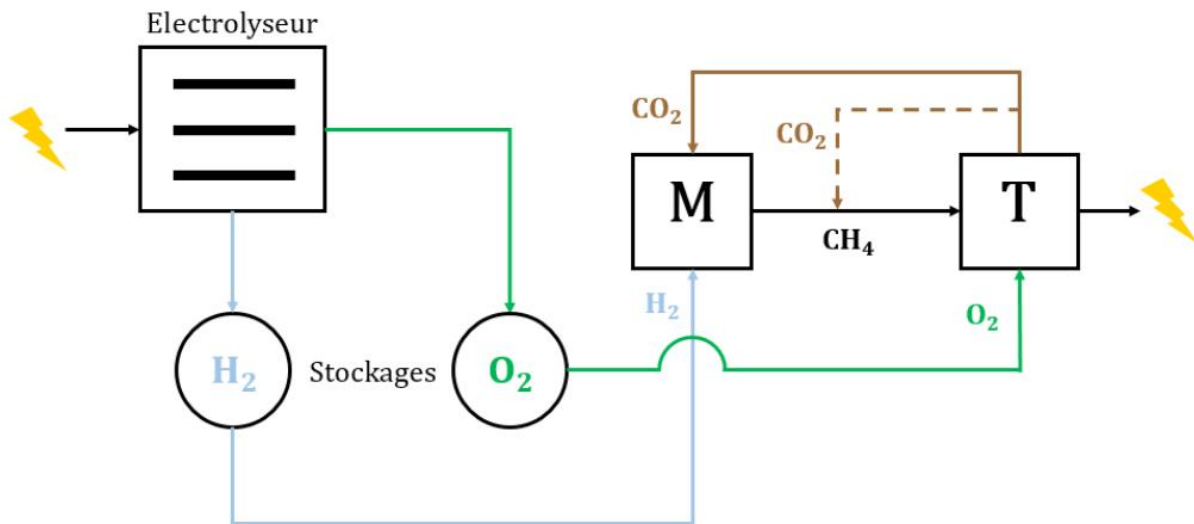


Figure A11.1. Schéma de la variante proposée au système EMO, le MOE

## A.11.2 Comparaison des résultats économiques

Comme expliqué dans la section précédente la variante « MOE » du procédé EMO est plus rentable car moins coûteuse. Il est évident que le prix actuel de l'EMO ne le rend pas très compétitif, et il faut chercher des variantes pour réduire son LCOS. Mieux encore, le stockage en cavité saline a la capacité de fonctionner en cycle annuel, ce qui n'est pas le cas de la plupart des systèmes de stockage. Le fait d'avoir à stocker moins de gaz avec le MOE permet de répondre à cette demande de cyclage annuel, en rendant plus facile la recherche d'un site avec beaucoup d'espace de stockage.

Les prix sont d'autant plus compétitifs qu'on pourrait en plus réétudier les cycles de stockage de notre électricité : pour une même puissance de production, si on utilise l'électrolyseur sur des périodes plus longues (comme le cycle saisonnier), on demande aux électrolyseurs des puissances de fonctionnement moins importantes, et on peut les dimensionner bien moins cher ce qui peut réduire considérablement les coûts, comme le montre l'étude de sensibilité effectuée sur les CAPEX dans le Chapitre 5.

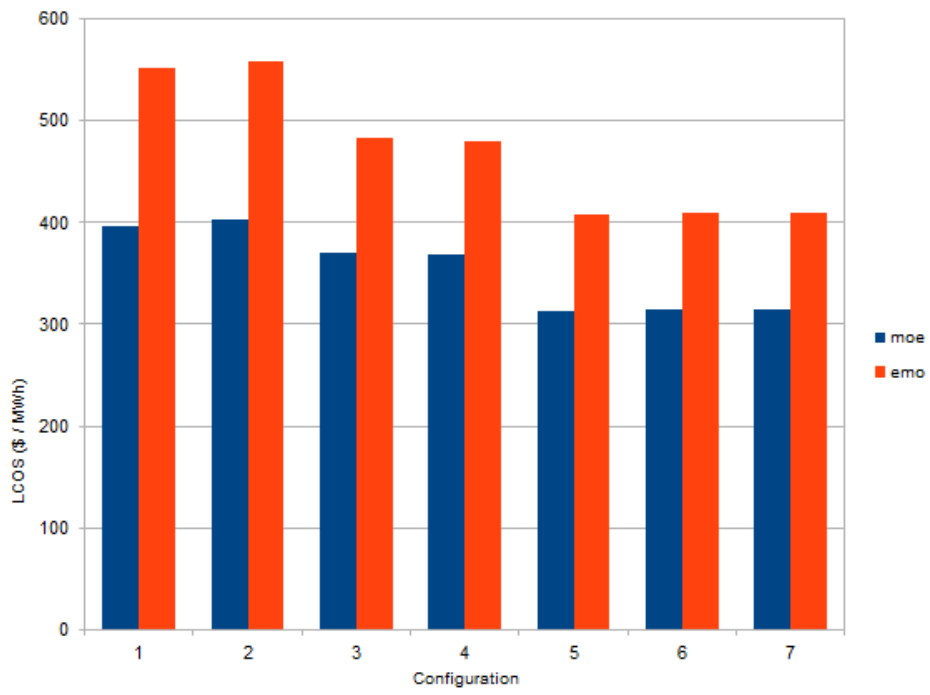


Figure A11.2. Comparaison du LCOS pour le procédé EMO et sa variante « MOE »