

# **Partie I. Etat de l'art : Énergies renouvelables et technologies de stockage**

## 1. Introduction

### 1.1. Production de l'électricité d'origine renouvelable

La production d'électricité renouvelable (incluant la production des centrales de pompage-turbinage) a atteint 4699,2 TWh dans le monde en 2012, dépassant les 20 % de la production d'électricité totale (20,8 %). Les combustibles fossiles restent le socle de la production de l'électricité mondiale (68,1 % en 2012). Pour la même année la production d'origine nucléaire représente 10,9 % et les 0,2 % restants sont apportés par la combustion des déchets non renouvelables (Obs'er'ER).

L'électricité renouvelable est produite par six sources. L'hydroélectricité est la principale source avec un apport de 78 %. L'énergie éolienne est devenue depuis 2009 la deuxième source d'énergie renouvelable avec une contribution de 11,4 % du total renouvelable. La biomasse, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables représentent 6,9 %. Ensuite vient le solaire (les centrales photovoltaïques et les centrales solaires thermiques) avec 2,2 %, la géothermie (1,5 %) et les énergies marines (0,01 %) (Obs'er'ER). (Voir Figure 1).

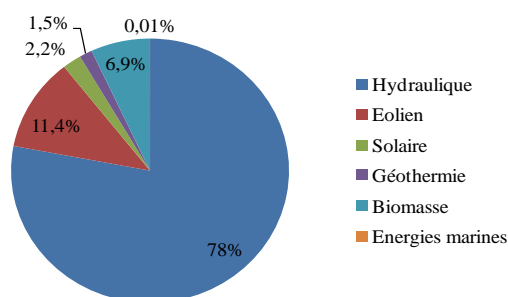


Figure 1 : La production électrique d'origine renouvelable en 2012

La production brute d'électricité renouvelable a augmenté de 1739 TWh entre 2002 et 2012, passant de 2960,1 TWh à 4699,1 TWh, ce qui représente une croissance annuelle moyenne de 4,5%. Ce déploiement remarquable des énergies renouvelables est justifié par la forte augmentation de la production hydroélectrique en Chine, et la confirmation de la mondialisation des autres filières renouvelables, en particulier l'éolien, le solaire et la biomasse. La contribution des nouvelles technologies de production de l'électricité a permis l'augmentation de sa part par rapport à l'électricité conventionnelle dans le total mondial. Sur la période 2002-2012, la croissance de la production des filières renouvelables hors hydraulique est 5 fois plus rapide que celle de l'hydraulique, soit une moyenne de croissance de 14,4 % contre 3,1 % pour l'hydraulique (Obs'er'ER).

L'évolution de l'électricité est caractérisée par une croissance dynamique du marché des énergies renouvelables. EREC (European Renewable energy Council) prévoit dans son scénario de 2050 de produire 70 % de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Les nouvelles technologies renouvelables (principalement l'éolien, le solaire thermique et photovoltaïque) représenteront 42 % de la production électrique. Pour parvenir à une croissance économiquement attractive des sources d'énergies renouvelables, une mobilisation réfléchie et coordonnée de toutes les technologies est très importante. Cette mobilisation dépend des possibilités techniques, du potentiel de réduction des coûts et de la maturité des technologies (EREC). La Figure 2 compare l'évolution des différentes technologies renouvelables au fil du temps.

## 1. Introduction

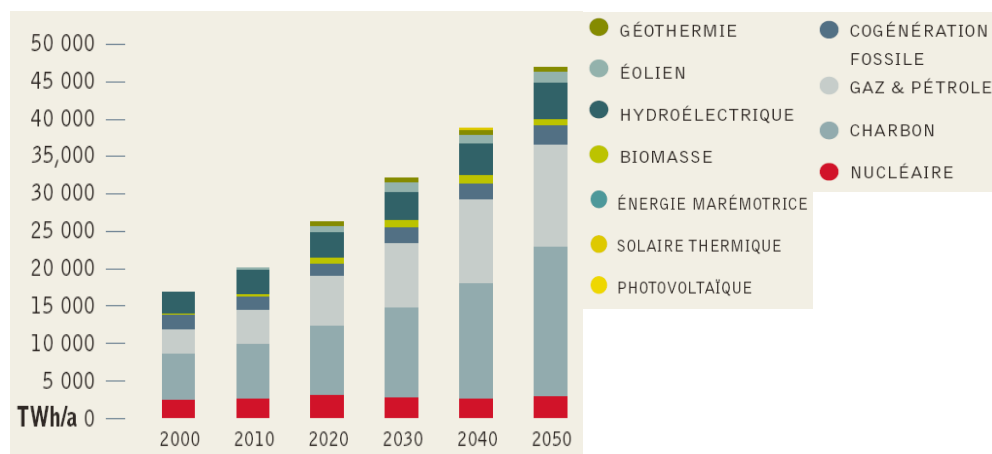


Figure 2 : L'évolution de la production électrique dans le scénario EREC (EREC)

### 1.2. Le besoin de stockage

Une étude sur le marché potentiel de stockage des énergies renouvelables a été réalisée par l'Agence internationale de l'énergie « l'AIE ». Dans cette étude, la capacité de stockage nécessaire est calculée en fonction du taux de variation de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Par exemple, si la variation nette de la puissance éolienne installée est supposée être de 30 % de sa valeur nominale, la capacité de stockage nécessaire (c'est-à-dire la puissance installée) en Europe occidentale passera de 3 GW en 2010 à 90 GW en 2050 (IEC).

Le besoin en stockage par région est estimé en se basant sur l'évolution de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Une forte pénétration des énergies renouvelables est prévue dans l'Union Européenne et en Chine (EREC). En l'occurrence, le potentiel du marché de stockage des énergies renouvelables dans ces pays sera relativement important. La Figure 3 visualise les prévisions réparties dans le monde.

La capacité de stockage nécessaire dans le monde en 2050 est estimée entre 189 GW et 305 GW, correspondant à un taux de variation de la production des énergies renouvelables de 15 % à 30 % respectivement (IEC). La capacité totale de stockage actuelle (principalement l'hydraulique) étant de 100 GW, un doublement ou un triplement de moyen de stockage sera nécessaire.

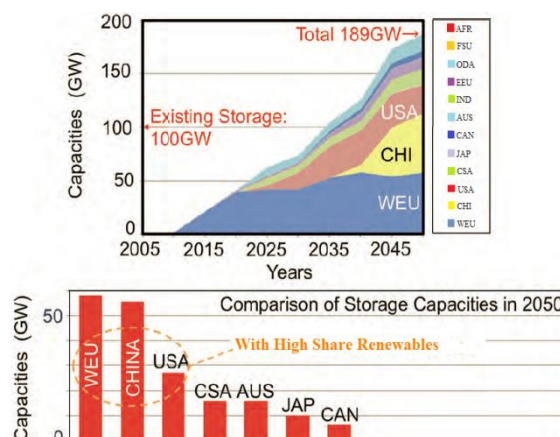


Figure 3: la capacité de stockage nécessaire dans le monde en 2050 (IEC). WEU : Western European Union (Union de l'Europe de l'ouest) ; CHI : Chine ; USA : États-Unis

### **1.3. Le coût des énergies renouvelables**

Alors que le coût de production d'un cycle combiné au gaz naturel en 2011 était inférieur à 9 €/MWh, il est actuellement compris entre 70 et 80 €/MWh pour l'éolien et 121 €/MWh pour le photovoltaïque (Energies).

La technologie éolienne est proche de la maturité et largement diffusée dans le monde avec 200 GW de capacités installés en 2011 dont plus de 6,6 GW en France. Le coût de production de cette technologie dépend principalement de l'emplacement géographique. Par exemple, aux États-Unis, l'électricité d'origine éolienne coûte 50 €/MWh grâce aux zones qui assurent l'équivalent de 3 000 h de vent pleine puissance. Alors qu'en France, avec en moyenne l'équivalent de 2100 h, le tarif d'achat pour l'éolien terrestre est fixé à 82 €/MWh hors surcoût lié à l'intermittence et au renforcement du réseau (Energies). En un peu plus de 20 ans, le coût du MWh éolien a diminué de près de 90 % (380 € en 1980) (Lopez, 2010). En outre, l'éolien progresse rapidement et son coût se rapproche de celui des énergies conventionnelles.

Pour le photovoltaïque, en France, les tarifs d'achat se situent aujourd'hui entre 220 et 380 €/MWh pour l'intégration au bâtiment (selon la taille et le type d'intégration ou du bâtiment d'implantation). Pour les centrales au sol, il existe un tarif à 110 €/MWh, complété par un dispositif d'appel d'offre qui pourrait voir émerger des tarifs plus élevés (Energies). Les prix des panneaux photovoltaïques baissent d'environ 4 % par an depuis 15 ans grâce aux effets de série (Lopez, 2010). Le coût est lié aux quantités de matériaux utilisés et leur prix ainsi que le rendement des procédés de production dont l'amélioration est primordiale.

Les coûts futurs de la production électrique à partir des énergies renouvelables dépendent des scénarios proposés et des hypothèses imposées, bien qu'ils s'appuient tous sur les mêmes prévisions d'évolution démographique et économique. Dans le scénario AIE, par exemple, où on considère une croissance débridée de la demande, l'augmentation du prix des combustibles fossiles et le coût des émissions de CO<sub>2</sub>, le coût total de la production électrique passera de 859,3 milliards d'euros (1 130 milliards de dollars US) par an en 2003 à plus de 3 270,4 milliards d'euros (4 300 milliards de dollars US) par an en 2050 (EREC). En revanche dans le scénario « révolution énergétique », on a supposé une stabilisation du coût de l'énergie et une amélioration de l'efficacité énergétique. Le coût des énergies renouvelables a donc augmenté de 859,3 milliards d'euros (1 130 milliards de dollars US) par an en 2003 à 1 901,4 milliards d'euros (2 500 milliards de dollars US) par an en 2050 (EREC).

## **2. Système de stockage de l'énergie électrique**

### **2.1. Classification des technologies de stockage de l'énergie électrique**

Le stockage de l'énergie électrique consiste à convertir l'énergie électrique à partir d'un réseau d'alimentation en une autre forme d'énergie plus facilement stockable et transportable. Le processus inverse (le déstockage), permet de transformer l'énergie stockée en électricité. L'opération stockage/déstockage forme « un cycle ». Les systèmes de stockage de l'électricité peuvent être classés en trois catégories : mécanique, électrochimique et électrique (Figure 4).

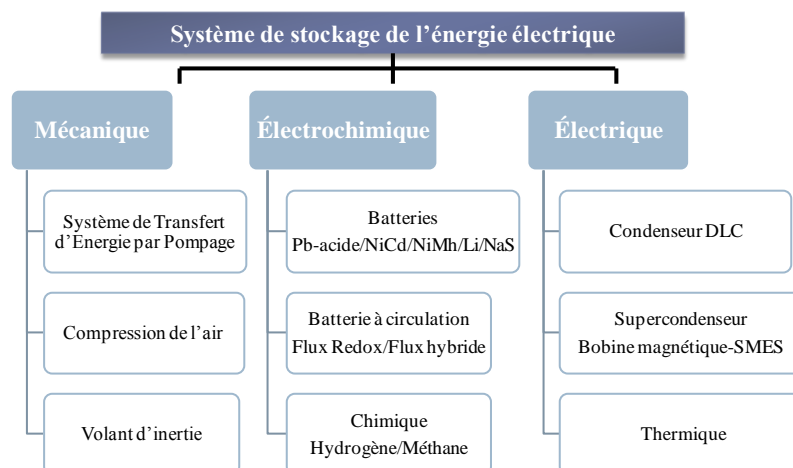


Figure 4 : Classification des systèmes de stockage de l'énergie électrique

Le stockage mécanique regroupe les moyens de stockage à grande échelle : le transfert d'énergie par pompage d'eau (HPS : Hydro Pump Storage) et la compression de l'air (CAES: Compressed air energy storage) ainsi que les volants d'inertie. Il inclut donc tout type de stockage d'énergie potentielle ou cinétique.

La voie électrochimique est représentée par les batteries ayant de nombreuses applications quotidiennes qui concernent : véhicules, téléphones portables... Cette voie inclut aussi les batteries à circulation qui reposent sur le même principe que les batteries classiques mais dont les solutions actives sont stockées dans des réservoirs séparés. Ce type de batterie permet de gérer la capacité énergétique indépendamment de la puissance.

Le stockage chimique consiste en l'utilisation de l'électricité pour la formation d'une molécule qui a ensuite la capacité de restituer de l'énergie, c'est le cas de l'hydrogène, du méthane et du méthanol.

Certains systèmes permettent de stocker l'énergie directement sous forme électrique. Il s'agit du stockage électrostatique et magnétique, les condensateurs, qui permettent d'accumuler les électrons et les SMES (superconduction magnetic energy storage) qui convertissent l'énergie électrique en énergie magnétique en sont des exemples.

Il existe, également, le stockage thermique qui permet de stocker l'énergie sous forme de chaleur latente ou de chaleur sensible. Il s'agit du stockage de froid (liquides cryogéniques, glace) et du chaud (accumulateur de vapeur, sels fondus...). La description des différentes technologies de stockage est présentée ci-après.

## 2.2. Description des technologies de stockage de l'énergie électrique

### 2.2.1. Systèmes de stockage mécaniques

**Système de stockage par hydro-pompage (HPS : Hydro Pump Storage) appelé aussi STEP (Stations de transfert d'énergie par pompage):** ce système utilise deux réservoirs d'eau à des hauteurs différentes. L'eau est pompée dans les périodes creuses du bas en haut (chargement). En cas de besoin d'électricité, l'eau passe du haut au bas et fait actionner une turbine liée à un générateur (déchargement) (voir Figure 5). Pour le réservoir supérieur, des barrages peuvent être utilisés et pour le bas, des puits des mines ou des lacs-réservoirs peuvent être utilisés.

Cette technologie existe depuis longtemps, les premières applications en Italie et en Suisse remontent à 1890. À partir de 1933, les turbines/pompes réversibles étaient disponibles. La décharge dure de quelques heures à quelques jours (IEC). L'efficacité de cette technologie est de 70 % à 85 %.

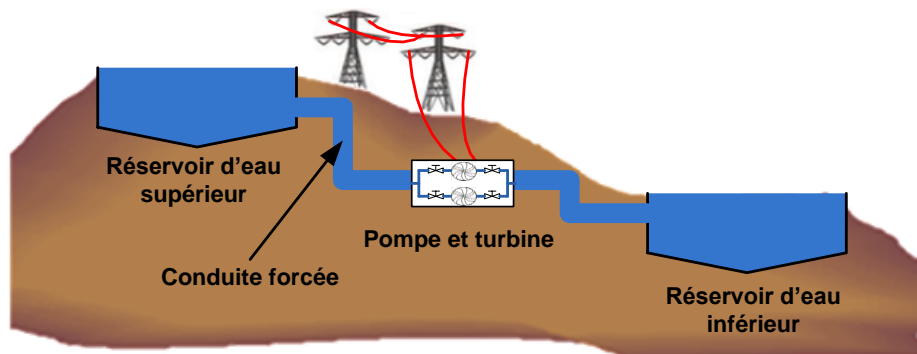


Figure 5 : Stockage par HPS

Cette technologie est la plus connue en stockage à grande échelle avec 90 GW comme puissance installée dans le monde annuellement (Camara, 2011). L'avantage de cette technologie est sa grande durée de vie et la stabilité de son cycle. L'inconvénient est sa limitation géographique. En effet, il est indispensable de trouver un site géographique adapté permettant l'installation de deux bassins superposés, ce qui rend la construction de nouvelles HPS difficile et coûteuse (ENEA).

**L'air comprimé (CAES:Compressed air energy storage)** : l'électricité est utilisée pour comprimer l'air et le stocker dans des cavités naturelles, des mines abandonnées ou des réservoirs (comme ceux de propane) (chargement). En cas de besoin de l'électricité, cet air est mélangé avec le gaz naturel pour faire actionner une turbine à gaz. La première unité commerciale avec une capacité de 290 MW a été opérationnelle en 1978 en Allemagne (IEC). Cette technologie a une efficacité de 45 % (Camara, 2011).

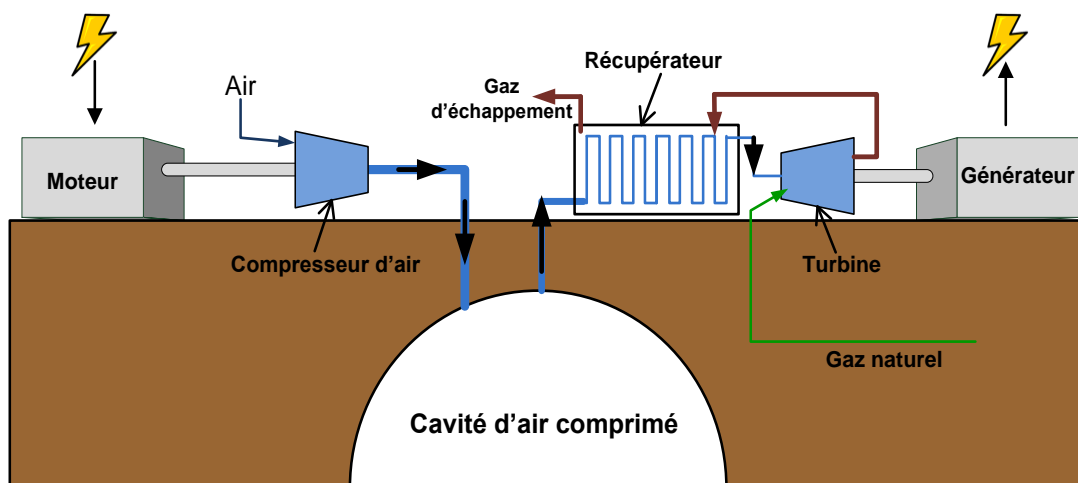


Figure 6 : Stockage par air comprimé

L'avantage de cette technologie est sa grande capacité. Son inconvénient est l'instabilité du cycle, ainsi que la limitation géographique des lieux. Un CAES adiabatique est en cours de développement. Il consiste à récupérer la chaleur dégagée pendant la compression de l'air et à la réutiliser pour son expansion. Ainsi, l'efficacité énergétique est améliorée et peut atteindre 70 %.

**Volant d'inertie (FES : Flywheel Energy Storage) :** il fait appel à l'énergie cinétique (rotation du rotor). L'électricité est utilisée pour faire tourner le volant. Le chargement augmente quand la vitesse du volant est grande. Ce volant est lié à un appareil de transmission (moteur/générateur) qui assure la conversion entre l'énergie électrique et celle mécanique. Pour le déchargement, l'opération est inversée, la vitesse est réduite en produisant l'électricité par le biais du même appareil de transmission.

Cette technologie existe depuis 1970. Les volants d'inertie les plus développés ont des rotors fabriqués avec des filaments de carbone à haute résistance, suspendus sur des paliers magnétiques, et tournant à une vitesse de 20 000 à 50 000 tours par minute dans une enceinte sous vide (IEC) (voir Figure 7).

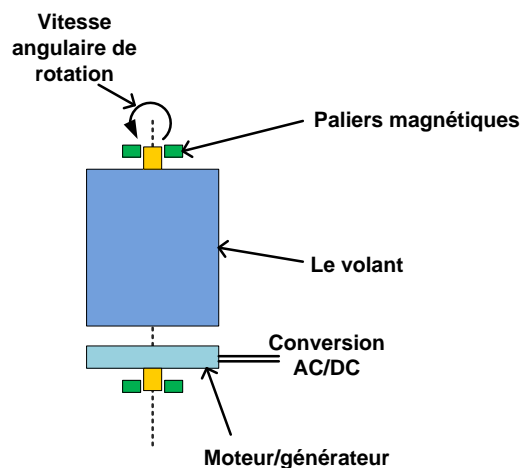
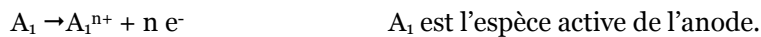


Figure 7 : Principe du volant d'inertie

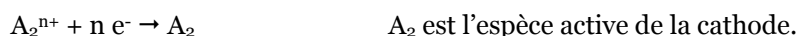
Les avantages des volants d'inertie sont la bonne stabilité du cycle, une longue durée de vie, peu d'entretien et une densité de puissance élevée. Toutefois, les volants ont un niveau élevé d'autodécharge à cause de la résistance de l'air pour les versions en air et les pertes par des frottements sur les paliers ou les roulements. Ils ont aussi un rendement en courant faible (Five minute guide). Des dispositifs commerciaux existent et sont proposés par « Beacon Power Systems ».

### 2.2.2. Systèmes de stockage électrochimiques

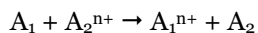
Le stockage électrochimique est représenté par des batteries. La plupart de ces technologies sont matures pour des applications industrielles. Les batteries sont constituées de deux électrodes séparées par un électrolyte. Des réactions électrochimiques d'oxydoréduction interviennent à l'interface des électrodes. À l'anode (électrode négative en décharge), la réaction d'oxydation a lieu selon :



Les électrons libérés migrent vers la cathode (électrode positive en décharge) dans le circuit extérieur. La réaction de réduction réalisée au niveau de la cathode est la suivante :



Le transport des espèces ioniques mises en jeu ont lieu dans l'électrolyte. La réaction globale d'oxydoréduction s'écrit :



La Figure 8 illustre le fonctionnement d'une batterie.

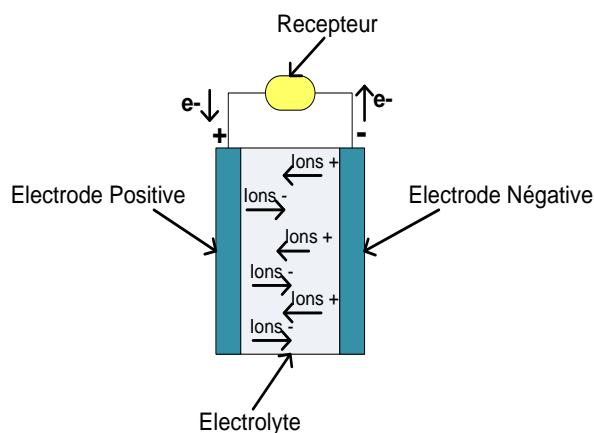


Figure 8 : Principe d'une batterie

Les différentes batteries matures sont décrites ci-après :

**Batteries plomb-acide (LA : Lead acid) :** développées commercialement depuis 1890, elles ont une durée de vie de 6 à 15 ans avec 1500 cycles, une efficacité de 80 % à 90 % et un bon rapport coût/performance. Un accumulateur au plomb est constitué de cellules, dont la tension qui dépend de l'état de charge est de l'ordre de 2 V. Ces cellules peuvent être montées en série, de façon à conférer à l'accumulateur une tension de 6, 12, 24 V et au-delà (Five minute guide). L'électrode positive est à base de dioxyde de plomb ( $PbO_2$ ) alors que l'électrode négative est à base de plomb métal. L'électrolyte est une solution aqueuse d'acide sulfurique,  $H_2SO_4$ .

Toutefois, ces batteries ont une faible densité d'énergie et leur capacité utilisable diminue lorsque la décharge est faite à puissance élevée (Dillenseger, 2004). De plus, le plomb est un produit dangereux interdit ou limité dans différentes juridictions.

**Batteries de Nickel-cadmium :** elles sont commerciales depuis 1915 et ont une grande densité de puissance et de nombre de cycles. Elles sont les seules capables d'opérer entre  $-20^\circ C$  et  $-40^\circ C$  [IEC, 2013]. Il existe deux types de batteries Ni-Cd : les batteries spiralées qui ont une capacité comprise entre 10 mAh et 15 Ah, et les batteries stationnaires ouvertes avec une capacité supérieure à 1000 Ah (Camara, 2011).

À cause de la toxicité du cadmium, ces batteries ne sont utilisées que pour des applications stationnaires. Après 2006, elles ont été interdites aux consommateurs et remplacées par les Ni-métal hybride (Ni-MH). La différence entre les NiMH et les NiCd concerne l'électrode négative qui est composée d'hydrogène absorbé dans un alliage métallique au lieu du cadmium et la densité d'énergie qui est plus importante. Les batteries NiMH scellées sont utilisées dans la plupart des véhicules hybrides disponibles sur le marché car elles sont robustes et beaucoup plus sûres que les batteries Li-ion (AVEM).

**Batteries au Lithium :** elles sont devenues le moyen de stockage le plus important pour les applications mobiles (ordinateur, téléphone, bicyclette électrique et voiture électrique) en 2000. Elles ont un potentiel de 3,7 V ce qui remplace 3 batteries de Ni-Cd qui n'ont que 1,2 V (IEC). Néanmoins, leur durée de vie n'est que de 2 à 3 ans (Thechno-science).



On distingue trois types de batteries au Lithium : Lithium métallique qui est de moins en moins utilisé pour des raisons de sécurité, Lithium-ion et Lithium-polymère. Les accumulateurs Lithium-ion présentent l'avantage d'avoir une densité d'énergie spécifique et volumique élevée (4 à 5 fois plus que le Ni-MH par exemple), ainsi qu'une faible autodécharge. En revanche, ses électrodes sont très réactives et se dégradent (elles sont thermiquement instables et génèrent la production de l'oxygène) d'où l'utilisation indispensable d'un électrolyte aprotique (un sel LiPF<sub>6</sub> dissous dans un mélange de carbonate) et d'un contrôleur (Techno-science). Les Lithium-polymère ont une énergie massique élevée (de l'ordre de 15 kWh/ kg) (Labbé, 2006). Le développement à une plus grande échelle est entravé par le prix trop élevé. D'autres batteries : air-méthanal, soufre de sodium, Na-Ni-Chlorure sont encore au stade de la recherche.

**Batteries à circulation d'électrolyte :** ce type de batterie a la particularité d'avoir un électrolyte stocké dans des réservoirs à l'extérieur et pompé dans la cellule électrochimique qui permet de convertir directement l'électricité en énergie chimique et vice versa. La puissance est définie par la taille et la configuration de la cellule électrochimique ainsi que la taille des réservoirs de l'électrolyte. Elle permet de stocker des MW durant des jours. Les électrolytes utilisés sont à base de NaBr (sodium-brome), PSB (Bromure de polysulfure), ZnBr (zinc-brome) et VBr (vanadium-brome). On peut distinguer deux types : batterie à circulation redox et batterie à circulation hybride. La Figure 9 décrit le principe de fonctionnement de ce type de batterie.

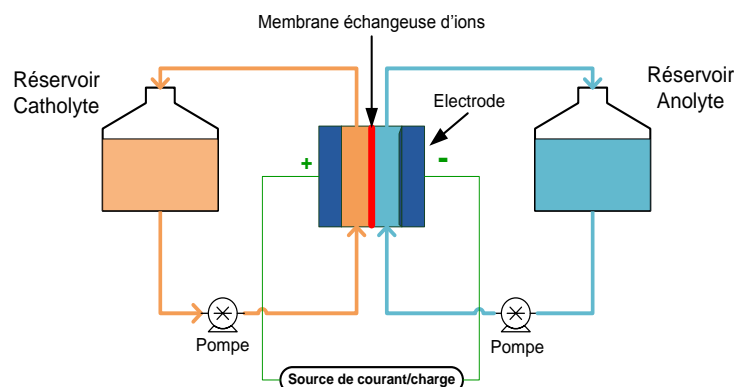


Figure 9 : Principe d'une batterie à circulation

Dans les batteries à circulation Redox, deux électrolytes liquides contenant des ions métalliques dissous sont pompés au côté opposé de la cellule électrochimique. Les électrolytes dans la partie négative et positive sont appelés anolyte et catholyte respectivement. L'anolyte et le catholyte s'écoulent à travers des électrodes poreuses séparées par une membrane qui permet le passage des protons. Ces batteries peuvent être rechargées en alimentant la cellule électrochimique par un nouveau flux d'électrolyte. Cependant, ces batteries n'ont pas suffisamment de densité d'énergie pour l'électricité mobile.

Les batteries à circulation hybride sont l'amalgame de la cellule électrochimique ordinaire (avec stockage intérieur) et celle Redox (stockage à l'extérieur). Une partie de l'électrolyte est stockée à l'intérieur de la cellule électrochimique et le reste est placé dans des réservoirs externes.

À ce jour, il existe peu d'installations commerciales. Cependant, la technologie a été déployée sur les réseaux d'énergie, par exemple une batterie à circulation d'une puissance de 200 kW a été utilisée pour stocker de l'énergie renouvelable à partir d'une ferme éolienne « Huxley Hill » en Tasmanie, la batterie a été opérationnelle entre 2003 et 2008 (Five minute guide).

### 2.2.3. Systèmes de stockage chimiques

Le stockage chimique concerne l'hydrogène et le méthane. Le principal but de ce type de stockage est d'utiliser le surplus de l'électricité pour produire l'hydrogène ou le substitut du gaz naturel en utilisant l'électrolyse de l'eau. Ce type de stockage a une faible efficacité, mais il permet de stocker des TWh pour des périodes très longues (saisonnière même). Il a l'avantage aussi d'être utilisé dans d'autres secteurs tels que le transport, le chauffage et les industries chimiques.

#### Hydrogène

L'hydrogène est produit lors des périodes creuses grâce à la décomposition de l'eau par électrolyse. Ensuite, il est stocké dans des réservoirs sous pression pour une durée illimitée. Pour la génération de l'électricité, la pile à combustible, les moteurs à gaz, les turbines à gaz ou à vapeur et les cycles combinés de gaz sont utilisées.

L'électrolyse est un procédé électrochimique de conversion d'une énergie électrique en énergie chimique. Il consiste en la décomposition d'une molécule d'eau en hydrogène et oxygène selon l'équation :



La réaction d'électrolyse de l'eau est endothermique et non spontanée. L'énergie totale à fournir pour réaliser cette réaction chimique correspond à l'enthalpie de réaction  $\Delta_r H$  décrite par l'équation :

$$\Delta_r H = \Delta_r G + T \Delta_r S \quad (2)$$

$\Delta_r H$  : variation d'enthalpie lors de la réaction d'électrolyse de l'eau (J/mol), c'est-à-dire la quantité d'énergie totale à fournir pour permettre la réaction d'électrolyse ;

$\Delta_r G$  : énergie libre de la réaction d'électrolyse (J/mol). C'est-à-dire, dans ce cas, la quantité d'énergie électrique nécessaire à la réaction d'électrolyse de l'eau ;

$\Delta_r S$  : variation d'entropie lors de l'électrolyse de l'eau ;

$T\Delta_r S$  : quantité d'énergie thermique nécessaire à la dissociation de l'eau.

La tension minimale ou réversible ( $E_{\text{rev}}$ ) d'une cellule d'électrolyseur dépend de l'enthalpie libre de la réaction ( $\Delta_r G$ ) nécessaire pour décomposer la molécule d'eau. Ces deux grandeurs sont reliées par l'équation [3] :

$$E_{\text{rev}} = -\frac{\Delta_r G(T)}{nF} \quad (3)$$

Par exemple, à 298 K et 1 bar, la tension réversible est 1,229 V. Elle devient 0,977 V à 1073 K et 1 bar.

## 2. Système de stockage de l'énergie électrique

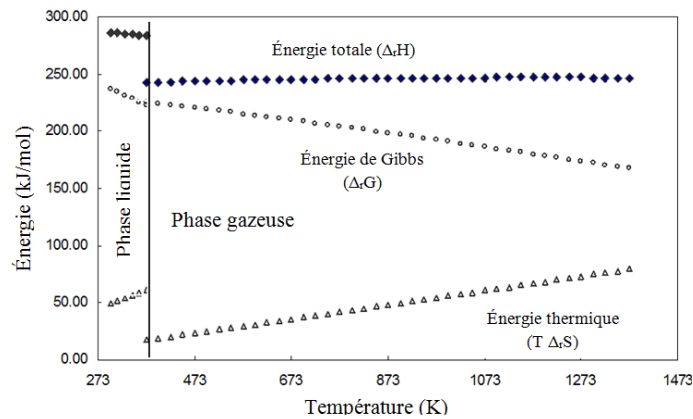


Figure 10 : énergie à fournir pour une réaction d'électrolyse d'eau

La tension thermoneutre ( $E_{\text{thermoneutre}}$ ) d'un électrolyseur correspond au fonctionnement autotherme de l'électrolyseur. Cette tension ne dépend que faiblement de la température. Elle est exprimée par la formule suivante :

$$E_{\text{thermoneutre}} = \frac{\Delta H(T)}{nF} \quad (4)$$

Par exemple, à 298 K et 1 bar, la tension thermoneutre est 1,481 V. Elle devient 1,286 V à 1073 K et 1 bar.

Il existe trois types de fonctionnement qui sont possibles en fonction de la tension  $V$  de l'électrolyseur :

- quand la tension appliquée  $V$  est inférieure à  $E_{\text{thermoneutre}}$  : un apport de la chaleur est nécessaire car les irréversibilités ne compensent pas l'endothermicité de la réaction ;

- quand  $V = E_{\text{thermoneutre}}$  : la chaleur nécessaire est apportée par les irréversibilités internes au réacteur ;

- quand  $V > E_{\text{thermoneutre}}$  : il y a un surplus de chaleur et les cellules doivent être refroidies.

Il existe deux types d'électrolyse : électrolyse à basse température (alcalin et à membrane conductrice protonique (PEM)) et électrolyse à haute température (EHT).

**Electrolyseur alcalin** : la technologie alcaline est la plus répandue pour la production d'hydrogène électrolytique. C'est une technologie mature. L'électrolyte est une solution d'hydroxyde de potassium (KOH) à une concentration comprise entre 20 et 30 % dans laquelle sont immergées deux électrodes alimentées en courant continu. La conduction ionique est assurée par les ions hydroxyde ( $\text{OH}^-$ ) et potassium ( $\text{K}^+$ ). Les réactions anodiques et cathodiques sont décrites ci-dessous :



L'électrolyse alcaline est relativement flexible en termes de capacité de production. Durant les 10 à 15 dernières années, d'importants progrès techniques ont été réalisés entraînant une augmentation des rendements et permettant d'opérer avec des sources d'électricité intermittentes (comme la production d'électricité par éoliennes). La pression de fonctionnement de la plupart des électrolyseurs industriels à technologie alcaline s'échelonne de 1 jusqu'à environ 30 bar. Une unité de compression est ainsi nécessaire en sortie d'électrolyseur si l'on veut stocker l'hydrogène produit à plus haute pression. En revanche, lorsque l'électrolyseur fonctionne en charge partielle au-dessous de 20 % de la puissance nominale, le rendement chute rapidement et des risques de mélange de l'oxygène et de l'hydrogène produits apparaissent. Par ailleurs, l'électrolyte est fortement corrosif pour les électrodes, ce qui impose de toujours conserver un apport électrique minimal de polarisation (« stand-by mode ») (Uqaili, et al., 2007).

La technologie actuelle des électrolyseurs alcalins couvre une gamme de puissance allant du kW au MW. Les températures de fonctionnement sont généralement incluses dans l'intervalle 70-100°C pour des pressions inférieures à 30 bar. Les efficacités énergétiques des électrolyseurs industriels sont de l'ordre de 64 à 74 %, pour une durée de vie supérieure à 80 000 heures de fonctionnement, pouvant même aller jusqu'à 160 000 heures (soit environ 18 ans) (Sahli, 2010).

**Electrolyseur PEM** : les électrolyseurs PEM intègrent une membrane conductrice protonique. Cette membrane est habituellement un polymère perfluorosulfoné de type Nafion. Le graphite est le conducteur électronique à l'électrode, mais la partie catalytique qui définit l'électrode est un métal noble (platine à la cathode et Iridium/Ruthénium à l'anode). La principale caractéristique de l'électrolyseur PEM est son électrolyte solide, constitué d'une membrane polymère, qui assure ainsi la conduction des ions hydronium ( $\text{H}_3\text{O}^+$ ) produits à l'anode et permet la séparation des gaz produits ( $\text{H}_2$  et  $\text{O}_2$ ), selon les réactions (7) et (8):



Ces électrolyseurs peuvent fonctionner à des courants plus élevés que pour les électrolyseurs alcalins ( $\sim 1 \text{ A/cm}^2$ ) avec des efficacités énergétiques pour les électrolyseurs industrialisés comprises entre 50 et 80 %. En plus, l'électrolyse PEM est plus sûre que l'électrolyse alcaline, car il n'y a pas d'électrolyte caustique circulant dans le système. Cependant, les coûts de l'électrolyte et des catalyseurs à base de métaux nobles sont très élevés. De nombreuses recherches sont en cours pour trouver un matériau de substitution au nafion® en raison de son prix élevé. Les températures de fonctionnement sont comprises entre 80 et 120°C pour des pressions variant entre 1 et 7 bar (AFH2-Th.Alleau, 2011). Les surfaces des cellules élémentaires commercialisées de ces électrolyseurs sont de 28, 93 et 929  $\text{cm}^2$ . Des tests de durée de vie de 60 000 heures avec un bon comportement des électrolyseurs PEM sont constatés (Sahli, 2010).

**Electrolyse à haute température** : le principe de l'électrolyse à haute température (EHT) est basé sur la décomposition des molécules de la vapeur d'eau au niveau de la cathode. EHT est un procédé intégrant un électrolyte céramique conducteur des ions  $\text{O}^{2-}$ . Conformément au diagramme thermodynamique (Figure 10), l'augmentation de température réduit l'ensemble des surtensions au niveau des électrodes et par conséquent diminue la consommation de l'énergie électrique.

## 2. Système de stockage de l'énergie électrique

Les matériaux utilisés actuellement dans l'EHT sont souvent similaires aux matériaux céramiques traditionnels des piles à combustibles SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) (Kakaç, et al., 2007):

- cathode composée d'un cermet nickel/zircone yttrée (Ni-YSZ) ;
- électrolyte de zircone yttrée (YSZ) ;
- anode de manganite de lanthane dopée strontium (LSM).

Les cellules ainsi définies portent le nom de SOEC (Solide Oxide Electrolyser Cells). La SOEC opère dans un intervalle de températures variant entre 700 et 1 000°C. La tension d'une cellule à courant nul varie entre 0,8 et 0,9 V, au lieu d'environ 1,25 V (à 70°C) pour l'électrolyse alcaline. À l'inverse des autres convertisseurs ayant une efficacité de 50-80 %, l'efficacité énergétique des SOEC pourrait être comprise entre 80 et 90 % (Petipas, 2013). En effet, l'amélioration des cinétiques réactionnelles à haute température améliore le rendement du procédé.

Pour des applications stationnaires, le stockage de l'hydrogène est sous pression. Pour des applications plus larges, le stockage est assuré dans des tuyaux souterrains ou des cavernes de sel qui peuvent atteindre des volumes de plusieurs 100 000 m<sup>3</sup> sous des pressions allant jusqu'à 200 bar (IEC).

Jusqu'à présent, il n'existe pas de systèmes commerciaux de stockage des énergies renouvelables sous forme d'hydrogène. Divers projets de R&D effectués au cours des 25 dernières années ont démontré avec succès la faisabilité de la technologie de l'hydrogène, c'est le cas du projet sur l'île autosuffisante d'Utsira en Norvège. Un autre exemple est la centrale électrique hybride à Enertrag en Allemagne, qui est actuellement en construction (Enertrag).

### Gaz de synthèse

Cette voie consiste à électrolyser l'eau pour produire l'hydrogène, puis réaliser la réaction de Sabatier en ajoutant le CO<sub>2</sub> et/ou CO afin de produire le méthane. Ce concept est très développé dans la recherche, il existe même une unité pilote en Allemagne. L'avantage de cette voie est l'utilisation des réservoirs et des réseaux déjà existants. De plus le méthane a une grande densité d'énergie. L'inconvénient de cette voie par rapport à la voie hydrogène est une efficacité énergétique plus faible dans certains cas.

### 2.2.4. Systèmes de stockage électriques

**Les condensateurs** : un condensateur est un composant électrique constitué de deux armatures conductrices parallèles séparées par un milieu diélectrique. Ils ont une stabilité de cycle illimitée. Ils sont rapidement chargés et déchargés. L'avantage est qu'ils ne nécessitent pas de maintenance, ont une longue durée de vie (millions de cycle-10 opérations sans aucune dégradation) et une efficacité de 90 %. Ils ne sont pas compatibles avec des longues durées de stockage car ils peuvent se décharger tout seuls (Five minute guide). Ce moyen de stockage a une durée de vie de 20 à 30 ans, une bonne cyclabilité et un rendement de 95 % (Camara, 2011). Les condensateurs sont particulièrement utilisés pour les filtres électroniques de fréquence, le système de démarrage des moteurs asynchrones monophasés, les circuits de synchronisation électronique et dans les circuits de transmission de signaux (Mouriès, 2007).

**Les super-condensateurs** : la valeur de la capacité électrique de ce type de condensateur appelé aussi « condensateur double couche » est de l'ordre de millier de farads. L'énergie est

stockée par la distribution des ions de l'électrolyte à l'interface des électrodes sous l'effet électrostatique de la tension appliquée formant ainsi une couche double électrique.

La nature du matériau utilisé pour les électrodes permet de classer les super-condensateurs en deux familles : les super-condensateurs électrostatiques et les super-condensateurs électrochimiques. Il existe aussi des dispositifs hybrides particuliers, dont l'une des électrodes fonctionne comme celle d'un accumulateur ou d'un condensateur électrolytique, alors que l'autre fonctionne comme celle d'un super-condensateur (Belhachemi, 2001). Les super-condensateurs sont plutôt exploités pour un stockage de très courte durée et de faible énergie.

**Les super-condensateurs magnétiques (SMES : Superconducting magnetic energy storage) :** fonctionnent selon un principe électrodynamique. L'énergie est stockée dans un champ magnétique créé par le flux du courant continu dans une bobine supraconductrice, qui est maintenue en-dessous de sa température critique. Un courant parcourant un bobinage engendre une distribution de champ magnétique dans l'espace.

Les matériaux utilisés actuellement peuvent fonctionner autour de  $-173,15^{\circ}\text{C}$ . Les principaux avantages des SMES sont : le temps de réponse très rapide (la puissance demandée est disponible presque instantanément), son efficacité de 85 % - 90 % et une puissance de sortie très élevée. Les grands systèmes SMES de plus de 10 MW de puissance sont principalement utilisés dans les détecteurs de particules pour des expériences de physique des hautes énergies et la fusion nucléaire. À ce jour, quelques-uns, sont disponibles sur le marché ; ceux-ci sont principalement utilisés pour le contrôle de la qualité de l'énergie dans des usines de fabrication, tels que les installations de fabrication de puces.

### 2.2.5. Systèmes de stockage thermiques

Le stockage thermique consiste à stocker de la chaleur ou du froid provenant d'un système pour une utilisation ultérieure telle que la production de l'électricité, le chauffage ou le refroidissement. On peut distinguer deux moyens de stockage thermique : stockage par chaleur sensible ou par chaleur latente.

Le stockage sur la chaleur sensible : il s'agit de stocker la chaleur en changeant la température d'un matériau ayant une capacité calorifique forte. Cette dernière a une grande influence sur la quantité de chaleur à stocker. Celle-ci est exprimée par le produit de la différence de la température ( $\Delta T$ ) et la capacité calorifique ( $C$ ).

$$\Delta H = C \cdot \Delta T - \Delta H_{\text{pertes}} \quad (\text{J}) \quad (9)$$

Sachant que  $C = m \times C_p$  avec  $m$  : la masse du produit (kg) et  $C_p$  : sa chaleur spécifique.

Au cours de l'échange thermique, il y a des pertes  $\Delta H_{\text{pertes}}$  qu'il faut minimiser. Les matériaux utilisés pour le stockage par chaleur sensible peuvent être à l'état solide (béton, roche, métal, etc.), gazeux (vapeur d'eau surchauffée) ou liquide (eau, huile de synthèse ou naturelle, sels fondus, etc.). L'eau liquide, la roche et le béton sont les matériaux les plus souvent utilisés pour les stockages à température inférieure à  $100^{\circ}\text{C}$ . Néanmoins l'eau est corrosive ; son utilisation est plus intéressante quand le fluide caloporteur est aussi l'eau (Laghzaoui et Peerhossaini). Pour des températures supérieures à  $500^{\circ}\text{C}$ , les sels fondus tels que Draw salt ( $50 \text{ NaNO}_3 / 50 \text{ KNO}_3$ ), HITEC ( $40 \text{ NaNO}_2 / 50 \text{ NaNO}_3 / 53 \text{ KNO}_3$ ), les huiles organiques à hautes températures, l'eau pressurisée, les céramiques réfractaires, le béton de haute température sont utilisés.

## 2. Système de stockage de l'énergie électrique

Le stockage de la chaleur latente : ce type de stockage repose sur le changement de phase du matériau (MCP) utilisé en absorbant ou restituant la chaleur latente. Il existe deux types de MCP : organiques (paraffines) et inorganiques (sels hydratés).

Par exemple, si un matériau a une température  $T_1$  ( $T_1 < T_p$  : température de changement de phase), il absorbe la chaleur sensible jusqu'à ce qu'il atteigne la température  $T_p$  qui lui permet de passer de l'état 1 à l'état 2. Cette opération a lieu à température constante. Une fois que le matériau est entièrement transformé, et si le système continue à fournir de l'énergie, la chaleur est stockée sous sa forme sensible. L'équation(10) résume ces étapes.

$$\Delta H = m.C_{p1} (T_p - T_1) + m. L_p (T_p) + m.C_{p2} (T_2 - T_p) \quad (10)$$

Avec  $T_2$  : la température finale,  $C_{p1}$  et  $C_{p2}$  sont les chaleurs spécifiques du matériau à l'état 1 et 2 respectivement et  $L_p$  est la chaleur latente du matériau.

Actuellement, la plupart des MCP utilise le changement de phase solide-liquide, tels que des sels fondus en tant que support de stockage thermique de l'énergie solaire concentrée (IEC). L'avantage du stockage de chaleur latente est sa capacité à stocker de grandes quantités d'énergie dans un volume réduit et avec une variation de température minimale, ce qui permet un transfert de chaleur efficace.

Il existe une autre méthode de stockage de l'électricité sous forme thermique qui est à l'étude. Il s'agit de transformer l'électricité en chaleur dans des résistances électriques et de stocker la chaleur produite dans des matériaux réfractaires avant de la transformer en électricité grâce à une turbine à gaz. La nature de l'entrée thermique est différente mais le stockage reste un stockage sur chaleur sensible (Camara, 2011) (Multon, et al.).

### 2.3. Niveau de maturité des systèmes de stockage de l'électricité

Le niveau de maturité de diverses technologies de stockage discutées est présenté à la figure 11. Certaines d'entre elles sont encore au stade de R&D. Les HPS sortent du lot en réunissant à ce jour 99 % de la puissance de stockage installée dans le monde.

De toute évidence, STEP, CAES,  $H_2$  et SNG sont les technologies de stockage qui ont des plages de puissance et des capacités de stockage d'énergie importantes, bien que la densité d'énergie soit assez faible pour STEP et CAES. Ces dernières sont matures et opérationnelles, mais elles sont limitées géographiquement. Ainsi, il y a un manque de systèmes de stockage déployés commercialement dans la gamme de 10 MW à quelques centaines de MW. Il est à noter que CAES adiabatique,  $H_2$  et SNG sont encore au stade de la démonstration.

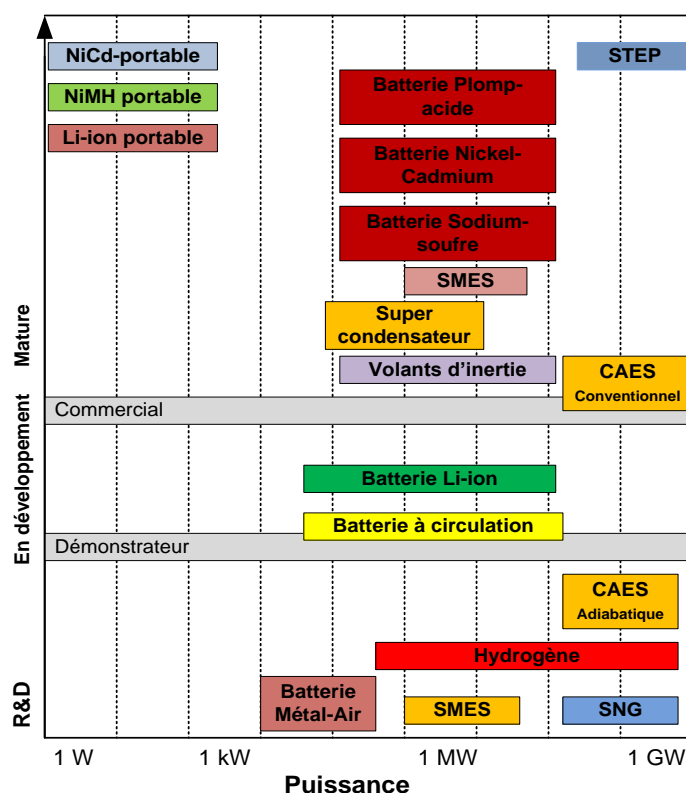


Figure 11 : Niveau de maturité des systèmes de stockage de l'électricité

#### 2.4. Comparaison des différentes technologies de stockage de l'électricité

Pour comparer les technologies de stockage et déterminer les plus pertinentes pour un usage particulier, plusieurs facteurs techniques doivent être pris en compte. En particulier pour le stockage stationnaire de l'électricité. Ces facteurs techniques sont définis par (Multon, et al.) et (IRENA).

La capacité énergétique (Wh) : est la capacité en énergie utile que le site peut stocker pendant un temps limité. L'énergie exploitable dépend néanmoins du rendement de charge ou décharge et de la puissance installée du convertisseur, elle varie donc avec le temps de transfert. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité énergétique, à l'opposé, en régime très lent, c'est l'autodécharge qui va pénaliser le bilan. Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une énergie totale stockée supérieure à celle réellement exploitable (Multon, et al.).

La capacité de puissance installée (W) : est la puissance installée du convertisseur du moyen de stockage. Elle fixe pour une quantité d'énergie à stocker ou à déstocker le temps qui sera requis, c'est-à-dire la quantité d'énergie stockée ou libérable par unité de temps. En général, elle est constante, mais en pratique elle est influencée par la quantité stockée (combien de fois le système a été stocké et déstocké) (IRENA).

La durée de vie : est soit le cycle (qui est le nombre de fois de charge et de décharge) soit  $kWh_{life}$  qui est la capacité de stockage global, ou encore combien de temps le système peut fonctionner (années) (IRENA). Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique (Multon, et al.).



## 2. Système de stockage de l'énergie électrique

L'efficacité énergétique : est la quantité d'énergie déstockée par rapport à celle stockée. Elle indique les pertes dans le système. Plus il y a de pertes plus le système consomme de l'électricité et plus, par conséquent, le coût de stockage augmente. Par exemple si, la génération de l'électricité coûte 0,38 €/kWh (0,5 \$/kWh) et qu'on a un système qui présente 20 % de pertes, le coût effectif serait de 0,48 €/kWh (0,625 \$/kWh) (IRENA).

Le coût de production (€/kWh ou €/kW ou €/kWh<sub>life</sub>) : dépend du site de stockage et ses dimensions, du coût de la main d'œuvre, des équipements, de la maintenance, de l'énergie perdue lors des cycles, du vieillissement et des moyens mis en place pour assurer la sécurité (IRENA). Pour minimiser le coût, il est judicieux de faire une étude sur la durée de vie du système entier incluant le dispositif de stockage, le coût global sur cycle de vie comprenant les dépenses de matière première, d'énergie et autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage.

La densité énergétique d'un système : est la quantité d'énergie stockée par unité de volume ou de masse du système (kWh/m<sup>3</sup> ou Wh/kg). On peut aussi considérer la densité de puissance (W/m<sup>3</sup> ou W/kg).

La Figure 12 est une cartographie des moyens de stockage d'électricité selon leurs temps de décharge et leurs capacités énergétiques.

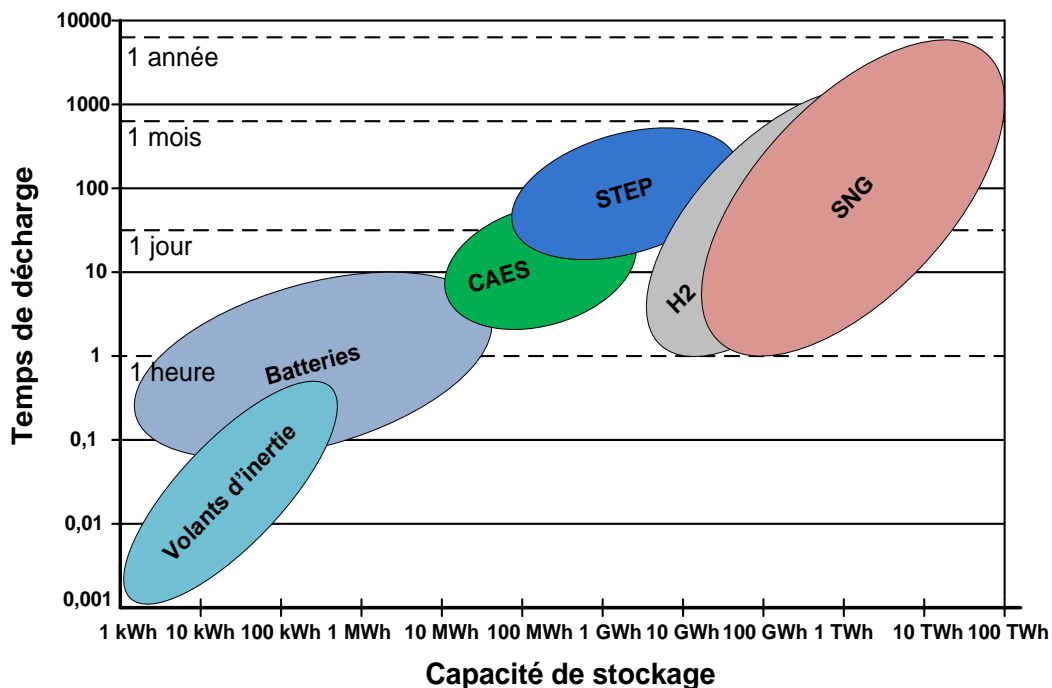


Figure 12 : Cartographie des moyens de stockage d'électricité selon leurs temps de décharge et capacités énergétiques (ZSW)

Pour des temps de décharge à court et moyen termes couvrant de larges gammes de capacité énergétique allant jusqu'à 10 MWh, plusieurs technologies matures, en particulier les volants d'inertie et les batteries, peuvent être utilisés. Actuellement, les STEP et CAES sont les seuls systèmes de stockage à large capacité énergétique (10MWh - 100GWh) pour des temps de décharge moyenne (des jours voire un mois), le perfectionnement de la compression d'air est attendu.

Technologie	Puissance	Efficacité du cycle	Durée de vie	Coût (€/kW)
STEP	200 MW -1GW	70-85%	>25 ans	500-1500
CAES	10 - 500 MW	45-70%	>20 ans	700-1000
Volant d'inertie	1 - 200 MW	85-95%	20 ans	150-3000
Batteries Sodium-Souffre	<10 MW	80% - 90%	6-15 ans	500-2500
Batteries Lithium-Ion	<10 MW	85% - 95%	2-3 ans	1000-3000
Batteries à flux Redox	25 kW-10 MW	65 - 85%	2000-15000 cycles	500-2300
Super-condensateurs	10 kW - 5MW	90 - 95%	500000 cycles	100-500
SMES	10 kW - 5MW	> 90%	20-30 ans	
Hydrogène et pile à combustible	1 kW -10 MW	25 - 35%	5-10 ans	6000

Tableau 1 : Comparaison de différentes technologies de stockage

Pour un stockage à long terme et saisonnier des énergies renouvelables, les voies chimiques telles que l'H<sub>2</sub> et le SNG se montrent assez intéressantes. Ces gaz ont des capacités très importantes (GWh - TWh), avec un temps de décharge allant de quelques jours à plusieurs mois. Ils représentent donc la seule option envisageable pour le stockage saisonnier de l'énergie renouvelable avec une capacité de l'ordre du TWh et la possible reconversion en électricité en cas de besoin. Le tableau 1 présente une comparaison entre les différentes technologies de stockage/déstockage de l'électricité.

## 2.5. Conclusion

Notre système énergétique a recours, depuis longtemps, au stockage de l'énergie, notamment pour gérer des périodes de forte demande au cours de la journée. Dans les années à venir, le déploiement des énergies renouvelables sera important. Par conséquent, le besoin de stockage massif des énergies sera amplifié afin de gérer leur intermittence et de prévenir les perturbations générées sur les réseaux de distribution.

Chaque système de stockage d'énergie présente ses propres avantages, ses inconvénients et sa gamme d'utilisation. Pour chacun d'entre eux, les choix technologiques diffèrent en fonction des besoins spécifiques demandés et des services potentiels fournis. Certaines technologies sont déjà matures et opérationnelles telles que : STEP, CAES... D'autres sont en cours de développement, c'est le cas du stockage thermo-chimique (hydrogène et méthane).

L'examen de toutes ces technologies suggère un mix énergétique intégrant une part très importante d'énergies renouvelables. Actuellement les recherches visent à réduire les coûts de ces technologies ou à rendre ces dernières plus « polyvalentes ». En effet, l'intérêt économique d'un

système de stockage augmente si son utilisation répond à plusieurs besoins : par exemple intégration des ENR (lissage production intermittente) et soutien à la qualité du réseau (adaptation tension/fréquence).

### 3. Procédés de stockage de l'électricité renouvelable sur méthane de synthèse

#### 3.1. Intérêt du stockage de l'énergie électrique sur méthane de synthèse

Pour le stockage d'une grande quantité d'énergie, les moyens de stockage électrochimique seront coûteux et demanderont un espace assez important. L'alternative qui se présente et qui est intéressante est de transformer l'électricité en hydrogène ou en méthane de synthèse afin de l'injecter dans les réseaux de gaz existants sans aucune restriction. En effet, les conditions de stockage et de transport sont très prometteuses. Le méthane présente une grande souplesse d'utilisation finale, il peut être utilisé pour le chauffage, le transport, la production d'électricité ou comme matière première pour l'industrie chimique et remplacer les hydrocarbures fossiles dans le cycle de la matière (Gahleitner, 2013).

De plus, à l'inverse de l'hydrogène, les technologies de stockage, de transport et de transformation du gaz naturel en électricité sont matures et pleinement opérationnelles. En plus, le méthane a une densité énergétique plus importante que celle de l'hydrogène (voir Figure 13).

L'efficacité de la conversion de l'énergie électrique en hydrogène et en SNG est de 60% - 75% et 50% - 70% respectivement. En Allemagne, la capacité de stockage du réseau gaz est très importante (environ 200 TWh et 400 TWh en considérant le réseau de distribution du gaz). Ce gaz stocké peut être converti en électricité avec une grande efficacité de la centrale électrique à gaz de ~60 %. Les prévisions de l'Allemagne en 2030 pour le besoin de stockage hebdomadaire et mensuel est de 8,2 TWh qui peut justement être assuré par la conversion en gaz naturel (IEC).

De plus, le gaz produit peut être aussi liquéfié afin d'augmenter la capacité énergétique du stockage. La liquéfaction est réalisée par condensation à une température d'environ  $-161^{\circ}\text{C}$  à la pression atmosphérique et permet un gain en densité énergétique (volume 600 fois moins important). Ainsi de larges quantités de gaz peuvent attendre d'être consommées en prévision des périodes froides. Aux États-Unis, il existe un large réseau d'usines de liquéfaction depuis les années 1960 qui stockent le GN sous forme liquide dans de larges réservoirs cryogéniques pendant l'été pour le re-vaporiser pendant l'hiver afin d'augmenter l'offre (Info chimie magazine, 2007).

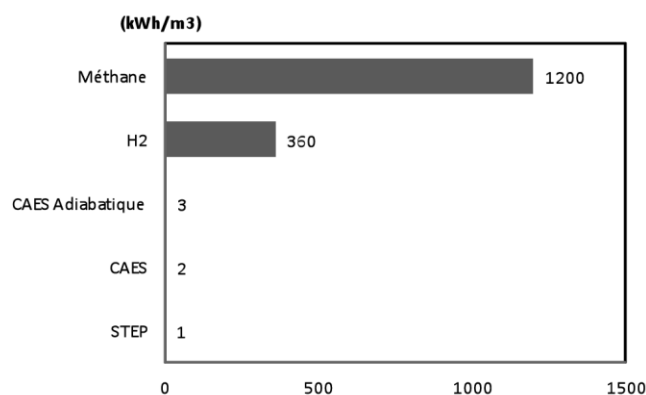


Figure 13 : La densité d'énergie pour les différentes technologies de stockage de l'électricité (Josef, 2012)

### 3.2. Description des scénarios-Sterner pour le stockage de l'électricité sur méthane de synthèse

Le surplus de l'électricité produit par les énergies renouvelables, qui ne peut être injecté dans le réseau à cause de la stabilité et à défaut de la demande, peut être stocké dans le réseau du gaz naturel. Ce méthane produit sera reconverti en électricité en cas de besoin. Il peut être aussi utilisé comme matière première industrielle, combustible de chauffage ou carburant pour les véhicules ou autres moyens de transport tels que l'aviation ou la navigation.

Le concept du « gaz naturel renouvelable » est basé sur la liaison mutuelle du réseau électrique avec le réseau du gaz naturel. Ce nouveau concept innovant convertit les énergies renouvelables (l'excédentaire des énergies éolienne et solaire) en hydrogène par électrolyse. Cet hydrogène réagit avec le CO<sub>2</sub> dans un réacteur thermochimique pour la production du méthane (méthanation). Le gaz naturel synthétique peut être stocké, distribué et reconverti in fine à la demande en courant électrique. La Figure 14 décrit le concept du « gaz naturel renouvelable ».

Dans ce concept, une installation de cycle de Rankine organique (ORC) peut être connectée au procédé en utilisant la chaleur dégagée par la méthanation (la réaction est exothermique et opère dans un intervalle de température compris entre 250 et 450°C). La chaleur résiduelle peut être aussi intégrée dans des processus industriels ou alimenter les réseaux de chauffage urbain. En outre, ce concept permet d'améliorer l'indépendance de l'approvisionnement énergétique et de réduire les tensions géopolitiques.

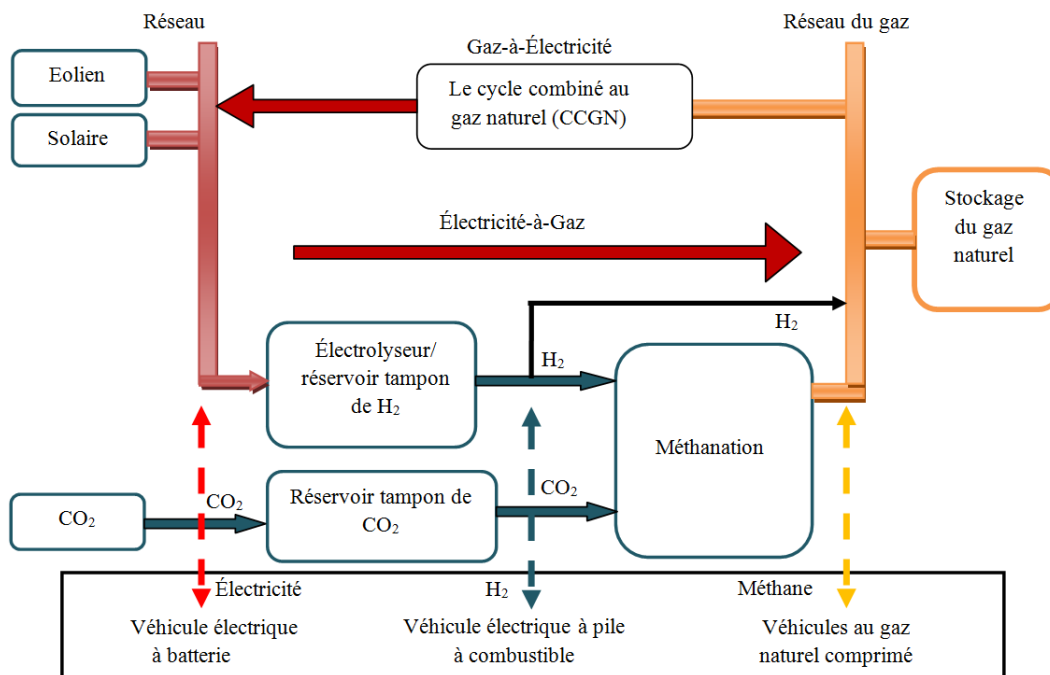


Figure 14 : Concept de base du procédé de stockage d'énergies renouvelables sous forme de gaz naturel

Dans les scénarios proposés par Sterner (Sterner, 2009) et décrits ci-après, la génération de l'électricité est effectuée par le procédé classique (le cycle combiné au gaz naturel (CCGN)). Les principaux éléments dans le procédé de stockage des énergies renouvelables sont : l'électrolyseur pour la production de l'hydrogène, la méthanation pour la production du méthane et la source du CO<sub>2</sub>. Ces éléments constituent la pierre angulaire du stockage des énergies renouvelables sur méthane de synthèse.

### 3.2.1. L'électrolyse pour la production de l'hydrogène

L'eau est décomposée en hydrogène et en oxygène dans l'électrolyseur. Le rendement de l'électricité en hydrogène est dans l'intervalle de 62-80 %. La technologie typique est l'électrolyse alcaline qui utilise la potasse caustique (KOH). Les électrolyseurs ont une capacité de 0,1 MW (Sternier, 2009). Ce type d'électrolyse a été choisi par le laboratoire ZSW (Zentrum für Sonnenenergie -und Wasserstoff- Forschung) à Stuttgart pour stocker les énergies renouvelables sous forme de gaz naturel.

L'électrolyse à membrane électrolyte polymère (PEM) peut aussi être utilisée. Cette technologie se distingue de la précédente par un électrolyte solide à membrane polymère PEM conductrice de protons. Les avantages de cette technologie sont l'absence d'électrolyte liquide, la compacité, la simplicité du design et du fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion, des performances sensiblement supérieures et une moindre influence de la variation des conditions d'entrée. Cependant, elle a une faible capacité (<50 kW) et une durée de vie limitée. Cette voie a été choisie par le laboratoire de recherche DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches).

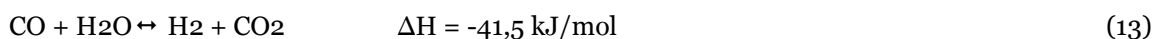
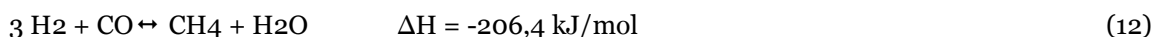
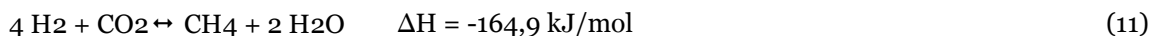
Une autre technologie intéressante, l'électrolyseur à haute température SOEC (solid oxide fuel cell) permet de produire l'hydrogène dans un intervalle de température compris entre 700 et 1000°C. Elle se révèle intéressante si on l'alimente à la fois en électricité et en chaleur pour maintenir la température souhaitée élevée, le rendement peut alors être supérieur à 80 %. Cette option a été choisie par le laboratoire Sunfire en collaboration avec Staxera à Dresde, Saxe.

### 3.2.2. Méthanation

Dans le procédé de stockage de l'électricité sur méthane de synthèse, deux processus peuvent être envisagés :

- méthanation avec CO<sub>2</sub> (c'est l'option choisie dans les scénarios de Sternier) selon la réaction (Eq. (11)) ;
- méthanation avec hydrogénation de CO (convertir un gaz de synthèse (H<sub>2</sub>+CO) en méthane) selon la réaction (Eq. (12)).

Dans les deux cas la réaction de Water Gas Shift (WGS) (Eq. (13)) a lieu simultanément.



Les deux réactions de méthanation (Eq. (11) et (12)) sont exothermiques d'un point de vue thermodynamique. Elles sont donc favorisées à des températures plus basses, entre 180-350°C et des pressions élevées allant jusqu'à 100 bar. D'où la nécessité d'évacuer la chaleur produite et favoriser les réactions dans le sens de formation du méthane. Le type de catalyseur utilisé pour la méthanation est le nickel déposé sur un support en alumine.

### **3.2.3. Sources de CO<sub>2</sub> proposées**

Extraction du CO<sub>2</sub> de l'atmosphère : ce concept est réalisé dans un procédé d'absorption et d'électrodialyse (Bandi, 1995). Le CO<sub>2</sub> est absorbé par une solution de soude caustique NaOH pour former une solution de carbonate Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. Le taux d'absorption est entre 10 à 70 %, en moyenne 45 %. L'absorption consomme une énergie de 2,7 GJ/t de CO<sub>2</sub>, qui dépend principalement de la concentration de la solution de lavage. Le CO<sub>2</sub> est ensuite récupéré à partir de la solution de carbonate par acidification avec l'acide sulfurique. La solution de lavage caustique et l'acide sulfurique sont régénérés dans une unité d'électrodialyse avec des membranes bipolaires, consommant 7 GJ/t de CO<sub>2</sub>. Ce processus en deux étapes permet une récupération complète de CO<sub>2</sub>. Si le CO<sub>2</sub> est ensuite séparé du processus de combustion il sera stocké en combinant les technologies de CCS (Captage et Stockage de CO<sub>2</sub>) dans l'installation du « gaz naturel renouvelable ».

Intégration du concept « gaz naturel renouvelable » dans une unité de biogaz : dans une installation de biogaz, le CO<sub>2</sub> est séparé à l'aide d'une colonne d'adsorption PSA (Pressure Swing Adsorption). Ce CO<sub>2</sub> est ensuite libéré dans l'atmosphère et il n'est pas stocké de manière permanente. Cependant, si l'installation de biogaz est liée avec le procédé de stockage des énergies renouvelables, ce CO<sub>2</sub> peut être transformé en méthane. Une autre option exploitable consiste en l'alimentation directe de l'unité de méthanation à partir du réservoir de stockage de biogaz (qui contient le CH<sub>4</sub> + CO<sub>2</sub>) sans séparation de CO<sub>2</sub>. Cela permet d'économiser les coûts de mise à niveau d'une unité de biogaz. Ce dernier peut également produire de l'électricité à l'aide d'une centrale de cogénération ou d'une turbine à gaz.

Couplage du concept « gaz naturel renouvelable » avec le concept de gestion des déchets : le CO<sub>2</sub> issu des stations d'épuration, des sites de décharge ou des installations industrielles (cimenteries, hauts-fourneaux...) peut être utilisé. De plus, les stations d'épuration peuvent utiliser l'oxygène produit par l'électrolyse pour l'activation des boues.

Le procédé de stockage des énergies renouvelables peut également être combiné avec des centrales thermiques à combustibles fossiles comme les centrales à charbon. Il est possible aussi de recycler le CO<sub>2</sub> récupéré du procédé Gas To Power.

### **3.3. Le procédé Etogas**

Etogas (anciennement Solarfuel) associé au centre de recherche allemand ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung) a réalisé la majorité des installations pilotes par voie catalytique recensées. La première, l' $\alpha$ -plant en 2009 de 25 kWe équipée d'une capture de CO<sub>2</sub> sur l'air a permis de prouver le fonctionnement du procédé de méthanation du CO<sub>2</sub>. La suivante  $\alpha$ -plus-plant de 250 kWe inaugurée en 2012 sert à tester les développements actuels d'Etogas et en particulier le nouveau réacteur de méthanation (pour la future  $\gamma$ -plant). En parallèle, Audi a fait réaliser une installation de 6,3 MWe réalisée par Etogas, équipée par 3 électrolyseurs alcalins d'Enertrag (filiale Hytec, désormais appartenant à McPhy) et d'un réacteur de méthanation de MAN (Ademe, 2014). L'unité de 6,3 MW du projet Audi e-gas est en opération depuis la fin 2013. Le CO<sub>2</sub> provient d'un épurateur de biogaz de technologie absorption par amine. Le méthane de synthèse est injecté dans un réseau de distribution. Ces unités pilotes permettent de convertir le surplus de l'électricité issue de l'énergie éolienne et solaire en gaz naturel de synthèse. Le principe de base de cette installation est le lien bidirectionnel des infrastructures existantes (le réseau électrique et le réseau de gaz) afin de gérer le stockage et la génération de l'électricité. ETOGAS a développé une installation de stockage de l'électricité en utilisant un électrolyseur alcalin et une unité de méthanation. La génération de l'électricité est effectuée par le mode classique (Le cycle

### 3. Procédés de stockage de l'électricité renouvelable sur méthane de synthèse

combiné de gaz naturel). Le schéma suivant décrit l'unité ETOGAS avec les conditions opératoires utilisées.

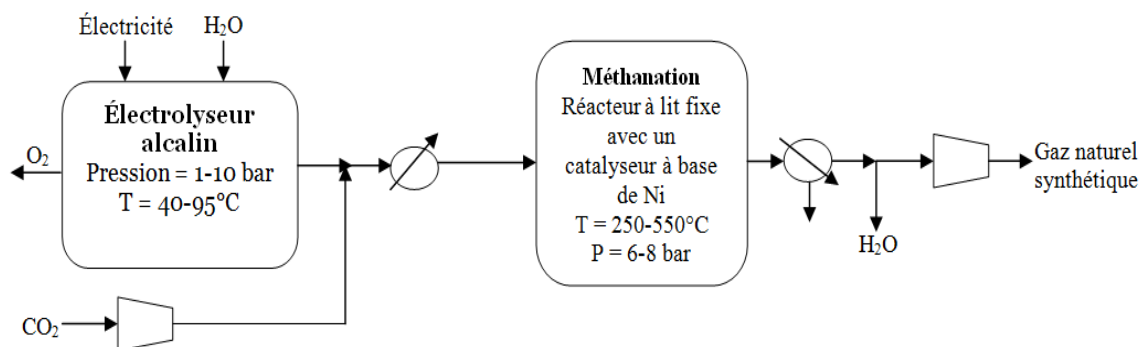


Figure 15: schéma descriptif de l'unité pilote ETOGAS

L'hydrogène est d'abord produit à l'aide d'un électrolyseur alcalin opérant dans un intervalle de température compris entre 40 et 95°C et un intervalle de pression compris entre 1 et 10 bar (Rieke, 2012). Ensuite le H<sub>2</sub> est mélangé avec le CO<sub>2</sub> issue du biogaz et la vapeur d'eau pour produire le méthane dans un réacteur de méthanation. La vapeur d'eau ajoutée permet d'éviter la désactivation du catalyseur. Le méthanateur opère à une température de (250-550°C) et une pression de (6-8 bar) (Specht, et al.). Le gaz naturel synthétique produit est injecté directement dans le réseau du gaz. Le rendement de la conversion de l'énergie électrique en méthane sur la base du Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) est supérieur à 60 % (SolarFuel, 2011). La Figure 16 représente le schéma du flux énergétique du procédé EtoGas. Les étapes de développement de ce procédé sont illustrées par la Figure 17.

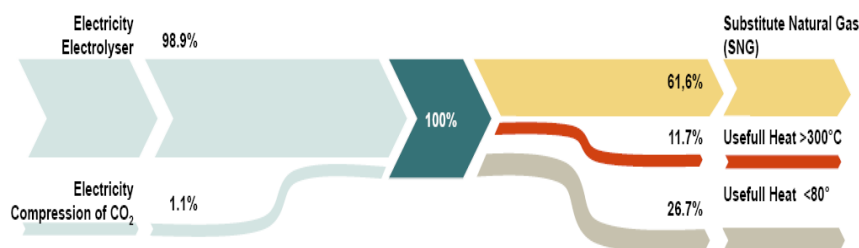


Figure 16 : Diagramme de Sankey du procédé EtoGas (Rieke, 2012)

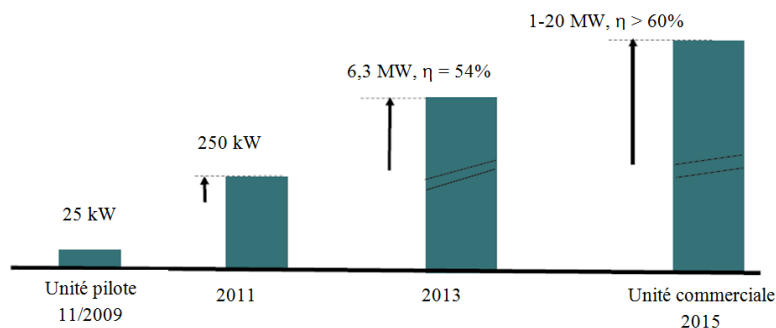


Figure 17 : L'état d'avancement du procédé EtoGas (Rieke, 2012), (SolarFuel, 2011)



Figure 18 : Photographie de l'usine Power To Gas Audi e-Gas (Etogas, 2013)

### 3.4. Le procédé DVGW

Le Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) à EBI (Engler-Bunte-Institut) de KIT (Karlsruhe Institute of Technology) et cinq autres partenaires (EnBW, Outotec, IoLiTec, htec et Fraunhofer ISE) développent un procédé de stockage de l'électricité renouvelable sur méthane de synthèse qui utilise un électrolyseur PEM ; contrairement à l'électrolyseur alcalin, il présente l'avantage de répondre rapidement aux fluctuations et aux intermittences liées à l'utilisation des énergies renouvelables. Ce procédé consiste à utiliser l'électricité renouvelable pour produire l'hydrogène. Ensuite, dans un méthaneur,  $H_2$  réagit avec le  $CO_2$  et/ou le CO pour produire le méthane. La particularité de ce procédé, en plus de l'utilisation du PEM, est l'utilisation d'un réacteur à trois phases en suspension SBCR (slurry bubble column reactor). Ce réacteur a été choisi pour sa flexibilité face aux fluctuations de la production de l'hydrogène comparé aux autres réacteurs à deux phases (à lit fixe et à lit fluidisé). En effet, en cas d'intermittence et si aucun gaz n'alimente le méthaneur, ce dernier subit un refroidissement rapide qui peut causer la détérioration du catalyseur. En revanche, dans le réacteur SBCR, grâce à la capacité thermique supplémentaire de sa phase liquide, le refroidissement peut être contrôlé et moins d'énergie sera fournie pour maintenir le réacteur et le catalyseur au-dessus de  $200^\circ C$  (Götz, et al., 2011). Le procédé fonctionne à des hautes pressions, 25-30 bar pour l'électrolyseur et 20-25 bar pour la méthanation. Le schéma de la figure 18 illustre les étapes du procédé décrit ci-dessus en précisant les conditions opératoires :



### 3. Procédés de stockage de l'électricité renouvelable sur méthane de synthèse

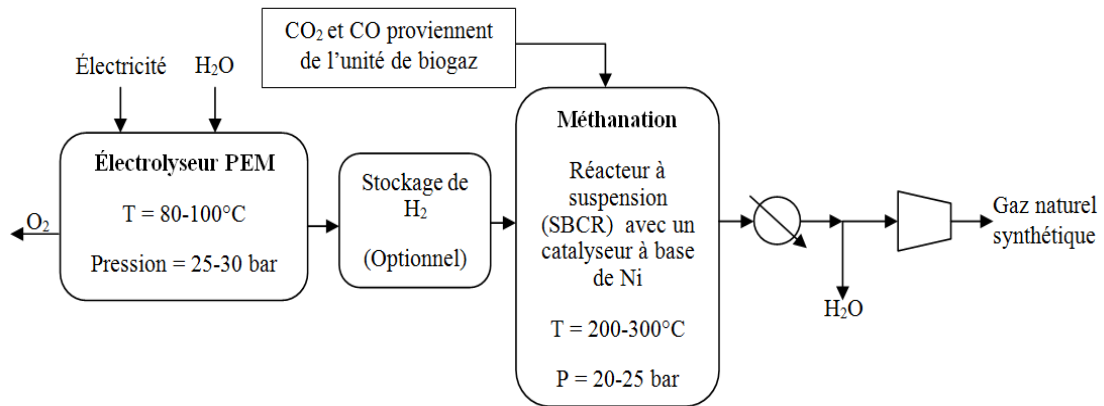


Figure 19 : Schéma descriptif de l'unité DVGW

64 % de l'énergie électrique après conversion AC/DC utilisée pour l'électrolyseur est stockée sous forme d'énergie chimique (méthane). La Figure 20 représente le schéma du flux énergétique du procédé DVGW.

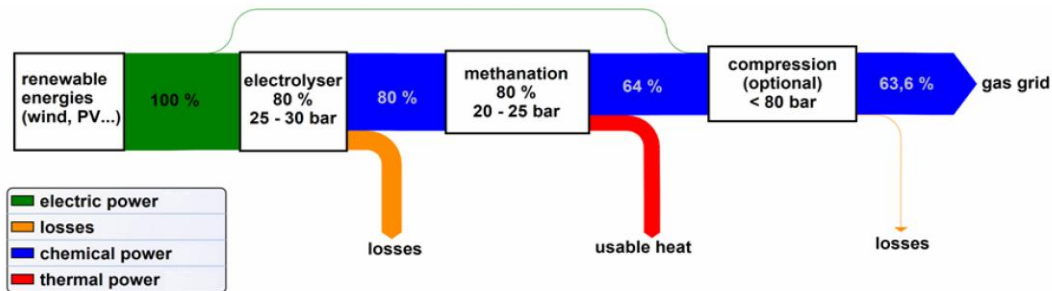


Figure 20 : Le diagramme de Sankey pour le procédé DVGW (Götz, et al., 2011)

Le développement de ce procédé dépend de celui de l'électrolyseur PEM. La figure 20 décrit l'état d'avancement du projet.

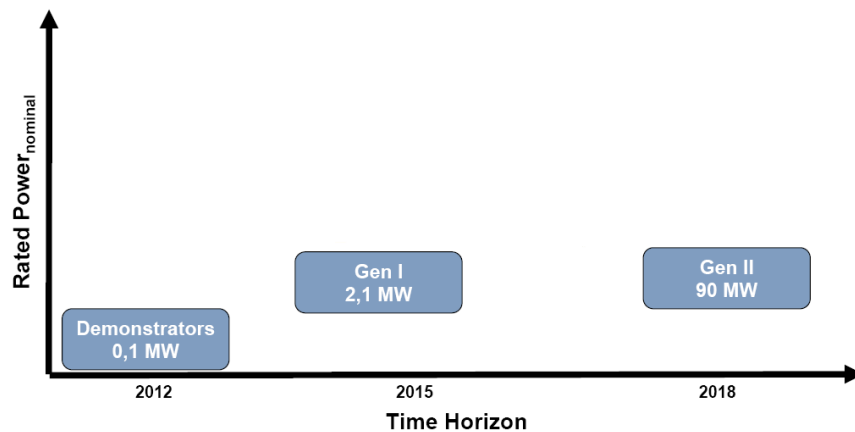


Figure 21 : L'état d'avancement du procédé DVGW (Waidhas et Woywode, 2011)

#### 3.5. Le procédé Sunfire

Sunfire a développé un procédé de production du méthane à partir de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O et de l'énergie électrique issue des énergies renouvelables. Sunfire produit le méthane via l'électrolyse à haute température de la vapeur d'eau. Bien que cette technique soit encore en développement, elle

permet d'augmenter l'efficacité jusqu'à 80 % (ZSW), (Technologies), (Sunfire, 2013). Pour la génération de l'électricité, le procédé classique est utilisé (Cycle Combiné de Gaz Naturel) (ZSW), (Sunfire, 2012). La Figure 22 décrit l'unité Sunfire. Seuls les principaux flux énergétiques et massiques sont représentés.

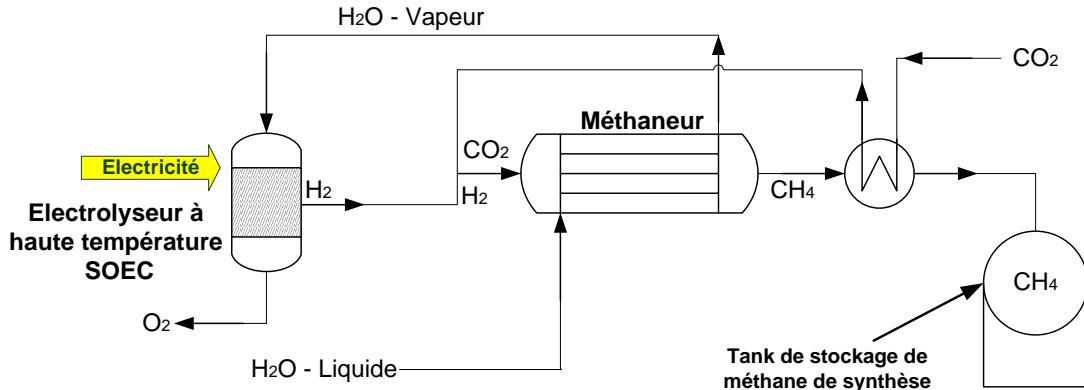


Figure 22 : Schéma descriptif de l'unité Sunfire

L'eau liquide est évaporée à l'aide de l'énergie dégagée par l'exothermicité de la réaction de méthanation (Sunfire, 2012), (Sunfire, 2013), puis la vapeur d'eau est envoyée à l'électrolyseur à haute température. L'hydrogène produit par électrolyse est acheminé vers le méthaneur au niveau duquel la réaction de Sabatier a lieu (réaction entre le  $\text{CO}_2$  et  $\text{H}_2$  (Eq. (11))). Le  $\text{CO}_2$  utilisé est récupéré de l'installation du cycle combiné de gaz naturel à l'aide d'une unité de captage et de stockage (Sunfire, 2012). Le  $\text{CO}_2$  est préchauffé par les gaz sortants du méthaneur.

L'énergie électrique représente seulement 84 % de l'énergie totale nécessaire à l'électrolyse de la vapeur d'eau, les 16 % restants sont apportés sous forme d'énergie thermique. Ce procédé opère à une pression maximale de 60 bar et une température maximale de 800°C. Sa puissance est de 250 kW (Sunfire, 2013).

Le développement de cette unité dépend de celui du SOEC et du SOFC. Sunfire a d'autres options envisageables pour l'amélioration du procédé proposé qui sont en cours de développement tels que l'utilisation d'un co-électrolyseur à haute température ou l'utilisation d'une SOFC pour la génération de l'électricité. La Figure 23 montre les étapes d'avancement des SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell) et l'unité « power-to-gas » développés à Sunfire en collaboration avec Staxera.

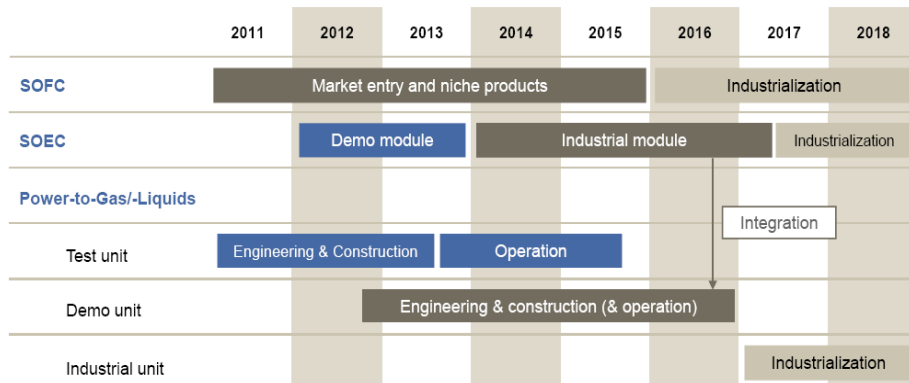


Figure 23 : L'état d'avancement du procédé Sunfire (Sunfire, 2012)

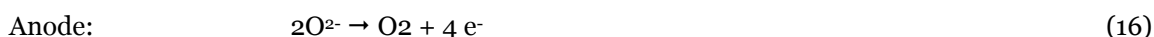
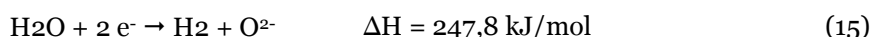
### 3.6. Le procédé Bierschenk

Bierschenk et al. ont suggéré d'utiliser un co-électrolyseur réversible (RSOC : Reversible Solid Oxide Cell) comme base pour un système de stockage d'énergie (Bierschenk, et al., 2011). Le concept de base est la conversion de l'énergie électrique en une énergie chimique par des réactions d'oxydation et de réduction. Ce procédé peut être utilisé pour stocker l'électricité produite par les énergies renouvelables, ou simplement pour stocker l'électricité en excès du réseau. Ce système (décrit ci-dessous), étant au stade de la recherche, est modélisé sous Aspen plus par Harkins et al. (Harkins, et al., 2011) pour stocker 1 MW d'électricité pendant les heures creuses et générer de l'électricité pendant les heures de pointe sur une période de 12 heures. Le RSOC utilisé est composé d'un électrolyte contenant l'oxyde d'yttrium-zirconium stabilisé (YSZ) avec de nickel à l'électrode poreuse à combustible et le mélange YSZ-LaMnO<sub>3</sub> à l'électrode à oxygène. Cet électrolyseur réversible réduit la vapeur d'eau en hydrogène et le dioxyde de carbone en monoxyde de carbone à 700°C et 10 bars. L'efficacité du RSOC est de 88 % (Harkins, et al., 2011). Le gaz de synthèse produit est envoyé dans un réacteur de méthanation pour produire un gaz riche en méthane. L'inversion du système est estimée à 30 minutes.

#### 3.6.1. Description du mode de stockage

En mode électrolyse, 12 MWh d'électricité sont utilisés pour convertir l'eau et le dioxyde de carbone en gaz de synthèse qui est transformé en méthane. Les deux courants d'alimentation composés de 90 % de réactif (H<sub>2</sub>O et CO<sub>2</sub>) et 10 % de produit (H<sub>2</sub> et CO) sont d'abord préchauffés dans un réseau d'échangeurs de chaleur. Le premier courant composé de 4 kmol/h de CO<sub>2</sub>, 1,6 kmol/h de H<sub>2</sub>, 1 kmol/h de CO est chauffé de la température ambiante à 227°C par l'oxygène produit par électrolyse. Et le deuxième courant composé de l'eau est chauffé dans l'échangeur E101 à 185°C par les gaz sortants de l'électrolyseur (RSOC) puis vaporisé dans un générateur de vapeur alimenté par 5,54 kg/h de gaz naturel (voir Figure 24). Les deux courants d'alimentation sont ensuite mélangés et comprimés jusqu'à 10,13 bar avant d'être envoyés au RSOC en mode électrolyse (Harkins, et al., 2011). Dans ce dernier, les réactions suivantes sont mises en jeu.

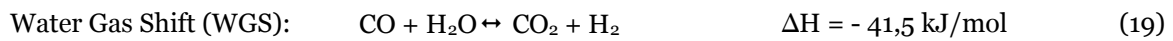
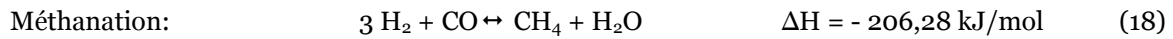
Réaction de la co-électrolyse:



Reverse Water Gas Shift (RWGS) :



En mode électrolyse, le RSOC fonctionne à 700°C et 10,13 bar avec un gradient de température traversant la cellule de 250°C. L'oxygène produit par co-électrolyse est envoyé vers l'atmosphère après avoir été refroidi à 525°C par le courant d'alimentation comme il a été mentionné précédemment. Les autres gaz produits, ainsi que les gaz qui n'ont pas réagi (H<sub>2</sub>, CO, H<sub>2</sub>O et CO<sub>2</sub>) sont envoyés vers le méthaneur R101 afin de produire le méthane par hydrogénation de CO, selon les réactions:



L'équilibre de la méthanation est réalisé à des hautes pressions, des basses températures et des conditions isothermes (204,44°C). Un réacteur tubulaire (tube et calandre) a été utilisé afin d'assurer le refroidissement. La production est à 70 % de méthane. Comme il y a une importante production de l'eau, celle-ci sera éliminée par un condenseur. Les produits déshydratés (4,8 kmol/h de CH<sub>4</sub> avec 0,65 % de H<sub>2</sub> et 4,15 % de CO<sub>2</sub>) sont stockés à 10 bar et 38°C. Sous la même température et pression, 5,4 kmol/h de H<sub>2</sub>O sont stockés. La Figure 24 illustre le procédé de stockage avec les conditions opératoires utilisées.

3. Procédés de stockage de l'électricité renouvelable sur méthane de synthèse

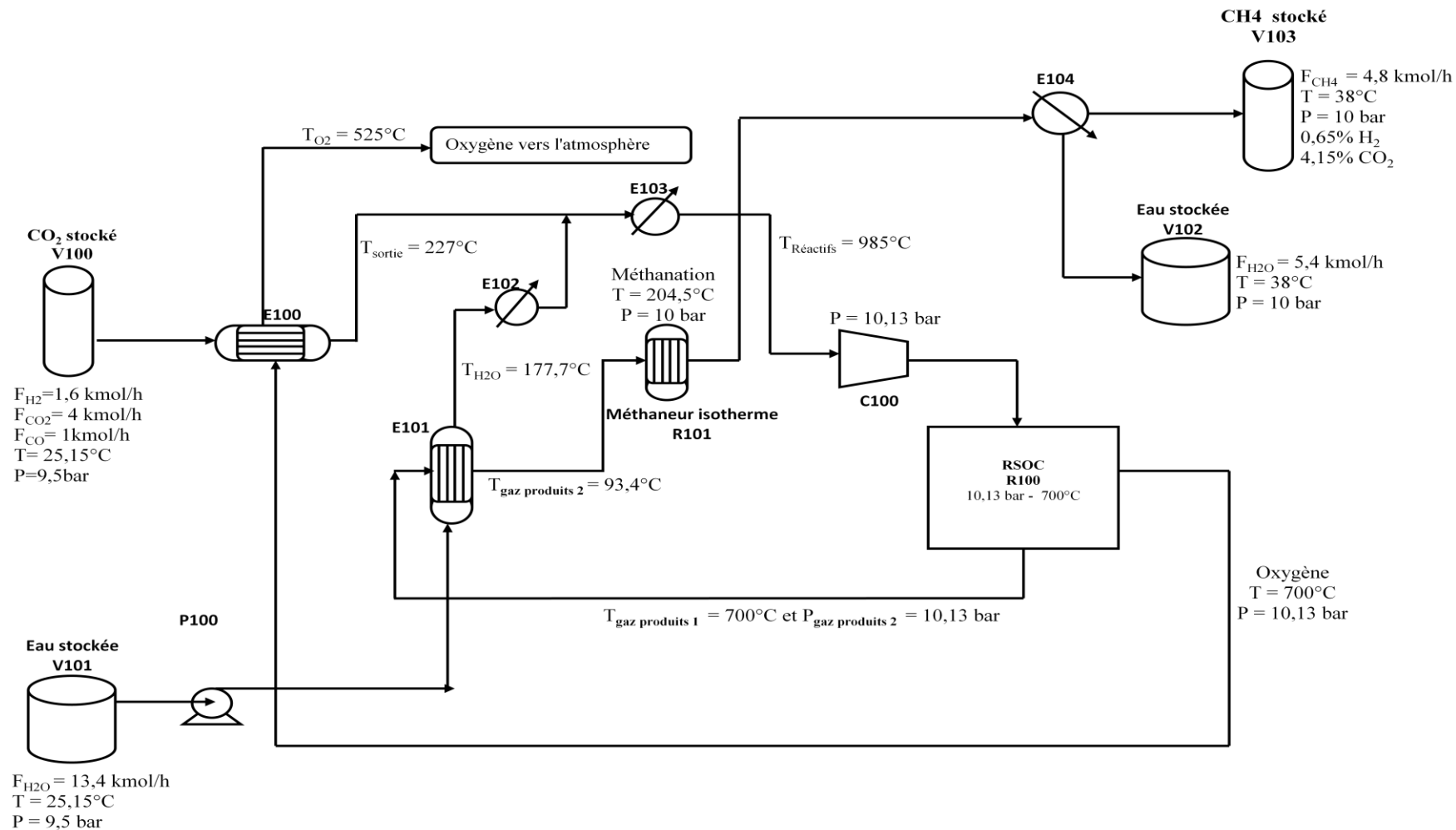
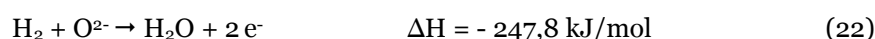


Figure 24 : Flowsheet du mode de stockage du procédé Bierschenk

### 3.6.2. Description du mode de déstockage

En mode de SOFC, le gaz stocké est utilisé comme le gaz d'alimentation pour le RSOC qui permet de déstocker 880 kW d'électricité. Les deux courants d'alimentation initialement à la température ambiante sont préchauffés dans un réseau d'échangeurs de chaleur. Les gaz sortants de RSOC en mode pile à combustible permettent de chauffer l'eau et le gaz de synthèse. Ensuite ces derniers sont mélangés et chauffés dans l'échangeur E107 jusqu'à 800°C par l'air sortant du SOFC (voir Figure 25). Les réactifs sont comprimés jusqu'à 10,13 bar. Dans le RSOC en mode SOFC, les réactions mises en jeu sont :

Réaction de la pile à combustible:



Water Gas Shift (WGS):



Il opère à 849°C et 10 bars. Le méthane est reformé à l'intérieur du SOFC. Ce vaporeformage nécessite une température de 750°C pour une conversion totale de CH<sub>4</sub> (Eq. (24)).



Cette réaction endothermique refroidit la pile à combustible et absorbe 265 kW. Afin de réaliser les réactions du SOFC, l'air est utilisé comme source d'O<sub>2</sub>. Il est envoyé en excès à une température de 563,03°C et quitte la SOFC à 849°C. À cette température, l'air alimente une turbine, produisant ainsi 146 kW. Les gaz produits dans la pile à combustible sont refroidis jusqu'à 390,15°C par les courants d'alimentation comme il a été mentionné auparavant. Ensuite, dans un condenseur E108, l'eau est récupérée et stockée à 37,9°C et 9,52 bars. La Figure 25 illustre le schéma du procédé de déstockage avec les conditions opératoires utilisées.

3. Procédés de stockage de l'électricité renouvelable sur méthane de synthèse

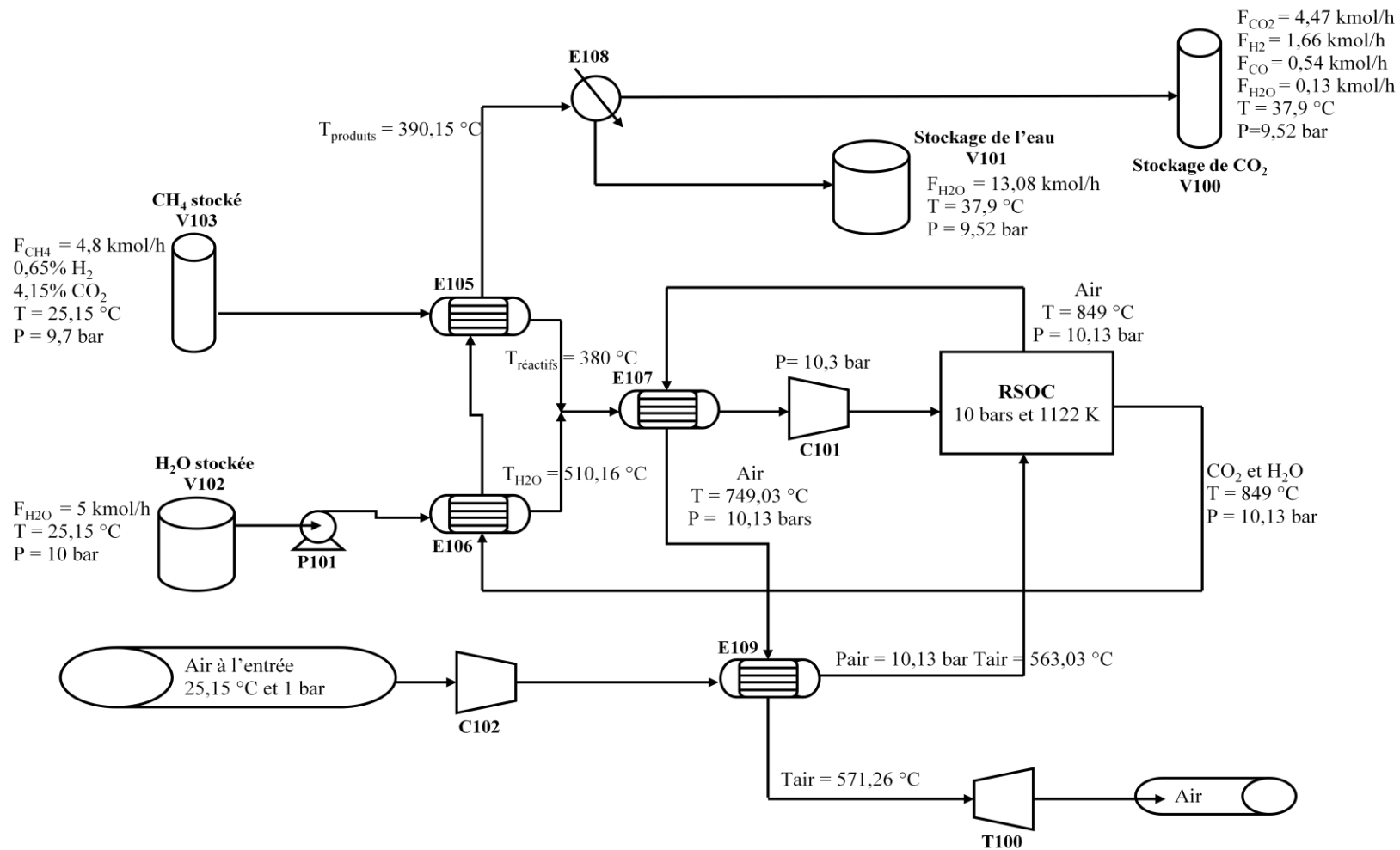


Figure 25 : Flowsheet du mode de déstockage du procédé Bierschenk

### 3.7. Coût de production du Substitut de Gaz Naturel (SNG) par une installation Power To Gas

Reichert (Reichert, 2012) a évalué le coût de production d'1 MWh de méthane en fonction du prix d'électricité et des heures de production. L'installation considérée dans cette étude a une capacité de 10 MW d'électricité. Le méthane, l'oxygène et la chaleur sont vendus respectivement à des prix de 25 €/MWh, 70 €/MWh et 30 €/MWh. Le CO<sub>2</sub> est livré gratuitement. La Figure 26 présente le coût de production d'1 MWh de gaz pour différents prix d'électricité et heures de fonctionnement. D'après cette figure, pour un prix de biogaz de 81 €/MWh<sub>PCI</sub> et de gaz naturel de 35 €/MWh<sub>PCI</sub>, l'installation PTG devient rentable en fonctionnant plus de 4500 heures par an pour des prix d'électricité inférieurs à 30 €/MWh<sub>d'électricité</sub>.

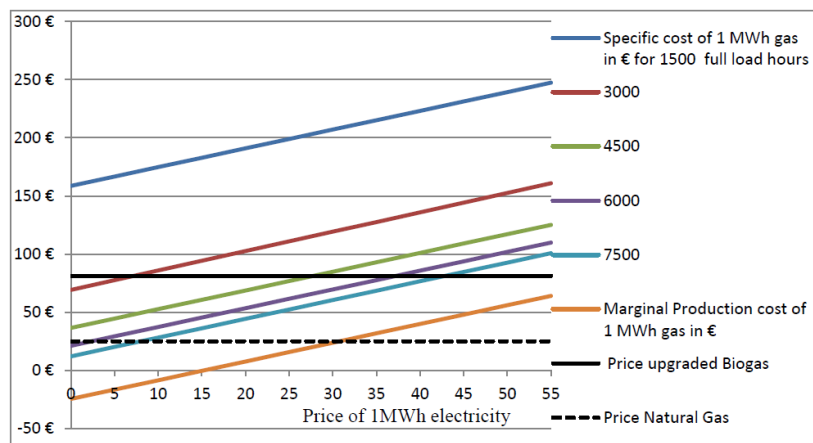


Figure 26 : Coût de production du méthane pour différents prix d'électricité et heures de fonctionnement (Reichert, 2012)

(Benjaminsson, et al., 2013) présentent le coût de production du méthane des procédés Sunfire et Etogas fonctionnant en continue (8600 h/an) avec un prix d'électricité de 44 €/MWh. Le CO<sub>2</sub> est acquis gratuitement et l'oxygène n'est pas valorisé. Afin de réduire le coût de production, une partie de la chaleur générée dans les postes d'électrolyse et de méthanation est utilisée et le reste est vendu. Le prix de la vapeur est supposé être le même quelle que soit la température (27 €/MWh). A partir de ces contraintes, le coût de production pour les deux procédés Sunfire et Etogas est calculé (Voir Tableau 2). Comme Sunfire utilise à la fois des réacteurs de méthanation isotherme et adiabatique, la température de la vapeur produite est supérieure (500°C) à celle du réacteur catalytique isotherme de Etogas (350°C). Benjaminsson et al. démontrent que vendre la vapeur permet un gain de 21,4 €/MWh.

	Sunfire		Etogas		
Capacité Nm <sup>3</sup> /h de CH <sub>4</sub>	300	600	125	250	625
Coût de production €/MWh <sub>PCI</sub>	149,7	126,2	156,2	133,69	126,2

Tableau 2 : Coût de production des procédés Sunfire et Etogas pour différentes capacités

L'ADEME (Ademe, 2013) a évalué le coût des installations de Power To Gas en fonction de trois scénarios retenus. Le scénario « MDN (RTE Médian) » qui considère une augmentation modérée de la consommation électrique française annuelle (+ 11 % par rapport à 2011), une augmentation de la production EnR et une réduction faible de la puissance installée en nucléaire (-10%). Le scénario « NMX (RTE Nouveau Mix) » prévoit une augmentation de l'efficacité énergétique et donc une augmentation plus faible de la consommation par rapport à 2012 (+ 6 %), associée à



une réduction plus importante de la puissance nucléaire (- 36 %) et une augmentation plus forte de la production EnR (+ 670 % en puissance installée). Le scénario « ADM (ADEME) » suppose quant à lui une réduction importante du parc nucléaire (- 49%), une pénétration d'EnR plus forte que les deux autres scénarios et une réduction importante de la consommation (-15 %) par le biais d'une augmentation de l'efficacité énergétique.

Trois technologies ont été étudiées pour une installation de 10 MWe: la production d'hydrogène par électrolyse alcaline ou PEM et la méthanation de CO<sub>2</sub>. Dans cette évaluation, l'oxygène et la chaleur ne sont pas valorisés, le CO<sub>2</sub> est considéré comme étant disponible, gratuit et purifié et les gaz sont vendus à 65 €/MWh<sub>PCI</sub>. Le coût de production d'une installation PTG pour des heures de production plus importantes (scénario ADM) est 200 €/MWh<sub>PCI</sub>. La Figure 27 présente la répartition des coûts pour chaque technologie en fonction des scénarios. Pour les trois technologies, le CAPEX représente la part la plus conséquente dans le coût de l'installation.

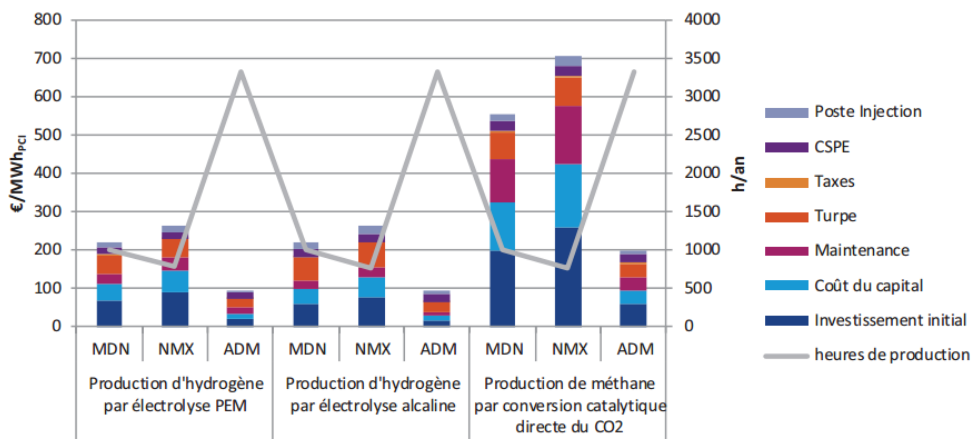


Figure 27 : Répartition des coûts pour chaque technologie en fonction des scénarios retenus (Ademe, 2013)

Une autre étude plus récente et plus complète de l'ADEME (Ademe, 2014) présente les coûts de production actuels et prévisionnels en prenant en compte la valorisation des co-produits à savoir la chaleur et l'O<sub>2</sub>. Différents cas sont étudiés en fonction de la source de CO<sub>2</sub>, du procédé de production du méthane (catalytique ou biologique), de la technologie de production de H<sub>2</sub> et de la finalité du gaz produit (Transport ou distribution). Les résultats présentés ici sont par rapport à la production du méthane dans un réacteur catalytique alimenté par le CO<sub>2</sub> issue du biogaz brut et de l'hydrogène produit par l'électrolyse alcaline, PEM et SOEC. Ce cas d'étude a été choisi car il est le seul qui traite les trois technologies de production de l'hydrogène. La Figure 28 présente le coût de production avec et sans valorisation des co-produits. L'installation PTG à base de l'alcalin a un coût de production inférieur à celui des deux autres technologies. En revanche, à l'horizon de 2050, l'écart entre le coût de production de PTG de chaque type d'électrolyse sera réduit en raison de l'amélioration du rendement d'électrolyse. La valorisation des co-produits peut apporter jusqu'à 24 €/MWh<sub>PCS</sub> permettant ainsi de baisser les coûts actuels de 9% conformément aux résultats de (Benjaminsson, et al., 2013).

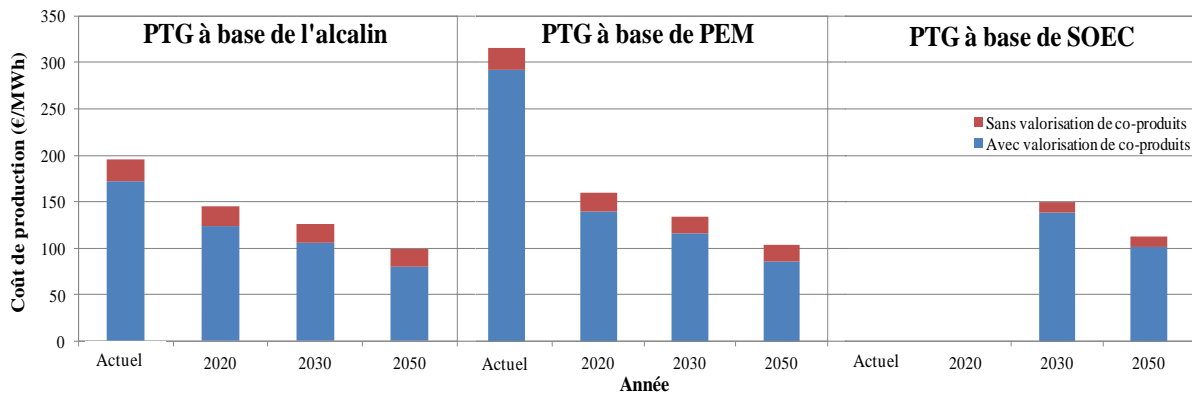


Figure 28: Coût de production avec et sans valorisation des co-produits en fonction des années

De Saint Jean (De Saint Jean, 2014) a évalué le coût actualisé de SNG et de l'électricité produits par un procédé réversible Power To gas / Gas To Power à base de SOEC/SOFC. L'installation PTG considérée a une puissance de 725 kW<sub>PCS</sub> et prend en compte la dégradation des empilements de SOEC expérimentalement observée et le coût des unités de purification pour une durée de fonctionnement de 4500 h/an. Le coût actualisé est de 494 €/MWh<sub>PCS</sub> pour un scénario actuel (Avec la dégradation et l'âge maximal d'empilement d'1 an) et 304 €/MWh<sub>PCS</sub> pour un scénario prospectif idéal (Sans dégradation et l'âge maximal d'empilement de 30 ans). En considérant la réversibilité de ce procédé et par conséquent l'effet de l'alternance de fonctionnement des empilements entre les modes électrolyse et pile à combustible, le coût de SNG produit augmente de 9% pour le scénario actuel, soit 537 €/MWh<sub>PCS</sub>. Concernant le procédé Gas To Power, le coût actualisé de production d'électricité est de 1085 €/MWh<sub>PCS</sub> pour le scénario actuel et 800 €/MWh<sub>PCS</sub> pour le scénario prospectif idéal.

En outre, l'augmentation de la capacité de l'installation permet d'augmenter le gain sur le coût actualisé atteignant jusqu'à 47% du coût pour le scénario actuel. La Figure 29 montre la répartition du coût de production de SNG et d'électricité de l'installation réversible. Le scénario risqué considère une dégradation des cellules très importante et un âge maximal d'empilement d'un an. Il apparaît d'après la Figure 29 que le scénario risqué et celui actuel ont la même répartition avec 50% d'investissement, 32% d'opération et maintenance (O&M), 13% de consommation énergétique et 5% pour le remplacement des empilements.

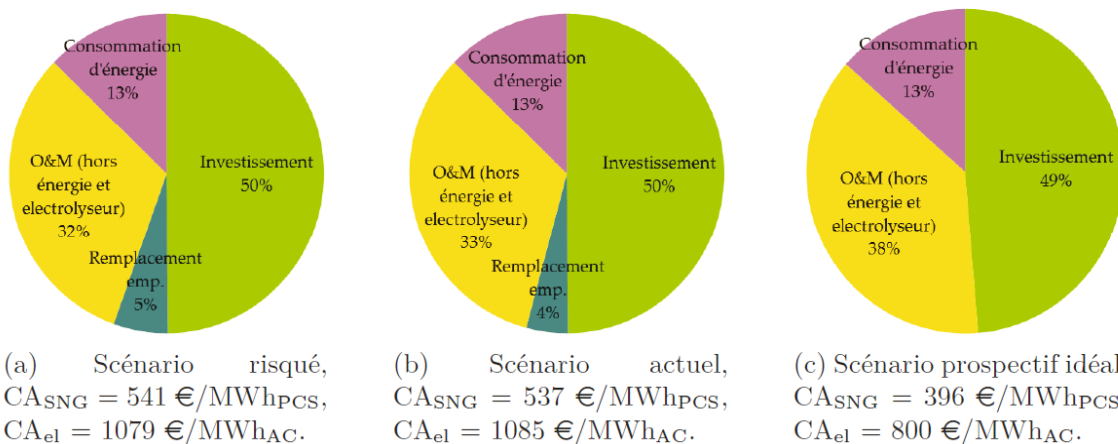


Figure 29 : Répartition du coût de production de SNG et d'électricité de l'installation réversible PTG et GTP (De Saint Jean, 2014)

## 4. Conclusion

Face au contexte environnemental, économique et politique actuel, il est primordial de renforcer le réseau électrique notamment l'équilibre offre /demande et d'intégrer les énergies renouvelables intermittentes dans le mix énergétique. L'une des solutions et des enjeux clés de la transition énergétique, est la conversion de surplus d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable ou l'excédentaire du réseau électrique pendant les heures creuses en un autre vecteur énergétique. Les technologies de stockage de l'énergie se déclinent selon quatre catégories: mécanique (stockage par hydro-pomppe (HPS), stockage par air comprimé (CAES), volants d'inertie), électrochimique et électrostatique (batteries, condensateurs, superconducteurs), thermique (chaleur sensible ou chaleur latente) et thermochimique (hydrogène, méthanation). Les technologies de stockage mécanique (HPS, CAES) sont déjà matures et opérationnelles, par contre les moyens de stockage thermochimique éventuellement sous forme d'hydrogène ou du méthane qui permettent un stockage à long terme ou saisonnier sont en cours de développement. Le concept Power-to-Gas semble pouvoir changer la donne et augmenter considérablement l'intérêt des conversions énergétiques particulièrement dans le secteur des transports où le gaz est un très bon substitut aux produits pétroliers. Il existe un large éventail d'utilisations possibles du gaz produit telles que la chaleur (chauffage résidentiel/tertiaire ou industriel, eau chaude sanitaire...) matière première de l'industrie chimique et mobilité via des véhicules à moteurs à explosion classiques (essence ou Diesel) adaptés pour fonctionner au méthane (Gaz Naturel Véhicule, GNV).

Dans cette perspective, la réaction de méthanation représente une étape supplémentaire permettant de faire réagir l'hydrogène avec des atomes de carbone issus de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) ou de monoxyde de carbone (CO) pour former du méthane de synthèse (CH<sub>4</sub>) injectable dans le réseau du gaz naturel. Il existe de nombreuses sources de dioxyde de carbone possibles : récupération du CO<sub>2</sub> après purification de biogaz ou de syngas (gazéification de biomasse), captage du CO<sub>2</sub> des émissions industrielles (procédés cimentiers, pétrochimiques, mais aussi tous les équipements de combustion) et des émissions liées à la production d'électricité.

Le stockage de l'électricité sous forme de substitut du gaz naturel n'est pas déployé commercialement. Seule une installation pilote en Allemagne (procédé Etogas) avec une puissance de 6,3 MW et une efficacité de 60 % est actuellement en fonctionnement. Cette installation utilise un électrolyseur alcalin pour assurer la conversion et a un coût de production de 156,2 €/MWh<sub>PCI</sub> (pour une capacité de 125 Nm<sup>3</sup>/h de CH<sub>4</sub>). L'augmentation de la capacité de production permet de réduire le coût. Par ailleurs, le système de stockage sous forme de méthane de synthèse suscite beaucoup d'attention et de recherches avec des technologies prometteuses telles que l'électrolyseur à haute température (SOEC) (procédé Sunfire) ou encore le co-électrolyseur à haute température réversible (procédé Bierschenk). Certains paramètres dans les procédés développés sont à optimiser afin d'améliorer l'efficacité globale du système. Cette dernière dépend de l'efficacité de l'électrolyseur, des pertes liées à la compression et au pompage et des demandes en énergie thermique en mode électrolyse. En effet, bien que l'efficacité de la co-électrolyse soit très intéressante à haute pression comme il a été reporté dans le procédé Bierschenk, les pertes liées à la compression et au pompage deviennent significatives. De plus, en opérant à une tension inférieure au thermoneutre, une chaleur supplémentaire doit être fournie au courant d'alimentation lors de l'électrolyse. Par conséquent, les pertes de rendement associées à cette nécessité sont inévitables. Il sera donc judicieux d'optimiser la consommation énergétique et la tension opératoire afin de réduire la quantité de chaleur à fournir tout en maintenant une bonne efficacité.

D'après l'état de l'art faisant l'objet de cette partie qui couvre les aspects technologiques et économiques des procédés de stockage de l'électricité et principalement le Power To Gas, plusieurs limitations ont été identifiées. Il a été mis en évidence qu'aucune simulation globale et conséquente d'un procédé PTG à base d'un co-électrolyseur réversible n'a été reportée dans la littérature. Les

procédés développés ou en cours de développement ont recours à l'électrolyse de l'eau ou de la vapeur d'eau. Le seul travail utilisant la co-électrolyse de la vapeur d'eau et du CO<sub>2</sub> présente des simulations réalisées uniquement en régime stationnaire en utilisant des modèles thermodynamiques et les résultats sont sommaires. De plus, les unités de purification du gaz produit ne sont pas prises en compte. Concernant le Gas To Power, l'électricité est restituée en utilisant le procédé mature et opérationnel « le cycle combiné au gaz naturel ». La réversibilité ou l'utilisation de la pile à combustible précédée par le reformage du gaz naturel n'a pas été étudiée. Cette thèse permettra de s'affranchir à ces limitations en proposant un procédé réversible de référence détaillée PTG/GTP couplé avec le réseau du gaz naturel et de développer des outils qui permettront des simulations en régime stationnaire et dynamique afin d'évaluer énergétiquement la faisabilité de ce procédé. Cette étude servira de base pour alimenter des travaux ultérieurs concernant le développement d'une unité pilote et d'un modèle économique.